

**КЫРГЫЗСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ И. РАЗЗАКОВА**

На правах рукописи

УДК: 621.311(575.2)(043)

**ОМУРБЕКОВА АДИЛЯ НУРАДИЛОВНА**

Повышение эффективности управления энергетической системой  
Кыргызской Республики

08.00.05 – отраслевая экономика

Диссертация  
на соискание ученой степени кандидата экономических наук

Научный руководитель: доктор экономических наук, профессор

Шербекова Анара Аманкуловна

Бишкек – 2024

## ОГЛАВЛЕНИЕ:

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	4
<b>ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ</b> ...	11
1.1. Теоретические и методические аспекты управления энергетической системой.....	11
1.2. Система управления энергетическим сектором Кыргызской Республики.....	30
1.3. Зарубежный опыт управления энергетической системой стран ЕАЭС.....	53
<b>ГЛАВА II. АНАЛИЗ И ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ В КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКЕ</b>	77
2.1. Нормативно-правовое регулирование энергетической системы КР .....	77
2.2. Анализ состояния энергетической системы КР .....	88
2.3. Оценка эффективности управления энергетической системой .....	126
<b>ГЛАВА III. КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ</b> .....	153
3.1. Корреляционный-регрессионный анализ факторов и модель прогноза производства электроэнергии .....	153
3.2. Организационно-экономические аспекты развития повышения эффективности управления энергетической системой .....	176
3.3. Активизация интеграции возобновляемых источников энергии в энергетическую систему.....	204
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	229
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	238
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ</b> .....	252

## **ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

кВт - Киловатт

кВтч - Киловатт часов

КПП - Крупный промышленный потребитель

КПЭ - Ключевой показатель эффективности

КТО - Календарное техническое обслуживание

КЦЭ - Копенгагенский центр энергоэффективности

ЛТ - Льготный тариф

ЛЭП - Линия электропередачи

МАСЭ - Модель для анализа спроса на энергию

МВт - Мегаватт

МВФ - Международный валютный фонд

МГЭС - Малая гидроэлектростанция

МОиН - Министерство образования и науки

МСЭЭ - Минимальные стандарты энергоэффективности

МФ - Министерство финансов

МЭ - Министерство энергетики Кыргызской Республики

МЭА - Международное энергетическое агентство

МЭК - Министерство экономики и коммерции

НН - Низкое напряжение

НСК - Национальный статистический комитет Кыргызской Республики

НСЭ - Нормированная стоимость электроэнергии

НТП – Не технические потери

НЦУ - Национальный центр управления

НЭСК - «Национальная электрическая сеть Кыргызской Республики»

НЭХК - «Национальная энергетическая холдинговая компания»

ОА - Оксиды азота

ОВОС - Оценка воздействия на окружающую среду

ОДЭ - Объединение для эффективности

ССТП - Среднесрочная тарифная политика

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** Энергетическая система является ключевым элементом обеспечения устойчивого развития страны, поскольку она оказывает прямое воздействие на экономику, социальную сферу и экологическую устойчивость. Кыргызская Республика обладает значительным потенциалом в сфере энергетики благодаря своим природным ресурсам, включая водные источники, солнечную и ветровую энергию. Однако, несмотря на это, энергетическая система страны сталкивается с рядом вызовов, включая неэффективное использование ресурсов, недостаточную инфраструктуру, нестабильность энергоснабжения и высокие потери энергии в процессе передачи и распределения. Энергетика занимает в Кыргызстане особое место, являясь главной составляющей и стержнем промышленного и сельскохозяйственного производства, неотъемлемой частью систем жизнеобеспечения граждан (освещение и пищеприготовление, подача питьевой воды, отопление и здравоохранение), а также образования, транспорта и телекоммуникаций. Учитывая, что система централизованного электроснабжения охватывает почти 99 % населения в Кыргызской Республике, можно говорить о том, что энергетика Кыргызстана стала платформой цивилизованного образа жизни граждан. При этом следует отметить, что стоимость электрической энергии входит в состав затрат при производстве продукции, следовательно конечная цена товара/услуги (его потребительская привлекательность) зависит от количества энергии затраченной при его производстве.

Отсутствие электрической энергии, вне зависимости от причин (дефицит, авария в энергосистеме), немедленно и негативно отзывается во всех сферах производства и социально-бытовых отношений. Прекращается выпуск продукции, растут производственные издержки предприятий, нарушается режим работы систем жилищно-коммунального хозяйства, транспорта, здравоохранения, связи, образования и других. Дискомфорт,

вызванный длительным или систематическим отсутствием электроэнергии в домашнем хозяйстве граждан, вызывает социальную напряжённость в обществе.

Однако условия каждой страны специфичны и требуют тщательного исследования применимости подобной практики. В Кыргызстане преобладание политических аспектов над экономическими, что особенно заметно в области составления тарифов.

**Степень изученности проблемы.** О состоянии энергетической системы есть достаточно разработанные исследования учёных Кыргызстана, которыми внесён вклад в развитие топливно-энергетического комплекса (ТЭК) Кыргызской Республики.

До 1995 г. в трудах учёных: В. М. Касымовой, Ж. Т. Тулебердиева, Т. Койчуева, К. Р. Рахимова, А. С. Джаманбаева, Д. М., Маматканова, Ю. П. Беякова, Л.В.Бажанова, А.Г.Зырянова, М.С.Сулейманова, Ш.М.Мусакожоева, А.М.Резниковского, Б.Н.Фельдмана, К.Гусева, Е.Иванова, А.Б.Авакяна, В.А.Баранова, А.А.Чернухина, и других показана роль энергоресурсов республики в экономике на перспективу.

Период перехода к рыночной экономике отражён в трудах кыргызских учёных, в том числе: В.М.Касымовой, Ш.М.Мусакожоева, Б.И. Баева, Б.К. Сыдыкова, Н.А.Абдырасуловой, А.Р.Тюменбаева, Р.Каратаевой. В них авторы уделяют огромное внимание рыночным отношениям, международным связям республики по энергопотреблению. Показана роль Кыргызстана в международных связях и основное внимание уделяется инвестициям.

В трудах учёных ближнего зарубежья, в том числе: К.Измайлова, Н.А.Абловой, Ш.Диксита, Н.К.Дубаша, К.Маурера, А.Хаджииванова, У.Матеева, И.А.Аккозиева, и других.

В связи с этим возрастает необходимость в разработке и внедрении эффективных стратегий управления энергетической системой с целью обеспечения стабильного, доступного и экологически устойчивого

энергоснабжения. В контексте данной диссертационной работы представляется актуальным изучение и анализ существующих проблем в управлении энергетической системой Кыргызской Республики с последующим разработкой рекомендаций и мероприятий по их решению.

**Цель и задачи исследования.** Целью диссертационной работы является разработка теоретических, методических и практических направлений повышения эффективности управления энергетической системой Кыргызской Республики и определения механизмов её обеспечения.

Для достижения поставленной цели исследования необходимо выполнение **следующих задач:**

1. Исследовать теоретические и методические аспекты управления энергетической системой и эволюции взглядов учёных экономистов Кыргызской Республики;

2. Исследовать опыт зарубежных стран и лучшие мировые практики в области управления энергетическими системами для применения в условиях Кыргызской Республике;

3. Изучить законодательную и нормативно-правовую базу, регулирующую деятельность в области энергетики в Кыргызстане, с целью выявления существующих проблем и пробелов в регулировании;

4. Провести анализ и оценку текущего состояния и эффективности управления энергетической системой Кыргызской Республики;

5. Провести корреляционно-регрессионный анализ факторов, влияющих на объем производства (выработки) электроэнергии, а также разработать модель и рассчитать прогноз показателей производства электроэнергии на период до 2033 г. (на примере Уч-Курганской ГЭС и Шамалды-Сайской ГЭС);

6. Обосновать основные направления и методы повышения эффективности управления энергетической системой Кыргызской Республики.

**Предметом исследования** является организационно-экономические отношения управления энергетической системой, а также механизмы её совершенствования.

**Объектом исследования** является система энергетического комплекса Кыргызской Республики в целом, включая энергопроизводство, передачу, распределение и потребление электроэнергии, а также инфраструктуру, регулируемую и управляющую этой системой.

Исследование направлено на выявление проблем, возникающих в процессе функционирования энергетической системы, анализ факторов, влияющих на её эффективность и устойчивость, а также разработку рекомендаций по улучшению управления и повышению эффективности всей энергетической отрасли страны.

**Научная новизна полученных результатов диссертационного исследования заключается в следующем:**

1. Систематизированы теоретические и методические аспекты управления энергетической системой Кыргызской Республики;

2. Дан анализ проблем и пробелов законодательной и нормативно-правовой базы, регулирующей деятельность в области энергетики в Кыргызстане;

3. Проведён анализ и оценка эффективности управления энергетической системой Кыргызской Республики;

4. Проведён корреляционно-регрессионный анализ факторов, влияющих на объем производства выработки электроэнергии;

5. Проведён прогноз показателей производства электроэнергии на период до 2033 г. (на примере Уч-Курганской ГЭС и Шамалды-Сайской ГЭС);

6. Предложены направления и методы повышения эффективности управления энергетической системой Кыргызской Республики.

**Практическая значимость исследования** состоит в содержащихся в диссертации научно-теоретических выводах, положениях и заключениях, в

определенной мере способствующих развитию экономической науки и будут полезны при проведении аналогичных исследований на прикладном (конкретно - геоэкономическом) уровне, также в корреляционно-регрессионном анализе Уч-Курганской ГЭС и Шамалды-Сайская ГЭС.

**Экономическая значимость полученных результатов.** На основе корреляционно-регрессионный анализа факторов, влияющих на объем производства выработки электроэнергии возможно планировать дальнейшие организационные вопросы, направленные на повышение эффективности выработки электроэнергии в Кыргызской Республики.

**Методологической и теоретической основой исследования диссертационной работы** послужили: научные труды зарубежных и отечественных учёных; законодательные и нормативно-правовые акты КР и зарубежных стран; научные монографии и статьи; годовые отчёты, аналитические и обзорные, статистические, методические и справочные материалы, опубликованные отечественными и зарубежными государственными институтами. В процессе работы использовались такие общенаучные методы и приёмы, как принцип логического, системного анализа, выявление причинно-следственных связей.

**Основные положения диссертации, выносимые на защиту:**

- углублены исследования теоретических и методических аспектов управления энергетической системой Кыргызской Республики;
- проведено комплексное исследование зарубежного опыта управления энергетической системой стран ЕАЭС;
- проведены анализ и оценка состояния энергетического сектора Кыргызской Республики;
- уточнены методы и проблемы регулирования управления энергетическим сектором КР;
- проведен корреляционно-регрессионный анализ факторов, влияющих на объем производства (выработки) электроэнергии и рассчитан авторский

прогноз показателей производства электроэнергии на период до 2033 г. (на примере Уч-Курганской ГЭС и Шамалды-Сайской ГЭС);

- проведена оценка инновационных стратегий управления энергетической системой для ОАО «Национальной Электрической Сети Кыргызстана» (ОАО «НЭСК»).

**Личный вклад соискателя.** Автором разработаны концептуальные подходы к предмету исследования, проведен корреляционно-регрессионный анализ зависимости объемов выработки и производства электроэнергии от значимых экономических факторов, а также проведен прогноз выработки и производства электроэнергии на основе предложенных авторских индикаторов и др. и обоснованы направления развития управления энергетической системы в Кыргызской Республике.

**Апробация результатов диссертации.** Диссертационная работа прошла апробацию при обсуждении докладов автора на следующих международных и национальных научно-практических конференциях: «Векторы развития энергетического сектора Кыргызской Республики» (г. Москва, ЕНО, 2021г.); «Оценка современного состояния энергетического сектора Кыргызской Республики» (г. Бишкек 2021 г.); «Пути повышения эффективности управления энергетической системой Кыргызской Республики» (г. Махачкала 2022 г.); «Роль инвестиций в развитии энергетического сектора Кыргызской Республики» (г. Махачкала 2022 г.); «Анализ энергетической безопасности Кыргызской Республики» (г. Бишкек 2022 г.); «Сущность и роль энергетики в экономике Кыргызской Республики» (г. Бишкек 2022 г.); «Роль строительства в инвестиционном развитии региональной энергетики в Кыргызской Республике» (г. Махачкала 2023 г.); «Оптимизация экономической инфраструктуры» ((г. Махачкала 2023 г.); «Зеленые технологии для цифрового устойчивого развития отраслей экономики Кыргызской Республики» (Скорис, Франция 2024г.); «Роль цифровизации в управлении энергетической системой Кыргызской

Республики»; ( (г. Бишкек 2024 г.); «Роль финансовых инструментов в развитии зеленой энергетики в КР» (КЭУ, Бишкек 2024 г.).

**Полнота отражения результатов диссертации в публикациях.**

Основные результаты диссертационной работы отражены в 11 научных статьях, в том числе 10 в индексируемых РИНЦ, из них 5 в РФ и 5 в КР; 1 в Scopus.

**Структура и объем диссертации.** Структура диссертационной работы определена в соответствии с целями и задачами исследования, состоит из перечня условных обозначений, введения, трёх глав, заключения, практических рекомендаций, списка использованных источников и приложения. Общий объём работы составляет 253 страниц, в том числе, 237 страниц основного текста с таблицами и рисунками.

# ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

## 1.1. Теоретические и методические аспекты управления энергетической системой

Энергоресурсы, энергоносители и энергия есть продукт мощного народнохозяйственного комплекса — энергетики. По-другому энергетику можно определить как систему процессов воспроизводства, первичной доставки, преобразования, распределения и потребления энергоресурсов. Указанные процессы представляют собой стадии единого процесса энергообеспечения экономики и общества. Кроме понятия энергетики для обозначения сферы производства энергий употребляются и другие термины. Различные экономические аспекты энергетической отрасли и её роли в экономике получили отражение в современных научных трудах отечественных и зарубежных исследователей. В годы независимости Кыргызстана, в стране появляются новые исследования по экономике и, в частности, по энергетике. Так, в сборнике научно-практического семинара «Экономика Кыргызстана: реалии и перспективы», экономист Койчуев Т.К. опубликовал статью на тему «Современное состояние и перспективы развития экономики Кыргызстана» [48, с. 7], акцентирует внимание на социально-экономической ситуации в 1991-1999 годах, анализируя её, приводит данные по темпам роста ВВП в годы приватизации, анализирует спад промышленности в начале 90-х XX века. Особого внимания заслуживает информация о «бурном» росте промышленности в 1997 году в связи с вводом двух нефтеперерабатывающих предприятий. Учёный демонстрирует научный подход в изучении вопросов ТЭК страны в годы независимости и выступает надёжным источником информации по периоду первых лет независимости страны в развитии топливно-энергетического сектора Кыргызстана. Автор считает, что сквозной проблемой всего периода 2000-2010 гг. остаётся развитие топливно-энергетического комплекса страны,

поскольку является ядром экономики страны. Особое внимание уделено проблемам инвестиций и внешнему сотрудничеству Кыргызстана. Турар Койчуев внёс немалый вклад в изучение топливно-энергетического комплекса в призме экономики и внешней политики [49, с. 112-113].

В 2006 году Торобаевым Э.Т. [93 с. 95] в работе «Энергетическая безопасность Кыргызской Республики», были рассмотрены некоторые вопросы энергетической безопасности КР. В ней, в частности, рассматриваются и анализируются необходимость подстанции Датка, кадровые работы в системе энергетики, краткие биографические сведения об отдельных работниках энергетики, внёсших большой вклад в её развитие.

В работе учёных Алымкулова К. и энергетиков Измайлова К., Матеева У. «Энергетика Кыргызстана сегодня и завтра» рассмотрены текущие проблемы реструктуризации энергетической отрасли Кыргызстана и возможные пути продолжения реформы электроэнергетики страны [20, с. 135]. Авторы проанализировали результаты политики в энергетической системе Кыргызстана с учётом мнений потребителей, поставщиков электроэнергии, неправительственных организаций и экспертов. Кроме того, оценены условия и результаты функционирования энергетической системы республики, определены её основные проблемы, такие как развитие конкуренции, тарифная политика, коррупционность, управление, обеспечение прозрачности энергетической системы, социальной защиты населения, прав потребителей, подготовка кадров и др. Особое внимание в этой работе заслуживает анализ целей, задач, и направлений государственной политики в реформировании энергетической системы Кыргызстана. Учёные рассматривают долгосрочную цель и модель реформирования энергетической системы, текущие цели и задачи дальнейшего реформирования электроэнергетики, сценарии продолжения реформы, реализация тарифной политики, увеличение инвестиционной привлекательности. Предложенные в работе теоретические аспекты по институциональной реформе, реформе тарифной политики и повышению

инвестиционной привлекательности имеют комплексный характер, что может привести к ожидаемым позитивным результатам. Совместная работа экспертов-энергетиков Алымкулова К. и Измайлова К. «Проблемы электроэнергетики Кыргызстана» [21, с. 75] анализирует проблемы производства и использования электроэнергии в Кыргызской Республике, затрагивая вопросы повышения эффективности функционирования электроэнергетики, существующих тарифов за потреблённую электроэнергию, не являющихся экономически обоснованными, а также размеров потерь в электроэнергетике, катастрофических для существования отрасли. Кроме того, авторы выделяют основные проблемы реформирования электроэнергетики: применение опыта в других странах, варианты продолжения реформ, возможные варианты решения проблемы управления.

Мусакожоев Ш.М. и Жапаров А.У. в работе «Стратегия инновационной модернизации» [62, с. 166] анализируют экономическую ситуацию 2010 года, основные проблемы, цели и приоритеты экономического развития Кыргызской Республики, прогнозные оценки макроэкономического развития и ожидаемые результаты до 2020 года, а также возможные риски и стратегии. В ней детально рассмотрены основные проблемы экономического развития, процессы модернизации ТЭК и вопросы достижения энергетической безопасности.

Станбековым Т.А. в работе «Топливо-энергетический комплекс стран Центральной Азии: региональный подход» [91, с. 188] были исследованы экономические и организационно-управленческие проблемы ТЭК стран Центральной Азии. Рассмотрены противоречия использования водно-энергетических ресурсов региона, предпринята попытка обоснования стратегии развития ТЭК на Евразийском пространстве и предложен региональный подход к управлению ТЭК стран Центральной Азии. Автор характеризует состояние мирового опыта экономической интеграции, ее эволюцию, возможности региональной интеграции для развивающихся стран, управление водными ресурсами за рубежом, обосновывает

теоретические положения интеграции ТЭК, евразийский вектор развития ТЭК, знакомит с международными стратегическими альянсами как инструментом межгосударственного управления. Кроме того, Т. Станбеков проанализировал современное состояние топливно-энергетического комплекса в странах Евразии, Центральной Азии, процессы приватизации в ТЭК, состояние гидроэнергетики и водопользования в Центральной Азии, а также её организационную структуру управления ТЭК. Автор раскрыл основные проблемы межгосударственного экономического сотрудничества в области ТЭК, проанализировал процессы дезинтеграции топливно-энергетического комплекса стран Центральной Азии, выявил противоречия водно-энергетических ресурсов, а также особенности национальных позиций по использованию водных ресурсов в регионе, выделил региональные экологические проблемы использования водно-энергетических ресурсов.

Профессор Орузбаев Б., акцентирующий внимание на вопросах развития экономической дипломатии Кыргызской Республики, в статье «Вопросы развития экономической дипломатии Кыргызской Республики» [70, с. 64] характеризует и анализирует деятельность кыргызской дипломатии.

Использование отдельных исследований, связанных с дипломатией и внешней политикой Кыргызстана обусловлено тем, что Кыргызстан, не имея собственных ресурсов нефти и газа в промышленных масштабах, имеет определенный опыт сотрудничества, а также нуждаются в инвестициях, получение которых возможно в результате выстраивания партнёрских двусторонних и многосторонних отношений.

Мубаракшин Б.Н. в статье «Гидроэнергетика Киргизии в контексте решения водно-энергетических проблем Центральной Азии» анализирует общий гидроэнергетический потенциал КР. В результате анализа автор пришёл к заключению, что гидроэлектростанции Кыргызстана занимают центральное место в национальной энергосистеме КР, вырабатывая около 80% используемого в республике электричества [63, с. 28]. В российском

Институте экономических стратегий под редакцией Байшуаковой А.Б. издана «Стратегическая матрица Кыргызстана», где дана ретроспектива, современное состояние и сценарии будущего развития [27, с. 440], отражён российский взгляд на развитие промышленности Кыргызстана.

Российские эксперты-политологи Парамонов В., Столповский О. также внесли немалый вклад в исследование отношений России со странами Центральной Азии, где Кыргызстану отводится особое место. Авторы описывают, анализируют торгово-экономические, военно-политические, культурно-гуманитарные связи, а также энергетические интересы и энергетическую политику Китая в Центральной Азии [76, с. 21-35].

Одним из первых, Игорь Ремуальдович Томберг в работе «Энергетика Центральной Азии: проблемы и перспективы» [94, с. 56] отразил историю строительства гидроэнергетического комплекса Кыргызстана, его развитие и функционирование (проблемы и перспективы).

Российский эксперт Денисенко Д. в статье «При СССР в энергосистему вкладывали втрое больше» сообщает об ежегодных инвестициях в гидроэнергетический комплекс Кыргызстана в годы СССР [38, с. 76]. Статья содержит заключения по Единому энергетическому кольцу Центральной Азии и, хотя ситуация на сегодня изменилась: высоковольтная линия Датка-Кемин введена в эксплуатацию, ТЭЦ Бишкека модернизирована, тем не менее, историческая проблема водопользования реки Нарын остаётся до сих пор актуальной.

ТЭК Кыргызстана исследуется и анализируется кыргызскими и российскими экспертами в связи с тем, что энергетическая безопасность стран Центральной Азии и Кыргызстана, является и вопросом безопасности России. Кыргызстан является партнёром, с которым сотрудничают не только в двустороннем формате, но и на площадках СНГ, ОДКБ, ШОС. Топливо-энергетическая обеспеченность КР имеет общую историю с советским пространством, но приобретённая независимость приводит к выстраиванию новых в топливно-энергетическом направлении и в поэтому энергетическое

сотрудничество внимательно анализируется учёными, экспертами и журналистами.

Что касается западных учёных, то они не уделяют должного внимания исследуемой теме, но имеют публикации, имеющие косвенное отношение к гидроэнергетическому комплексу, угольной промышленности, нефтегазовому хозяйству КР. Публикации западных учёных анализируют влияние российских энергетических компаний на углеводородные страны Кавказа и Центральной Азии, а также государства, нуждающиеся в них (Китай, страны ЕС). Учитывая аналитические факторы европейских учёных, можно провести определенные параллели и в отношении Кыргызстана, который находится в зависимости от российских поставок нефтепродуктов и газа.

Обзор и анализ западных источников информации обусловлен тем, что необходимо привлечение источников не только отечественного, центрально-азиатского и российского круга, но и независимых оценок, позволяющих дать более яркую характеристику развития энергетики Кыргызстана и его топливно-энергетических связей с другими странами.

Бренда Шаффер в монографии «Энергетические политики» указывает на то, что Россия, как и другие страны, которые имеют большие углеводородные запасы, может использовать нефтегазовую продукцию как внешнеполитический инструмент и рычаг, способный влиять на политические ориентиры стран импортёров продукции. [106, с. 188]. Рассматриваемые в работе топливно-энергетические инструменты взяты за основу, как примеры, которые могут быть реализованы в исследовании двусторонних отношений между Россией и Кыргызстаном. Центральноазиатский регион богат ресурсами и это привлекает внимание развитых и развивающихся стран. В Европе также интересуются ресурсами региона. Как взгляд автора западной науки интересна статья Марты Брилл Олкот [64, с. 322] о строительстве трубопровода по транспортировке

туркменского газа, имеющей перспективу прохождения по территории Кыргызстана.

Отметим особо исследования о теории государства-рантье, изначально применявшейся учёными в отношении государств Северной Африки и Ближнего Востока. Эта теория основана на политических и экономических процессах в предреволюционном Иране и впервые изложена в работе Хуссейна Махдави [71, с.27-28]. В работе определено, что государства-рантье – это государства, получающие доход от зарубежных акторов. Позже, данная теория использовалась в отношении государств Африки и Южной Америки [79, с. 527] и далее, с различной степенью успеха, применена к постсоветским государствам республик Кавказа, Центральной Азии и России. Вовлеченность теории в разработку отдельных стран и регионов, указывает на работоспособность этой теории. Поступательное движение в вовлечении государств Ближнего и Среднего Востока, Северной Африки и стран постсоветского пространства позволяет нам использовать теорию государства-рантье и на примере КР.

Войтчек Островски считает, что одна из ключевых проблем Кыргызстана - экономика, не имеющая собственных энергетических ресурсов и зависящая от денежных переводов трудовых мигрантов и внешних инвестиций [105, с. 128-137]. Такое государство быстро группируется с государствами, которые имеют нефтяные и газовые запасы. Польский учёный, считает, что Кыргызстан государство-полурантье, т.к. зависит от денежных переводов трудовых мигрантов из России и Казахстана, а также от внешних инвестиций.

Профессор Касимова В.М. отмечает, что энергетической безопасности Кыргызской Республики угрожают различные внутренние и внешние угрозы, существующие с момента обретения страной независимости, что к ним относятся плохое состояние энергетической инфраструктуры, высокий уровень задолженности и зависимость от ископаемого топлива. Для улучшения ситуации автор предлагает такие меры, как модернизация

энергетической инфраструктуры, продвижение возобновляемых источников энергии и укрепление регионального сотрудничества. При этом подчёркивается необходимость государственной поддержки в регулировании и мониторинге энергетической политики для обеспечения долгосрочной безопасности [107, с. 67].

Д.э.н. Баетов Б.И. считает, что энергетическая политика Кыргызской Республики требует фундаментальных реформ и совершенствования управления. Основные проблемы кроются в неадекватной тарифной политике, которая привела к значительному дефициту финансовых ресурсов, высокому износу оборудования и недостатку инвестиций. Предлагается привести тарифы в соответствие с рыночными условиями, повысить эффективность работы энергетических компаний и провести структурные реформы в отрасли. Внедрение разумной инвестиционной политики и совершенствование управленческих структур имеют решающее значение для преодоления энергетического кризиса в стране и решения будущих проблем [108, с.78-79].

Энергетическая система любого государства является по своей сути сосредоточением стратегических ресурсов жизнеобеспечения, фундаментальной основой эволюции цивилизации. Роль энергетической системы в экономике не исчерпывается традиционной динамикой и интерпретацией финансово-экономических показателей. В отношении концепции механизма государственного регулирования энергетической системы следует отметить, что приоритетные направления не должны быть обусловлены интересами конкретных субъектов энергоэкономических отношений, а должны базироваться и соответствовать целям устойчивого развития государства в целом. В этой связи энергетической системе предлагается детерминировать, прежде всего, в аспекте совокупности отношений между экономическими субъектами с целью эффективной реализации энергетических и экономических интересов в объёме адекватном

существующим потребностям государства в определенный период времени его развития.

Таким образом, понятие «энергетическая система» необходимо рассматривать в технологическом, экономическом и административном аспектах, чтобы всесторонне указать специфические черты указанной дефиниции. Соответственно, энергетическая система это:



**Рис. 1.1. Энергетическая система**

*Источник: составлено автором на основе научной работы Баетова Б.И. (2017). Вопросы оптимизации и повышения эффективности менеджмента в энергетике Кыргызской Республики. Вестник Академии права и управления, (2 (47)), 108-111.*

С процессом интенсификации глобализационных тенденций в мире вопросы энергетики становятся предметом споров между отдельными государствами и их союзами с позиции распределения геополитического влияния. Развитие мировых экономических процессов все больше обусловлено наличием энергетической составляющей в своём механизме. Началом указанных тенденций в научном обороте принято считать

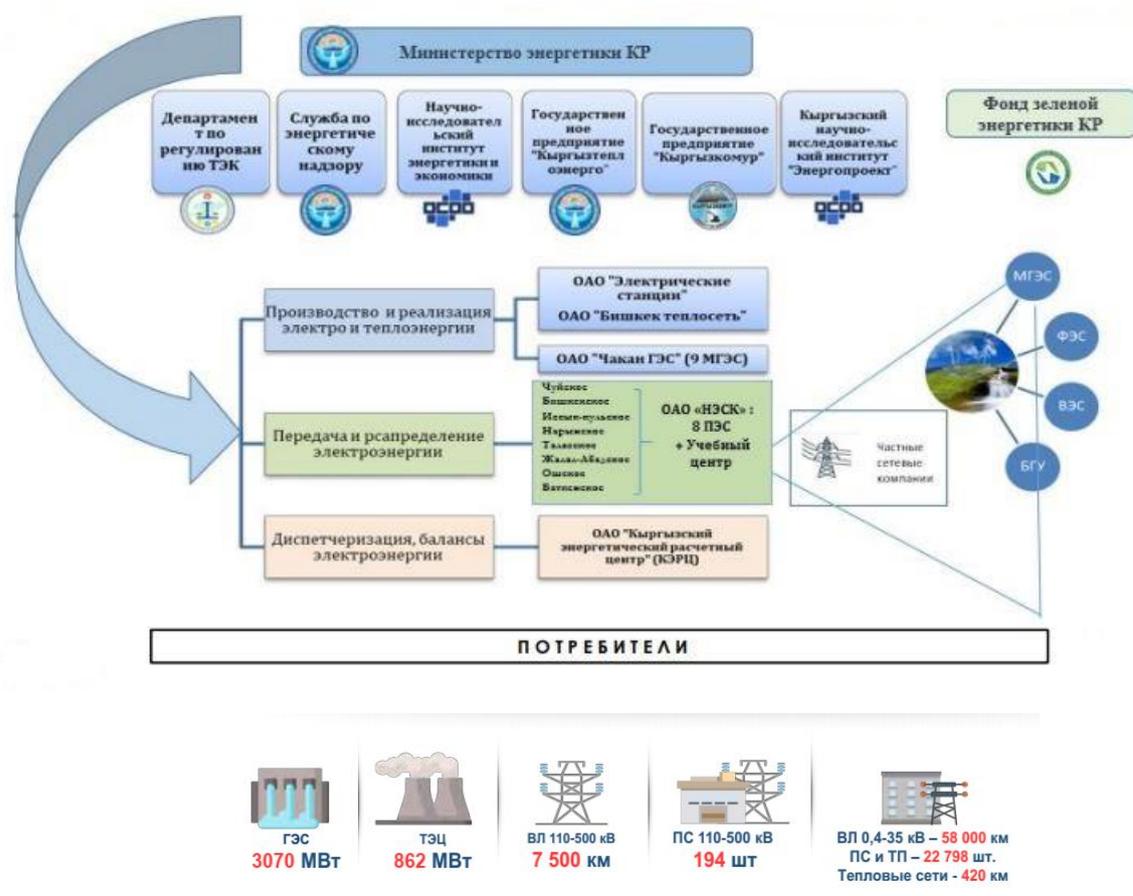
энергетический кризис середины 1970-х гг., когда энергетический фактор в большей степени, чем военный, стал определяющим в мировой политике. Это сформировало внешнюю энергетическую политику ряда влиятельных государств в направлении поддержания глобального энергетического равновесия. Важным итогом данного кризиса следует считать начало организации диалога между странами-производителями и странами-потребителями энергоресурсов с общей целью необходимости решения глобальных энергетических проблем.

На современном этапе государственное регулирование энергетической системы характеризуется более высокой сложностью, нежели любые ранее сформированные подходы. Это обусловлено, в первую очередь, трансформацией регулятивного инструментария, который сейчас включает постоянный мониторинг рынка, а также возникновением новых форм институционального сотрудничества. Последнее характеризуется механизмами эффективного диалога и взаимодействия с органами, генерирующими решения в сфере энергетической политики (правительство, парламент, соответствующие региональные министерства и международные организации).

Государственное регулирование энергетической системы представляет собой деятельность государства по воздействию на системы генерации энергии, энергоснабжения и энергопотребления, «функционирующие преимущественно на рыночной основе с применением различных методов воздействия.

Таким образом, прямые методы государственного регулирования не связаны с созданием дополнительного материального стимула или опасностью финансового ущерба и базируются на силе государственной власти. Эти методы основаны на использовании административных средств, характеризующихся непосредственным властным воздействием государственных органов на регулируемые отношения и поведение субъектов энергетической системы [56, с.62].

**Институциональная структура энергетической системы Кыргызской Республики.** Государственная энергетическая политика КР представляет собой деятельность государственных органов в целях обеспечения всех отраслей экономики страны необходимым объёмом энергии при минимальных затратах и наиболее экологичным способом. Основное управление энергосистемой страны осуществляется Министерством энергетики и промышленности Кыргызской Республики. В нижеприведённой схеме указаны основные государственные и частные учреждения, ответственные за энергетику в КР.



**Рисунок 1.2. Институциональная структура энергетической системы КР [107]**

Энергосистема Кыргызской Республики в силу географических особенностей чётко разделена на северную и южную части. Обе части соединены линией 500 кВ «Токтогульская ГЭС – Фрунзенская», проходящей по территории Кыргызской

Республики, а также через ОЭС ЦА, охватывающей РТ, РУ и РК, а также линией 500 кВ «Датка – Кемин». В структуре выработки электроэнергии львиную долю занимают гидроэлектростанции (90%), основные из которых расположены на юге страны.



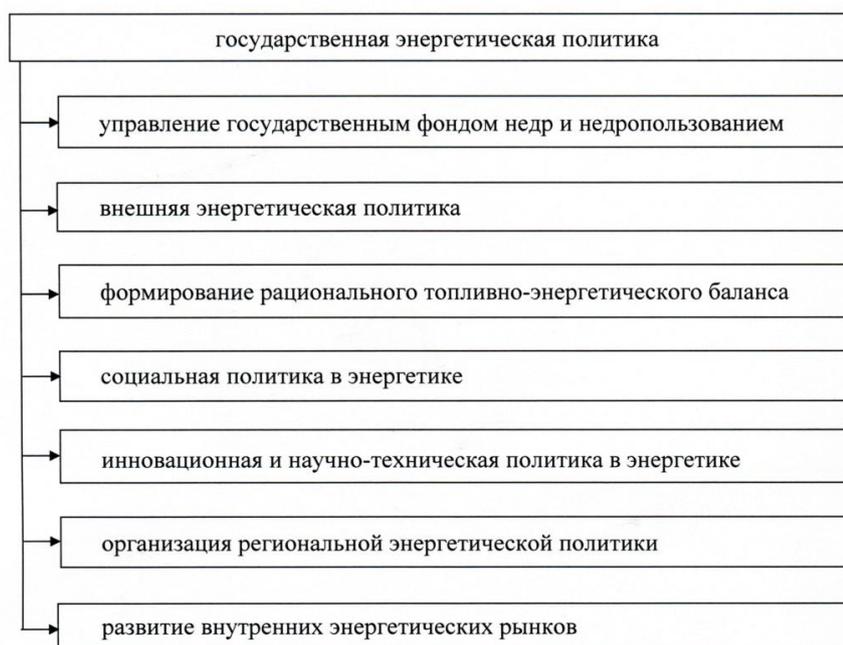
Рисунок 1.3. Предыдущая структура энергетической системы Кыргызской Республики [107]



Рисунок 1.4. Действующая структура энергетической системы Кыргызской Республики [107]

Общий гидроэнергетический потенциал Кыргызской Республики порядка 142 млрд кВтч. Республика занимает 3 место в СНГ после России и Таджикистана процент освоения гидроэнергетического потенциала составляет всего 10%. На самой большой реке Нарын можно построить 8 каскадов из 34 гидроэлектростанций. Суммарная установленная мощность перспективных каскадов 6 450 МВт. Среднегодовое производство электроэнергии более 25 млрд. кВтч электроэнергии

Основой государственной энергетической политики является деятельность государства, направленная на управление государственным фондом недр и недропользованием, развитие внутренних энергетических рынков, формирование рационального топливно-энергетического баланса, организацию региональной энергетической политики, инновационную и научно-техническую политику в энергетике, социальную политику в энергетике, внешнюю энергетическую политику (Рис. 1.5).

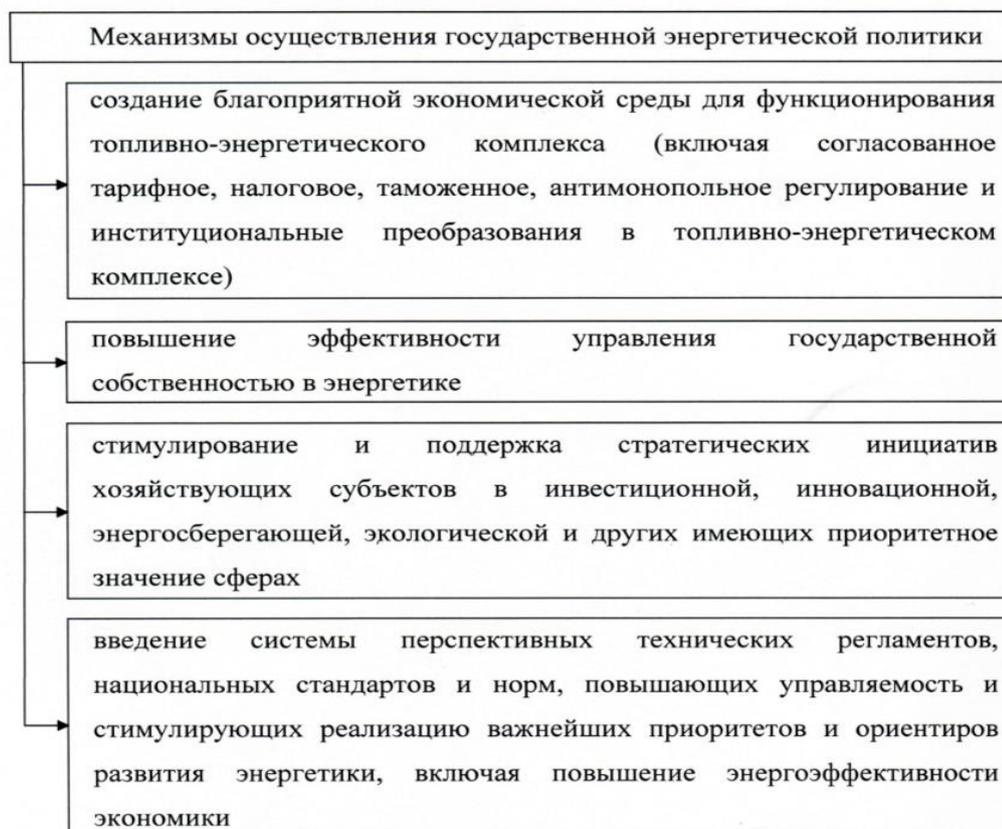


**Рис. 1.5. Элементы государственной энергетической политики [27]**

Проведение государственной энергетической политики Кыргызской Республики для защиты прав и законных интересов граждан и хозяйствующих субъектов, обеспечения обороны и безопасности государства, эффективного управления государственной собственностью,

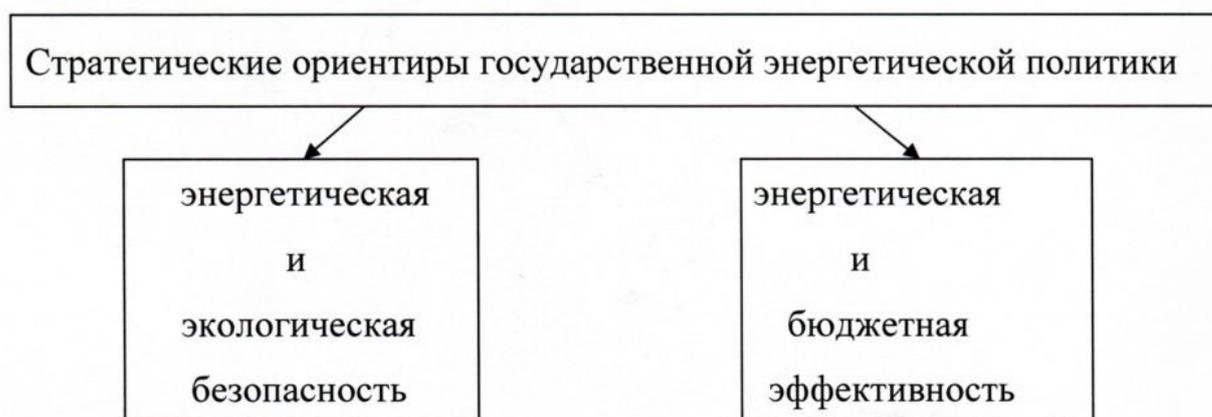
достижения качественно нового состояния энергетической системы осуществляется на следующих неизменных принципах:

- последовательность действий государства по реализации важнейших стратегических ориентиров развития энергетики;
- заинтересованность в создании сильных и устойчиво развивающихся энергетических компаний, достойно представляющих КР на внешних рынках и способствующих успешному функционированию конкурентных внутренних рынков;
- обоснованность и предсказуемость госрегулирования, направленного на стимулирование частной предпринимательской инициативы в области реализации целей государственной политики, в т.ч. в инвестиционной сфере. Для того, чтобы осуществлять свою деятельность в рамках государственной энергетической политики государству необходимо использовать определенные механизмы (Рис. 1.6).



**Рис. 1.6. Механизмы осуществления государственной энергетической политики [27]**

Стратегическими ориентирами государственной энергетической политики КР являются энергетическая и экологическая безопасность, а также энергетическая, бюджетная и экономическая эффективность. Достижение указанных ориентиров, повышение управляемости процесса развития энергетики требуют формирования основных составляющих государственной энергетической политики (Рис. 1.7).



**Рис. 1.7. Стратегические ориентиры государственной энергетической политики [27]**

Главным инструментом осуществления указанной политики будет комплекс мер экономического регулирования: (тарифного), налогового, таможенного и антимонопольного. Создание непротиворечивой и гибкой системы экономического регулирования относится к числу важнейших предпосылок экономической эффективности энергетической политики. При проведении энергетической политики государство в полной мере использует свои права собственника недр и активов в ТЭК. Для повышения эффективности этого процесса предусматриваются реструктуризация и акционирование государственной собственности в данной сфере сосредоточением её преимущественно в системообразующих секторах ТЭК (транспортная инфраструктура) и объектах повышенной опасности (гидроэнергетика и др.) с приватизацией других активов, прежде всего не находящихся под действенным контролем государства. Основой реализации энергетической политики государства является постоянно развивающаяся

нормативно-правовая база. Её совершенствование идёт по пути дальнейшего формирования законодательства, обеспечивающего стабильность, полноту и непротиворечивость нормативно-правового поля этой важнейшей сферы жизнедеятельности общества.

Энергетическая безопасность является важнейшей составляющей национальной безопасности Кыргызстана. Энергетическая безопасность — это состояние защищённости страны, её граждан, общества, государства, экономики от угроз надёжному топливно- и энергообеспечению. Эти угрозы определяются как внешними (геополитическими, макроэкономическими, конъюнктурными) факторами, так и, собственно, состоянием и функционированием энергетической системы страны.

Анализ сложившейся ситуации в топливно-энергетическом комплексе свидетельствует, что эти угрозы носят уже вполне реальный характер. Диспропорции в топливно- и энергообеспечении КР становятся "хронической болезнью" (неудовлетворительное состояние коммунальной энергетики, сбои в теплоснабжении и др.), что реально угрожает энергетической безопасности страны. Проблема усугубляется географией размещения запасов первичных энергоресурсов, недостаточностью мощностей линий электропередачи и др.

Целью государственной политики энергетической безопасности является последовательное улучшение её следующих главных характеристик:

- способность ТЭК надёжно обеспечивать экономически обоснованный внутренний и внешний спрос энергоносителями соответствующего качества и приемлемой стоимости;
- способность потребительского сектора экономики эффективно использовать энергоресурсы, предотвращая тем самым нерациональные затраты общества на своё энергообеспечение и дефицитность топливно-энергетического баланса;
- устойчивость энергетической системы к внешним и внутренним экономическим, техногенным и природным угрозам, а также его способность

минимизировать ущерб, вызванный проявлением различных дестабилизирующих факторов.

Важнейшими принципами обеспечения энергетической безопасности являются:

- гарантированность и надёжность энергообеспечения экономики и населения страны в полном объёме в обычных условиях и в минимально необходимом объёме при угрозе возникновения чрезвычайных ситуаций различного характера;

- контроль со стороны государства, органов исполнительной власти и местных органов управления за надёжным энергоснабжением объектов, обеспечивающих безопасность государства;

- выполняемость исчерпаемых ресурсов топлива (темпы потребления этих ресурсов должны согласовываться с темпами освоения замещающих их источников энергии);

- диверсификация используемых видов топлива и энергии (экономика не должна чрезмерно зависеть от какого-либо одного энергоносителя);

- учёт требований экологической безопасности (развитие энергетики должно соответствовать возрастающим требованиям охраны окружающей среды);

- предотвращение нерационального использования энергоресурсов (взаимосвязь с политикой энергетической эффективности);

- создание экономических условий (прежде всего за счёт налоговых и таможенных мер), обеспечивающих равную выгоду поставок энергоресурсов на внутренний и внешний рынки и рационализацию структуры экспорта;

- максимально возможное использование во всех технологических процессах и проектах конкурентоспособного отечественного оборудования.

Энергетическая эффективность: на современном этапе экономика КР характеризуется высокой энергоёмкостью. Причинами такого положения являются сформировавшаяся в течение длительного периода времени структура промышленного производства и нарастающая технологическая отсталость энергоёмких отраслей промышленности и жилищно-коммунального хозяйства, а также недооценка стоимости энергоресурсов, прежде всего газа, не стимулирующая энергосбережение.

Степень повышения энергетической эффективности предопределяет долгосрочные перспективы развития не только энергетической системы, но и экономики Кыргызстана в целом. Ориентация экономики на энергоёмкий рост угрожает консервацией технологической отсталости и опережающим ростом внутреннего спроса на энергоресурсы, в результате которого даже при достижении максимальных технически реализуемых показателей роста их производства спрос на них сможет быть обеспечен путём расширения импорта или ограничения экспорта. Поэтому целью политики государства в данной сфере является жёсткое и безусловное достижение намеченных стратегических ориентиров роста энергоэффективности с использованием широкого спектра стимулирующих потребителей энергоресурсов мер, обеспечивающих структурную перестройку экономики КР в пользу малоэнергоёмких обрабатывающих отраслей и сферы услуг; а также реализацию потенциала технологического энергосбережения.

Для интенсификации энергосбережения необходимы обоснованное повышение внутренних цен энергоносителей экономически оправданными, приемлемыми для потребителей темпами; постепенная ликвидация перекрёстного субсидирования в тарифообразовании, прежде всего в электроэнергетике; продолжение реформирования жилищно-коммунального хозяйства. Вместе с тем эффективное ценовое регулирование является абсолютно необходимым, но недостаточным условием интенсификации энергосбережения.

Одним из инструментов государственной политики является поддержка специализированного бизнеса в области энергосбережения, пока слабо развитого в КР, что позволяет сформировать экономических агентов (энергосберегающие компании), предлагающих и реализующих оптимальные научные, проектно-технологические и производственные решения, направленные на снижение энергоёмкости.

Бюджетная эффективность энергетики: энергетическая система связана сложными и разнообразными взаимоотношениями с государственным бюджетом, являясь основным источником формирования его доходной части и получателем государственных средств, оказывая влияние на формирование и исполнение бюджетов всех уровней. Обеспечение эффективности указанных взаимоотношений является важнейшей государственной задачей и основной целью политики, направленной на достижение бюджетной эффективности энергетики.

Таким образом, для обеспечения энергетической безопасности необходимо решение двух первоочередных проблем.

Во-первых, необходимо осуществить модернизацию во многом устаревшей морально и изношенной физически технологической базы ТЭК и обеспечить воспроизводство его вырабатываемой ресурсной базы.

Во-вторых, требуется изменение структуры потребления и размещения производства топливно-энергетических ресурсов, увеличение потребления гидроэнергии, угольной продукции и использования возобновляемых источников, а также добычи углеводородов.

Важнейшим же условием обеспечения энергетической безопасности и сбалансированного развития ТЭК является единство целей и методов государственной энергетической политики.

Резюмируя вышеперечисленные исследования, следует отметить, что отечественные и центральноазиатские, российские и западные авторы активно участвуют в процессе исследования ситуации, имеющей прямое или косвенное отношение к энергетической отрасли и экономике Кыргызстана, а

также топливно-энергетическим вопросам в Центральной Азии, но все труды имеют определенную специфику. Обзор и анализ трудов учёных и экспертов дали возможность определения этапов развития, состояния, проблем и перспектив развития энергетики КР. Вышеперечисленные источники указывают на содержательность и историческую обоснованность развития энергетической системы Кыргызстана. Однако, большая часть из них выполнялись с определенными целями и задачами и соответствовали определенным хронологическим рамкам.

Таким образом, анализ современных исследований энергетической отрасли и её роли в экономике, на наш взгляд, включает в себя три основополагающих компонента: анализ сложившейся исторической картины энергетики Кыргызстана, прогноз относительно её развития и принятия компетентных внутривнутриполитических и внешнеполитических решений, способных изменить ситуацию в республике, имеющей ряд проблем в гидроэнергетике и зависимой от внешних поставок углеводородов. Исходя из этого создаётся понимание исторических событий и ситуаций в энергетической системе страны, вырабатываются возможные сценарии развития и принятия компетентных решений.

## **1.2. Система управления энергетическим сектором Кыргызской Республики**

Энергетика представляет собой инфраструктурную отрасль, включающую в себя комплекс экономических отношений, возникающих в процессе производства, передачи, оперативно-диспетчерского управления, а также сбыта и потребления электрической и тепловой энергии. Она является базовой отраслью экономики страны, оказывающей существенное влияние на развитие промышленности и обеспечение жизнедеятельности населения. Надёжное и эффективное функционирование энергетики, а также устойчивое её развитие являются важнейшим фактором экономической и социальной

стабильности государства. Энергетика является важнейшей частью топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны, придавая ему единство, благодаря широкой взаимозаменяемости различных видов топлива, используемых для производства электроэнергии. С одной стороны, она является основным рычагом целенаправленного воздействия на структуру ТЭК путём вовлечения в энергобаланс новых источников энергии. С другой стороны, Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) является крупнейшим потребителем топлива, поэтому находится в сильной зависимости от условий формирования ТЭК. ЕЭС имеет тесные многообразные связи не только с другими системами энергетики (нефте-, угле- и газоснабжения, ядерной энергетикой), но и со многими отраслями экономики (машиностроение, металлургия и др.). В промышленно развитых регионах Кыргызской Республики существуют предпосылки для ускоренного роста экономики, который уже в ближайшее время будет весьма затруднён, благодаря отставанию в развитии, растущего износа генерирующих мощностей и малоэффективного, в условиях конкуренции, управления развитием. Это несомненно приведёт к увеличению дефицита электрической и тепловой энергии. Из-за значительного влияния на структуру, размещение и эффективность функционирования региональной экономики особенно важной становится роль генерации энергии – наиболее инерционного звена процессов электрификации и теплофикации, которое должно получать опережающее развитие по отношению к энергопотребляющему сектору. Энергетика в её строго научном понимании охватывает все звенья технологических процессов: от получения первичных энергетических ресурсов до их преобразования в конечную энергию у потребителей [61, с.445].

ТЭК представляет собой сложную и развитую систему добычи природных энергетических ресурсов, их обогащения, преобразования в мобильные виды энергии и энергоносителей, передачи и распределения между различными потребителями [80, с.416].

ТЭК в свою очередь объединяет пять базовых структурных элементов – звеньев технологической цепи: 1) добычу топлива (газа, угля и др.); 2) переработку топлива; 3) специализированные виды транспорта (продукто- и газопроводы); 4) преобразование первичных топливно-энергетических ресурсов в электрическую и тепловую энергию; 5) транспортировку энергоносителей до потребителей.

Энергопотребляющая система в общем случае состоит из трёх подсистем: электро-, тепло- и топливо-потребляющей, каждая из которых включает различные энергетические установки и приборы, удовлетворяющие потребности общества. Одним из главных элементов энергетической системы является энергетика, которая в структурном отношении представляет собой совокупность электрогенерирующих источников и потребителей электрической энергии, объединённых в единое целое электрическими связями (сетями). Ввиду этого, основной задачей энергетики является централизованное снабжение энергией соответствующих потребителей при оперативно-диспетчерском регулировании единого процесса производства, передачи и распределения энергии.

Электроэнергетическая система Кыргызской Республики является важнейшей частью топливно-энергетического комплекса страны, придавая ему единство, благодаря широкой взаимозаменяемости различных видов топлива, используемых для производства электроэнергии. Она является основным рычагом целенаправленного воздействия на структуру ТЭК путём вовлечения в энергобаланс новых источников энергии. С другой стороны, Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) является крупнейшим потребителем топлива, поэтому находится в сильной зависимости от условий формирования ТЭК. Единая электроэнергетическая система имеет тесные многообразные связи не только с другими системами энергетики (нефте-, угле- и газоснабжения, ядерной энергетикой), но и со многими отраслями экономики. Наиболее сильно эти связи проявляются при выборе используемого энергоносителя (в частности глубины электрификации

экономики), выборе размещения и видов технологических процессов энергоёмких потребителей через поставки оборудования для сооружения электроэнергетических объектов.

Центробежные тенденции в энергетической системе (энергетике) приводят к появлению в отрасли двух взаимосвязанных секторов:

- Первый сектор энергетики является общесистемным. В нем сосредоточены крупные тепловые, атомные и гидравлические электростанции. Они обеспечивают в основном энергомощностные балансы в объединённых энергосистемах, надёжное функционирование ЕЭС страны в целом и поддержание в ней стандартных параметров качества электрической электроэнергии.

- Второй сектор в основном относится к уровню субъектов государственного назначения и образует так называемый региональный контур энергетики. Он отличается меньшим уровнем концентрации и централизации энергетического производства по сравнению с первым и включает в себя ТЭС и установки «распределённой генерации» средней и малой мощности, расположенных вблизи центров энергетических нагрузок, в том числе обслуживающие отдельные группы и единицы потребителей.

Таким образом, в структуре энергетики региональный сектор занимает некоторое промежуточное положение между «общесистемной» энергетикой и потребляющим комплексом. Следует отметить, что значительное число объектов регионального контура обладают малой экономической инерционностью и могут вводиться практически синхронно с ростом электрических нагрузок потребителей, то есть в соответствии со спросом на электроэнергию и мощность.

Исходя из этих обстоятельств, региональная энергетика является основой повышения уровня электрификации, что определяет общественную функцию регионального контура. Основу энергетики составляют ГЭС, ТЭС. Поскольку на этом уровне имеются специфические режимные, ресурсные и природно-климатические ограничения, то по условию экономической

эффективности установки комбинированного производства – ТЭЦ должны вырабатывать электроэнергию, исходя из графика тепловой нагрузки потребителя. Таким образом, общесистемный и региональный сектора, имея разные частные цели и функции, взаимодействуют и дополняют друг друга.

Кроме указанной функции поддержки электрификации региональный сектор определяет следующие задачи: ускоренное техническое перевооружение объектов энергетики на базе современных технологий; повышение эффективности централизованного теплоснабжения на основе когенерации; использование местного энергопотенциала территорий; взаимодействие поставщиков, потребителей и региональных властей в решении проблем повышения энергоэффективности и надёжного энергоснабжения территорий; нейтрализация «ценовых ударов», вызванных либерализацией рынка электроэнергии и приходящихся по слабозащищённым категориям потребителей [30, с.117].

В соответствии с этими задачами в состав региональной энергетики могут войти: территориальная генерирующая компания (ТГК); независимые производители электроэнергии; объекты электро- и теплотранспортной систем.

На рис. 1.8. показана схема модели управления развитием энергетики. Этот процесс должен осуществляться на трёх уровнях: органы власти и управления субъекта КР; электроэнергетические компании; крупные энергоёмкие промышленные предприятия.

Управление развитием энергетики может осуществляться в рамках государственного регулирования энергетики осуществляемое Министерством энергетики КР, Государственными энергетическими комиссиями, а также местными органами власти, в лице правительств субъектов КР. Эти органы не осуществляют административно-хозяйственного и технического руководства электроэнергетическими компаниями.

### ***Процесс государственного управления развитием энергетики***

**включает:** осуществление с помощью экономических и правовых механизмов единой государственной структурно-технологической политики; подготовку предложений о финансировании за счёт государственного бюджета новых крупных технических решений в рамках государственных программ экономического стимулирования внедрения энергосберегающих технологий, мероприятий по охране окружающей среды; организацию научных исследований в области энергетики и электрификации, финансируемых за счёт бюджета; контроль выполнения правил строительства и эксплуатации энергетических объектов; подготовку предложений по совершенствованию хозяйственного механизма и изменению законодательства в области энергетики.



**Рисунок 1.8. Схема модели управления развитием энергетики [27]**

Согласование интересов производителей электрической и тепловой энергии, её потребителей и местных органов власти, и населения, а также решение спорных вопросов в процессе функционирования и развития энергетики должны осуществлять Государственные энергетические комиссии. Контроль за состоянием и техническим уровнем эксплуатации

энергетических объектов и качеством электрической энергии, а также за состоянием оборудования и установок у потребителей электроэнергии осуществляется государственными органами энергетического надзора. Процесс управления развития энергетики невозможен без участия электроэнергетических компаний энергетикой своих общественных функций.

Важную роль в процессе управления развитием региональной энергетики играет инвестиционная политика. Под инвестиционной политикой в энергетике понимается система мер, которая направлена главным образом на привлечение в отрасль инвестиций из различных источников финансирования (средств государственного и регионального бюджетов, свободных средств предприятий и организаций, сбережений физических лиц и средств иностранных инвесторов) в целях повышения ее общественной эффективности и соблюдения коммерческих интересов собственников.

В основу инвестиционной политики в региональной энергетике в условиях экономических дисбалансов наиболее целесообразно положить принцип диверсификации направлений финансирования капитального строительства: по субъектам инвестиционной системы и источникам образования инвестиций.

В целом можно выделить четыре направления поступления средств на капитальное строительство: 1) собственные средства энергокомпаний, учитываемые в себестоимости продукции (электрической и тепловой энергии); 2) акционерный капитал; 3) заёмный капитал; 4) бюджетное финансирование. В рамках этих направлений формируются возможные источники средств (см. табл. 1.1).

Таблица 1.1 - Структуризация возможных источников финансирования капитального строительства в энергетике [27]

Направления поступления средств	Источники инвестиций
1. Собственные средства энергокомпаний	1.1. Амортизационные отчисления 1.2. Внебюджетные инвестиционные фонды 1.3. Реинвестирование прибыли энергокомпаний

1	2
2. Акционерный капитал	2.1. Размещение акций на фондовом рынке (ИРО)
3. Заемный капитал	3.1. Долгосрочный кредит (в т.ч. облигаций) 3.2. Краткосрочный кредит
4. Бюджетные поступления	4.1. Государственный бюджет 4.2. Местный бюджет

В условиях реформирования энергетики, с одной стороны, резко сократились поступления бюджетных средств и льготное государственное кредитование, а с другой – ещё не функционируют формы инвестирования, соответствующие стабильной рыночной экономике способные (крупномасштабное использование акционерного капитала, долгосрочные займы с использованием ценных бумаг – облигаций и т.п.). Поэтому главным источником финансирования капитального строительства в энергетике в настоящее время остаются собственные средства энергокомпаний, а наиболее перспективным может стать эмиссия акций и долгосрочные займы.

Всех участников, обеспечивающих успешное протекание инвестиционного процесса в энергетике, можно разделить на две группы: а) финансовые; б) нефинансовые посредники.

В финансовую группу входят участники, заинтересованные в воспроизводстве собственного капитала и выполняющие посреднические услуги: инвесторы; финансовые посредники; инвестиционная инфраструктура; инвестиционные рынки.

Во вторую группу входят участники, выполняющие специальные научно-исследовательские, проектные и строительно-монтажные работы, а также организации, занимающиеся изготовлением и поставками энергетического оборудования.

Схема инвестиционного процесса в энергетике показана на рис. 1.9.



**Рисунок 1.9. Схема инвестиционного процесса в энергетике [27]**

Рынок электрической и тепловой энергии играет определяющую роль в развитии региона, поскольку представляет собой один из главных факторов заинтересовывающих инвесторов вкладывать свои средства и рассчитывающих получать стабильный доход на протяжении длительного времени. Кроме этого, весьма перспективным источником финансирования инвестиций в энергетике может стать инвестиционная составляющая в тарифах. Региональный уровень энергетике определяет круг специфических проблем, которые связаны с усилением факторов неопределённости, что вызывает необходимость дополнительного учёта связей внутри энергетического и промышленного комплексов. Для региональной

энергетики характерно наличие сильных связей с электроэнергетической системой и энергетическим комплексом страны. При решении региональных задач нельзя ограничиваться получением масштабных и структурных характеристик энергетики, так как на региональном уровне требуется высокая детализация проблем развития, позволяющая повысить обоснованность программ развития региона и обеспечить преемственность с проектированием электростанций и электрических сетей [28, с.352].

Разработка методов управления развитием региональной энергетики соответствующих потребностям энергокомпаний и региона в комплексной оценке эффективности инвестиционных проектов и позволяющих определять направления развития отрасли требует краткого анализа ее свойств и структуры. Последовательно рассмотрим те основные научные положения, которые могут быть определены как базовые в процессе управления развитием энергетики. Поскольку энергетика относится к сложным искусственным системам кибернетического типа [23, с.272], то для неё характерны следующие качественные особенности, которые необходимо учитывать при управлении развитием электроэнергетическими компаниями: относительная однородность производимой продукции (электрическая и тепловая энергии); высокая степень взаимозаменяемости энергетических ресурсов и энергоносителей; материальность объединяющих связей (линии электропередач); непрерывность, а в большинстве случаев и неразрывность во времени технологических процессов, подчиняющихся определенным физическим и химическим законам; глобальность систем в части охвата практически всей населённой территории страны и оказываемого влияния на социально-экономические процессы и природную среду; особая сложность систем, обусловленная множеством и разнородностью взаимодействующих элементов, а также материальных и информационных связей.

Учитывая изложенное, в зависимости от особенностей исследования, энергетика относится к производственно-экономическим при изучении проблем хозяйственного управления и управления развитием систем, так и

техническим системам при рассмотрении исключительно технологических процессов. В методологии системных исследований энергетики важная роль отводится изучению её свойств. В качестве главных системных свойств энергетики можно выделить следующие [44, с.62-63]: организованность; двойственность природы; иерархичность и взаимосвязанность с внешней средой; многокритериальность; большое разнообразие состояний; многовариантность функционирования и развития; относительно устойчивый динамизм развития. Эти свойства в совокупности определяют условия и возможность прогнозируемости развития и функционирования энергетики, а также управляемости ими. В теоретико-методологическом аспекте большое значение имеет двойственность природы данных систем, выражающаяся в сочетании детерминированной причинности и случайности в их развитии [39, с.300]. Предполагается, что существует два типа развития искусственных систем – устойчивое и неустойчивое. При развитии по устойчивому типу будущее полностью определено начальными условиями и причинностью. В этом случае неопределённость носит чисто субъективный характер, поскольку она вызывается неполнотой знаний о будущем. При развитии по неустойчивому типу неопределённость порождена объективными свойствами самих процессов развития при прохождении через определенные точки бифуркации. В этих условиях будущее можно познать только как совокупность альтернатив развития.

При переходе к региональной энергетике появляется возможность, с одной стороны, конкретизировать формы проявления ее общих свойств, а с другой – выделить специфические свойства. Так, можно назвать большое число свойств, которые важны для понимания процессов управления развитием и функционированием электроэнергетических компаний. С известной степенью условности можно произвести классификацию свойств энергетики с выделением четырёх групп, определяемых соответственно их структурой, а также условиями развития, функционирования и управления. При проведении классификации в состав каждой из групп включены только

основные свойства, непосредственно связанные с характером проведённых исследований в диссертационной работе [61, 445].

1. Группа структурных свойств: эмерджентность; сложность; интеграционность.

2. Группа свойств развития системы: неопределённость будущих условий; динамичность; стабильность; инерционность; дискретность; адаптивность.

3. Группа свойств, характеризующих условия функционирования системы: качество энергии; безопасность; системная и режимная надёжность; устойчивость; экологичность.

4. Группа свойств, характеризующих управляемость системы: целенаправленность; многосубъектность; многокритериальность; синергизм; экономичность.

Структурную группу образуют свойства, обусловленные строением энергетики, т.е. входящими в неё элементами. Свойство целостности проявляется в такой взаимозаменяемости структурных составляющих, которая придаёт электроэнергетическим компаниям качественно новые – эмерджентные свойства, отсутствующие у каждого элемента в отдельности, и, прежде всего, возможность более эффективного выполнения функций по электроснабжению потребителей.

Сложность системы проявляется в многообразии электрогенерирующих и электросетевых объектов и в их качественной разнородности, обусловленной, главным образом, различиями типов энергетического оборудования и классов напряжения электрических сетей. Это приводит к необходимости выделения в электроэнергетических компаниях соответствующих производственных структур (подсистем). В структурной группе выделено также свойство интеграции систем, оказывающее существенное влияние на условия их формирования и функционирования [22, с.88].

В группу свойств, характеризующих развитие энергетики, могут быть включены основные свойства, подлежащие учёту при прогнозировании развития энергетических компаний. В эту группу входят тесно взаимодействующие между собой свойства неопределённости будущих условий, динамичности, стабильности и инерционности. Среди этих свойств центральное место отводится свойствам неопределённости и динамичности [77, с.5-21]. Проявление факторов неопределённости при развитии энергетики усугубляется большой длительностью исследуемых процессов и необходимостью прогнозирования внешних условий с высокой степенью заблаговременности. Это накладывает определенный отпечаток на изучение динамики развития электроэнергетических компаний.

Динамичности развития в той или иной мере противодействует «стремление» системы к стабильности, т.е. к сохранению своей структуры и состояния. Это свойство в значительной степени может доминировать на отдельных этапах развития энергетических компаний. Стабильность системы, как правило, проявляется в форме динамического равновесия, обусловленного разнонаправленностью происходящих процессов. В частности, к стабилизации уровней электропотребления может приводить осуществление энергосберегающей политики, компенсирующее рост потребления. Инерционность связана главным образом с реакцией системы на возможные изменения, связанные в основном с инвестиционными процессами и реструктуризацией отрасли.

Дискретность – характеризуется скачкообразностью процессов ввода новых электроэнергетических объектов и необходимостью использования стандартных типоразмеров энергогенерирующего оборудования и электрических сетей [23, с.272].

Группа свойств, характеризующих функционирование электроэнергетических компаний, содержит ряд свойств предыдущей группы. Однако сами формы их проявления, как правило, существенно отличаются от свойств развития, так как в задачах функционирования поиск

решений перемещается в область выбора рациональных состояний (параметров и режимов) при относительно стабильной структуре электроэнергетических компаний. К специфическим свойствам функционирования энергетических компаний можно отнести качество электроэнергии, безопасность, системную и режимную надёжность, устойчивость, экологичность.

Переходя к последней группе свойств, следует отметить, что в широком (кибернетическом) смысле под управлением понимается выработка решений о целенаправленном воздействии на процесс развития. В практике системных исследований принято различать управление электроэнергетическими компаниями на стадиях развития и функционирования (эксплуатации).

Исходя из отмеченных общеметодологических позиций управление развитием энергетики можно трактовать как целенаправленный выбор траектории развития электроэнергетических компаний региона на прогнозный период, стоящий в определении структуры, состава и параметров электроэнергетических объектов, а также выбор средств и механизмов, обеспечивающих эффективное их развитие. Многосубъектность управляемости обусловлена характерной структурой энергетического бизнеса и появлением в нем новых участников.

Следует отметить, что в настоящее время в энергетике начали проявляться центробежные тенденции, в результате чего появились многочисленные новые хозяйствующие субъекты, что в дальнейшем может привести к определенным сложностям при осуществлении экономически оптимальной загрузки электростанций по условиям режимов, а также нарушению ряда системных свойств (например, надёжность, экономичность, устойчивость и т.п.).

Учитывая вышеуказанные обстоятельства, энергокомпании будут стремиться к максимальной загрузке, что даст им наибольшую прибыль. В то же время это может противоречить оптимальному режиму работы и

минимизации общих по электроэнергетической компании расходов топлива на выработку электроэнергии и соответственно снижению затрат по энергетике региона в целом. Это в дальнейшем неизбежно приведет к росту тарифов и к дополнительным затратам в остальных отраслях экономики.

Нейтрализовать указанные проблемы, опираясь на отечественный и зарубежный опыт, можно, в частности, за счет интеграции энергетики в крупные энергетические компании (холдинги), что может стать основой эффективного развития электроэнергетических компаний и, в конечном итоге, экономики региона. Только на базе реструктуризации и создания высокоинтегрированных энергетических компаний и комплексного развития энергетики практически можно обеспечить высокие темпы технического развития в энергетике на основе развития принципов интеграции, концентрации, централизации и комбинирования производства электроэнергии и тепла [40, с.128; 50, с.41-48].

Как известно, понятие структуры системы включает отношения между ее элементами. Так, на региональном уровне энергетика представляет собой систему, включающую в себя внутренние связи между структурными подразделениями электроэнергетических компаний и энергообъектами, а также внешние связи с другими сопряжёнными с ними энергетическими компаниями.

Системные связи в зависимости от их конкретного содержания могут быть односторонними либо двухсторонними (разнонаправленными). Односторонние связи проявляются, как правило, в жёстко детерминированных системах (подсистемах). Они наиболее характерны для задач функционирования. В задачах развития электроэнергетических компаний такие связи обычно проявляются в форме тех или иных внешних ограничений.

Формирование связей энергетики предопределяется, с одной стороны, территориально-производственной организацией, а с другой стороны, наличием в регионе сильно зависимых от энергетики промышленных

структур [37, с.176]. В силу отмеченных выше свойств электроэнергетики наиболее устойчивыми являются производственно-технологические связи, при исследовании которых в целях соблюдения целостности систем можно, в известной мере, абстрагироваться от конкретных форм хозяйственных связей. Весьма важным является обеспечение принципа территориальной целостности энергетики. Такой принцип, не вызывавший каких-либо сомнений в условиях естественной монополии энергетики, представляется целесообразным сохранить независимо от создаваемых в настоящее время новых энергокомпаний. Это обусловлено как физико-техническими свойствами производственных процессов в энергетике, так и социально-экономическими факторами.

*Внешние связи региональной энергетики можно разделить на пять групп, исходя из фактора взаимодействия с сопряжёнными системами государственного уровня [65, с. 247]: с энергокомпаниями более высоких уровней – по обменным потокам мощности и электроэнергии, главным образом с ОГК; с электропотребляющей системой – по уровням и режимам электропотребления; с теплоснабжающими системами – по развитию теплофикации и электроснабжения; с топливоснабжающими системами – по ресурсам и качеству топлива для ТЭС; с электромашиностроением – по энергетическому оборудованию и технологиям.*

В результате реструктуризации энергетики внешние связи энергетических систем внутри региона будут в той или иной мере утрачивать характер «вертикальной» субординации и формироваться по принципам интеграции систем

Наиболее тесным представляется взаимодействие между электроэнергетическими системами и теплоснабжающими системами, так как эти системы имеют общие элементы – теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), на которых осуществляется комбинированное производство электрической и тепловой энергии. Кроме того, имеются весьма важные связи с внешней средой неэнергетического характера, а именно: с производственным

комплексом региона; с социальной сферой; с окружающей средой; с инвестиционным комплексом [81, с.61].

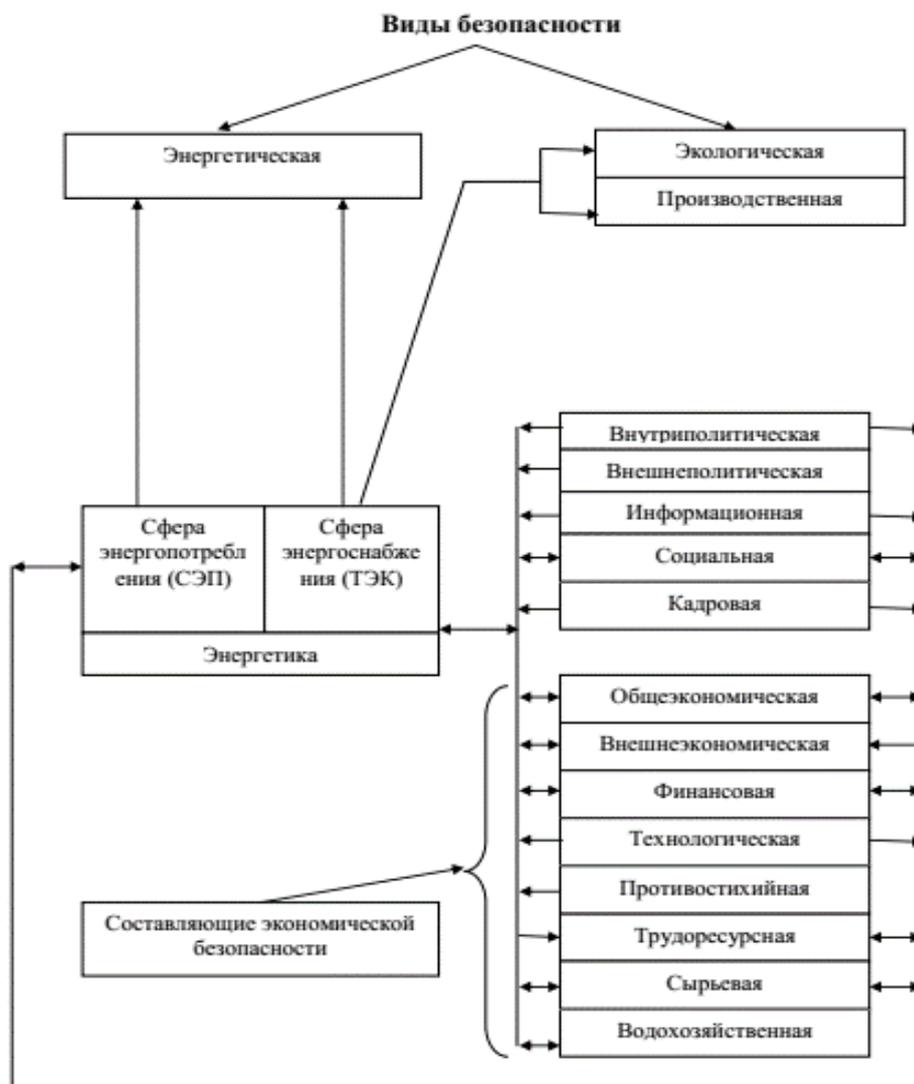
Связи с производственным комплексом осуществляются, с одной стороны, опосредованно через развитие электропотребляющей системы, которая, как отмечалось выше, является составной частью энергопотребляющей системы. С другой стороны, на региональном уровне происходит формирование непосредственных связей с потребителями электроэнергии.

Связи с социальной сферой имеют многосторонний характер и включают условия энергетической безопасности региона, развития социальной инфраструктуры, обеспечения трудовыми ресурсами и т.д. Весьма сложным и во многом противоречивым является взаимодействие энергетики с окружающей средой. Как известно, электроэнергия представляет собой наиболее чистый энергоноситель, поэтому углубление электрификации производственной и социальной сфер в регионе дает положительный экологический эффект. Однако само производство электроэнергии сопряжено с дополнительными нагрузками на экологические системы. Развитие энергетики в значительной мере определяется производственными возможностями инвестиционного комплекса – наличием строительно-монтажных компаний, а также условиями обеспечения ритмичного использования производственных мощностей в энергетическом строительстве.

С учетом этих трактовок в составе энергетики выделены:

а) сфера энергоснабжения (СЭС), или топливно-энергетический комплекс (ТЭК)– система отраслей, предприятий и установок, реализующих все указанные в определении функции, кроме использования\потребления энергоресурсов;

б) сфера энергопотребления (СЭП), реализующая как раз последнюю указанную функцию.



**Рис. 1.10. Взаимосвязи энергетики и видов безопасности (Структура энергетических аспектов НБ) [102, с.18]**

Из связей энергетики с национальной безопасностью рассмотрим сначала «прямые связи» - влияние ТЭК и СЭП на отдельные составляющие национальной безопасности. От эффективности, масштабов и качества развития и функционирования энергетики во многом зависит уровень обеспечения национальной безопасности Кыргызстана, особенно в таких аспектах (в рамках составляющих национальной безопасности), как экологическая, (включая радиационную), социальная, общэкономическая, внешнеэкономическая, финансовая, водохозяйственная, энергетическая безопасность, в определенной мере также производственная, технологическая, трудоресурсная, сырьевая безопасность.

1. Экологическая безопасность тем выше, чем выше экологическая эффективность развития и функционирования предприятий, объектов топливно-энергетического комплекса и энергопотребляющих установки объектов, их экологическая чистота.

2. Производственная безопасность. На нее непосредственно влияют: внутренне присущая безопасность и качество изготовления и монтажа вводимого на объектах энергетики оборудования, своевременное его обновление (как элементы эффективности развития); качество, культура эксплуатации оборудования; правил безопасности на предприятиях топливно-энергетического комплекса; своевременное и качественное выполнение профилактических и ремонтных работ, осмотров и диагностики (как элементы эффективности функционирования).

3. Социальная безопасность. Эффективная работа предприятий топливно-энергетического комплекса (как крупнейшего народно-хозяйственного комплекса), прежде всего в финансовом, коммерческом отношении, а также энергетическая эффективность предприятий (отраслей) - потребителей топливно-энергетических ресурсов - важное условие преодоления таких социальных угроз, как массовая бедность, безработица, социальные конфликты и забастовки, межрегиональные конфликты и т.п.

4. Общеэкономическая безопасность. Эффективность развития и функционирования топливно-энергетического комплекса как одного из крупнейших народнохозяйственных комплексов, а также энергетическая эффективность потребителей топливно-энергетических ресурсов противостоят таким угрозам данного вида безопасности, как массовая неэффективность хозяйственной деятельности, неприемлемо низкие темпы экономического роста и т.п.

5. Внешнеэкономическая безопасность. Прежде всего, высокая эффективность энергетики обуславливает сравнительно низкие цены (тарифы) на топливно-энергетических ресурсов, низкую энергоемкость экономики и соответственно пониженный вклад энергетической

составляющей в себестоимость продукции отечественной промышленности, что способствует ее конкурентоспособности как внутри страны, так и на внешних рынках.

6. Финансовая безопасность. Общеизвестна ведущая роль топливно-энергетического комплекса в нынешнем кризисе платежей и финансовой неустойчивости экономики. Эффективное развитие и функционирование энергетики, рост производства топливно-энергетических ресурсов существенно ослабляют эту угрозу финансовой безопасности. При этом решается задача обеспечения ЭБ: дополнительная выручка от экспорта топливно-энергетических ресурсов, хотя бы частично инвестировать в топливно-энергетический комплекс, позволяет в какой-то мере обновить его производственный аппарат, обеспечить соответствие спросу, создать необходимые резервы и тем самым снизить вероятность нарушений устойчивого, бездефицитного энергоснабжения.

7. Технологическая безопасность. Влияние на нее эффективности энергетики опосредовано - через финансовую безопасность. Получение, благодаря указанной эффективности, дополнительной прибыли, в том числе валютных ресурсов, позволяет ускорить модернизацию, технический прогресс не только самой энергетики, но и всего народного хозяйства.

8. Трудоресурсная безопасность. Эффективная работа топливно-энергетического комплекса и рост производства топливно-энергетических ресурсов положительно влияют на баланс трудовых ресурсов, способствуют закреплению квалифицированных работников.

Формирование, уточнение энергетической политики и энергетической стратегии в Кыргызской Республике представляет в последние годы предмет особого внимания его правительства.

В результате исследования, нами выделены основные взаимосвязанные составляющие национальной энергетической политики:

Таблица 1.2 - Элементы национальной энергетической политики

№	Элементы национальной энергетической политики
1	энергосберегающая политика
2	обеспечение энергетической безопасности
3	обеспечение экономической эффективности энергетики и народного хозяйства в целом
4	социальная политика
5	природоохранная политика
6	структурная политика
7	инвестиционная политика
8	научно-техническая и инновационная политика
9	внешнеэкономическая политика и международное сотрудничество
10	финансовая, ценовая, налоговая, рыночная политика
11	институциональная политика

*Источник: составлено автором на основе источника 102*

При этом первые пять составляющих охватывают целевые аспекты энергетической политики, остальные характеризуют разные аспекты (способы) достижения целей. Таким образом, энергетическая безопасность – одна из пяти основных проблем (составляющих) энергетической политики.

Энергетическая политика включает энергосберегающую, социальную и другие ее целевые компоненты. Для обеспечения энергетической безопасности важнейшее значение имеет эффективное осуществление структурной, инвестиционной, внешнеэкономической и других «энергетических политик». Действия по обеспечению, укреплению энергетической безопасности (и соответствующие обоснования) могут носить характер мероприятий либо непосредственно по обеспечению энергетической безопасности, либо преимущественно по реализации решений по развитию и функционированию топливно-энергетического комплекса, систем энергетики, энергетических объектов и потребительского сектора, принятых с учетом фактора энергетической безопасности. В подавляющем большинстве задачи обоснования и выбора хозяйственных, экономических, социальных решений являются многокритериальными.

Определенное место среди применяемого при этом множества критериев должны занимать критерии наилучшего соответствия требованиям отдельных видов безопасности. Применительно к задачам развития

топливно-энергетического комплекса и его составляющих, а отчасти и к задачам развития энергопотребляющих компонентов экономики фактор энергетической безопасности должен быть одним из основных критериев принятия решений, наряду с критериями (факторами) экологичности, энергетической эффективности, окупаемости инвестиций, производительности труда (три последних критерия часто объединяются в критерий экономической эффективности), надежности, производственной безопасности, быстроты отдачи инвестиций (сроков ввода мощностей), качества продукции и др. (рис.12):

- выбор территориально-производственной структуры (стратегии развития) топливно-энергетического комплекса страны, а также структуры (стратегии развития) электроэнергетики (ЭЭС) и других отраслевых систем;

- выбор рационального размещения энергетических объектов;

- выбор типов и единичных мощностей генерирующего оборудования и энергетических объектов;

- обоснование решений о сооружении, расширении, реконструкции конкретного энергетического объекта (электростанции, котельной, топливобывающего или перерабатывающего предприятия, линии электропередачи и др.);

- выбор технологии и размещения объекта при принятии решения о сооружении и реконструкции энергоемкого производства (предприятия) в какой-либо отрасли народного хозяйства.

При решении таких задач, как выбор стратегии развития и размещения производительных сил страны, критерий энергетической безопасности играет, хотя важную, но не первостепенную роль. При решении большинства задач функционирования систем энергетики фактор энергетической безопасности может учитываться лишь опосредованно, через критерии надежности (живучести) этих систем.



**Рисунок 1.11. Система критериев принятия решений в задачах развития и функционирования энергетического сектора экономики и его компонентов [102, с.37]**

Обеспечение энергетической безопасности предполагает выявление и систематизацию событий, наступление которых прямо или косвенно может представлять угрозу для энергетики и энергоснабжения народного хозяйства, сопровождается возникновением критических и чрезвычайных ситуаций как в самом топливно-энергетическом комплексе, так и у потребителей его продукции. В самом общем случае экстремальная ситуация может представлять собой неблагоприятную совокупность условий, оказывающую опасные по своим последствиям воздействия на системы энергетики ведущую к существенному нарушению энергоснабжения.

Рассмотренные компоненты энергетики находятся в тесном взаимодействии друг с другом. Поэтому внешние связи электроэнергетических компаний с этими системами должны исследоваться комплексно в увязке с задачами социально-экономического развития регионов. Внутренние связи электроэнергетических компаний, в отличие от

внешних, как отмечалось, носят более выраженный производственно-технологический характер. Они проявляются в обеспечении процессов производства, распределения и потребления электроэнергии на территории региона. При их формировании в сферу изучения следует, по возможности, вовлечь всех потенциальных производителей и потребителей энергии, что позволит, в конечном счете, осуществить целевую согласованность действий субъектов системы.

### **1. 3. Зарубежные тенденции управления энергетической системой стран ЕАЭС**

Энергетическое право связано проблематикой теоретических и практических аспектов регулирования естественной материи, то есть имеет место сопряжение исследования правовых аспектов и естественно-научных категорий естественных и технических наук – физики, химии, биологии, энергетики и др. Естественно-научные явления выражаются через специальный категориальный аппарат и именно поэтому для ЕАЭС при осуществлении нормотворчества требуется особый подход к разработке правовых норм, учёт научного характера непосредственной сферы регулирования. [57, с.34]

Необходимо учитывать также достижения и теоретические разработки энергетического права как науки. Отечественная правовая наука содержит, необходимые для законодательной работы:

- общую теорию и методологию энергетического права;
- теоретические понятия и концепции правовых аспектов его базовых, основополагающих категорий: энергия, энергетика, энергетические ресурсы, энергосбережение, единый недвижимый комплекс и т.д.;
- особенности правового регулирования отношений в сфере недропользования применительно к минеральным природным энергетическим ресурсам (право первичных источников энергии).

Первостепенным является аспект именно хозяйственной деятельности в энергетической сфере, поскольку основной задачей ЕАЭС является экономическая интеграция и именно поэтому особый интерес нормотворчества ЕАЭС должен быть привлечён к:

- перспективам развития правового регулирования сферы энергетических отношений (определение сроков и этапов);
- основам государственного регулирования в энергетической сфере;
- правовым условиям становления и функционирования энергетических рынков общего экономического пространства;
- правовым аспектам цифровизации и внедрения технологий искусственного интеллекта в промышленности, прежде всего, в электроэнергетике – цифровизация – как одно из условий четвёртого энергетического перехода, на пороге которого стоит мир
- общим положениям правового регулирования международных энергетических отношений, сотрудничества государств и международных организаций в сфере энергетики и др. [42, с.39]

При этом тема структуры и отраслевой принадлежности норм энергетического законодательства раскрывается в научных трудах С.А. Свиркова, который подчёркивает межотраслевой характер энергетического права и указывает на комплексность этой сферы регулирования. Отраслевую принадлежность энергетического права С.А. Свирков относит к следующим сферам: гражданское право, административное право, налоговое право, земельное право, а также, в косвенной мере, к экологическому и уголовному праву. Как отмечает автор: «Совокупность правовых сфер регулирования отражают распространение технологических и естественно-научных правил, образуют целую нормативно-правовую среду, включающую отношения электроэнергетики и теплоснабжения. Это разнообразие сфер правового регулирования в рамках одной правовой системы подчёркивает

самостоятельность и иерархичность системы энергетического законодательства». [82, с.17]

Названная система представляет собой, образно выражаясь, т.н. «энергетический срез» основных, традиционных отраслей права и отраслей законодательства, в том числе и гражданского. И её называют энергетическим правом. Поэтому излишне категоричным выглядит утверждение профессора Е.А. Суханова о возможности эффективного решения правовых проблем энергетики в рамках гражданского (частного) права, особенно с учётом, заявления данного учёного-правоведа о «необходимости публично-правового регулирования ряда отношений энергоснабжения». [83]

Энергетическое сотрудничество государств-членов ЕАЭС является узкой сферой энергетического права Союза и для полноты понимания указанной сферы, её международно-правового регулирования, необходимо уделить внимание феномену энергетического права ЕАЭС, в том числе, в исторической ретроспективе, и определить его значение и место в системе развития и упорядочения экономических отношений государств-членов ЕАЭС. Ещё в Советском Союзе на всем пространстве союзных республик функционировала единая система энергетики – с зонами выработки ресурсов и зонами потребления [84]. Тенденции экономической интеграции в рамках государств-членов ЕАЭС поднимают вопрос о создании единой системы правового регулирования будущей общей системы электроэнергетического рынка союзных государств.

Примером происходящих в последнее время интеграционных процессов является заявление о необходимости поэтапного формирования общего электроэнергетического рынка Союза на основе параллельно работающих электроэнергетических систем (п. 1 ст. 81 Договора о ЕАЭС 2014 г.). [85]

К настоящему времени уже определены сроки запуска общего электроэнергетического рынка ЕАЭС – не позднее 1 января 2025 г. [75]

Перспективой сотрудничества государств-членов ЕАЭС в электроэнергетической сфере является последующее включение и интеграция всех остальных государств-членов СНГ. Таким образом, в перспективе, Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств (далее - ЭЭС СНГ), утратит своё значение.

В данном случае, необходимо отметить, что ЭЭС СНГ – единственный отраслевой орган СНГ в сфере электроэнергетики, наделённый полномочиями по интеграции постсоветских союзных государств. При этом на данный момент имеет место одновременное совмещения президента ЭЭС СНГ. Эти обстоятельства подчёркивают роль Кыргызской Республики в ЭЭС СНГ, что означает и её будущее значение в процессах интеграции в сфере электроэнергетики в рамках ЕАЭС.

Было инициировано принятие Протокола о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза). [72, с.35]

Положения Протокола направлены на повышение энергетической безопасности государств-членов ЕАЭС, формирование в ЕАЭС правового пространства, позволяющего обеспечить добросовестную конкуренцию, создание условий для повышения эффективности и конкурентоспособности экономик этих государств в сфере электроэнергетики, а также на дальнейшее укрепление их взаимовыгодного и равноправного экономического сотрудничества. [78]

Правовая природа международно-правовых основ сотрудничества государств-членов ЕАЭС в сфере энергетики позволяет включать и расширять сферы регулирования путём внесения «протоколов», которые определяют регуляторные требования к конкретным отраслям. Что касается общих энергетических положений Договора о Евразийском экономическом союзе 2014 г., то необходимо выделить многоаспектность и разнообразие

форм энергетического сотрудничества. Так в XX разделе Договора о ЕАЭС выделены две основные цели энергетического сотрудничества:

- эффективное использование потенциала топливно-энергетических комплексов государств-членов и обеспечение национальных экономик основными видами энергетических ресурсов (электроэнергия, газ, нефть и нефтепродукты). Именно в этих целях государства-члены ЕАЭС осуществляют деятельность по долгосрочному развитию сотрудничества в энергетической сфере, реализуют скоординированную энергетическую политику, осуществляют поэтапное прогнозирование и последующее формирование общего рынка энергетических ресурсов.

К числу принципов, закреплённых в ст. 79 Договора о ЕАЭС, можно отнести обеспечение рыночных механизмов ценообразования, обеспечение конкурентных начал, минимизацию торговых препятствий, а также ликвидацию технического отставания, развитие инфраструктурных решений по созданию системы взаимного доступа к ресурсам, ликвидацию дискриминационных начал, необходимую для создания равных условий для всех стран ЕАЭС в сфере энергетического хозяйствования, улучшение инвестиционных условий, гармонизацию национальных норм и правил функционирования технологической и коммерческой инфраструктуры общих рынков энергетических ресурсов.

Исходя из формулировки «скоординированная политика» - можно заметить некоторую правовую неопределённость в сфере интеграции энергетических возможностей государств-членов ЕАЭС. Также отсутствует определение и критерии «энергетической безопасности» - непонятно в чьей компетенции находится выработка этих положений – в рамках наднационального законодательства или национального? Получается, что каждая страна-участница имеет возможность самостоятельно определять требования энергетической безопасности. [86]

Принципиален для понимания тот факт, что ст. 79 Договора о ЕАЭС не определяет энергетический рынок ЕАЭС в целом, а регулирует лишь три

«общих рынка энергетических ресурсов». Также стоит отметить ограниченность сфер правового регулирования, в число которых входят не все виды энергетических ресурсов, а только: электроэнергия; газ; нефть и нефтепродукты. [87]

При этом вопросам энергетической интеграции посвящены три приложения к Договору о ЕАЭС:

1. Приложение №21. «Протокол об электроэнергетики, включающий вопросы обеспечения доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере электроэнергетики, включая основы ценообразования и тарифной политики»;

2. Приложение №22. «Протокол о газе, включающий правила доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки газа по газотранспортным системам, а также основы ценообразования и тарифной политики»;

3. Приложение №23. «Протокол о нефти, регламентирующий порядок организации, управления, функционирования и развития общих рынков нефти и нефтепродуктов».

Даже исходя из названий указанных документов, можно сделать вывод, что «общий рынок» раскрывается только в протоколе о нефти, в остальных случаях имеет место предварительное формирование интегрированных национальных структур. Наиболее сложным является «Протокол об общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза», а также принципы его формирования, правила функционирования, субъекты, способы осуществления торговли электрической энергией.

Протокол вступил в силу в 2019 г. и предусматривает возможность функционирования естественных монополий электроэнергетической отрасли с целью обеспечения внутренних потребностей в электрической энергии в рамках общего рынка. При этом обеспечивается взаимный доступ субъектов естественных монополий в соседние союзные государства в случае возникновения экономических потребностей. Эти процессы взаимного

доступа к общим электроэнергетическим ресурсам возможны за счёт «замещения электрической энергии» - взаимосвязанной и одновременной поставки различных потоков энергии, полученной различными способами выработки. [95]

Также особое значение уделено институту межгосударственной передачи электрической энергии, который обеспечивает передачу электроэнергетических мощностей между государствами единого рынка. Особенно сложен порядок поставки электроэнергии в рамках межгосударственной передачи электрической энергии ввиду транснационального характера. Именно поэтому положения Договора о ЕАЭС посвящены многообразию форм юридического оформления – посредством заключения:

- специальных договоров транзитной передачи,
- договоров на оказание услуг, а также
- договоров купли-продажи электрической энергии (мощности).

Также в Договоре о ЕАЭС содержатся положения, регулирующие вопросы компетенции органов ЕАЭС в сфере энергетики.

Во-первых, это Высший Евразийский экономический совет, к компетенции которого отнесено рассмотрение принципиальных вопросов деятельности ЕАЭС – рассмотрение стратегии, направлений и перспектив развития взаимной экономической интеграции. То есть к этому органу отнесена разработка концептуальных основ повестки ЕАЭС, определение целей Союза. Высший Евразийский экономический совет обладает широким кругом полномочий и разрешение энергетических вопросов является одним из многочисленных сфер прямого регулирования. Например, именно благодаря работе этого органа были заключены международные договоры о сотрудничестве государств-членов ЕАЭС в сфере энергетики.

Во-вторых, это Евразийский межправительственный совет – непостоянный орган, косвенно касающийся вопросов энергетики. В его состав входят главы правительств государств-членов ЕАЭС. Периодичность

заседаний – не реже двух раз в год. К Евразийскому межправительственному совету отнесены вопросы контроля за соблюдением энергетического законодательства ЕАЭС и решений Высшего Евразийского экономического совета, касающихся энергетических вопросов и отношений государств-членов.

В-третьих, это Евразийская экономическая комиссия – постоянно действующий орган, к компетенции которого отнесены вопросы отраслевого экономического регулирования. Непосредственным органом, к полномочиям которого относятся вопросы энергетики выступает Департамент энергетики, в рамках которого предусмотрены специальные отделы, к которым отнесены следующие сферы экономической деятельности:

- вопросы электроэнергетики;
- атомной политики;
- нефтегазовой политики;
- отдел развития торговли энергоресурсами.

В протоколах прослеживается связь с международными договорами, заключёнными в рамках формирования Таможенного союза и ЕврАзЭС в сфере энергетики, которые фактически заложили правовую основу интеграции в данной сфере, но прекратили действие в связи со вступлением в силу Договора о ЕАЭС. К сожалению, в Договоре о ЕАЭС вообще не содержится положений о сотрудничестве в области развития возобновляемых источников энергетики (далее – ВИЭ) - солнечной энергии, энергии ветра, геотермальной энергии, энергии воды, биоэнергии.

Действительно, сегодня в Договоре о ЕАЭС, как и в других актах права ЕАЭС напрямую не затронут глобальный тренд «зелёного перехода», но на политическом уровне государства-члены объединения стремятся работать в этом направлении; соответствующая работа ведётся и на уровне наднациональных институтов. Так, министр по энергетике и инфраструктуре ЕЭК Темирбек Асанбеков в 2021-м году заявлял: «В качестве одного из интеграционных приоритетов ЕАЭС определено повышение

энергосбережения и энергоэффективности, увеличение доли возобновляемых источников энергии, разрешение существующих экологических проблем и устойчивого развития».

Уровень сотрудничества и развития альтернативной энергетики в рамках ЕАЭС находится на стадии становления, что обуславливает необходимость разработки стратегии в области альтернативной энергетики, создания нормативно-правовой базы, позволяющей обеспечивать добросовестную и прозрачную конкуренцию всего топливно-энергетического комплекса. [67, с.18-20]

22 апреля того же года Совет ЕЭК принял решение разработать евразийскую межгосударственную программу «Повышение эффективности и надёжности работы объектов промышленности и распределённой энергетики в государствах-членах ЕАЭС». Она будет состоять из четырёх подпрограмм:

- по созданию современных технологий изготовления экологически безопасных накопителей энергии;
- обеспечению повышения надёжности и эффективной интеграции электросетевого оборудования с различными источниками малой возобновляемой и распределённой генерации;
- созданию систем гарантированного электроснабжения малой мощности на основе возобновляемых источников энергии и парогазовых турбинных установок малой мощности, работающих на местных видах топлива;
- разработке новых перспективных изоляционных и конструкционных материалов для распределённой энергетики.

Представляется, что развитие сотрудничества в сфере ВИЭ в рамках ЕАЭС будет неизбежно происходить в рамках интенсификации научно-технического компонента интеграции. У формирования повестки научно-технологического сотрудничества стран ЕАЭС и его правовых и стратегических основ имеются все объективные предпосылки, заключающиеся в проводимой на национальном уровне политике по

развитию сектора ВИЭ на базе новых и новейших технологий, а также в имеющихся на сегодняшний день общих исходных политико-правовых рамках интеграционного характера, которые требуют достраивания в форме правовых и стратегических основ специального характера. [96, с.40]

По ряду объективных причин сотрудничество государств-членов ЕАЭС в области возобновляемой энергетики на региональном и двустороннем уровнях не развито, но перспективы развития возобновляемой энергетики значительны. В частности, даже в текущей редакции Договора для этого есть определенные предпосылки. Так, согласно наименованию, раздела XX и в п. 1 ст. 79 Договора о ЕАЭС речь идёт о сотрудничестве в сфере энергетики в целом, а не только сотрудничестве в формировании рынков основных энергетических ресурсов [31].

Положения Договора о ЕАЭС содержат в себе концептуальные основы для создания наднациональных правовых режимов сотрудничества, в том числе, в сфере возобновляемой энергетики. Представляется, что подобные основы должны быть заложены в рамках специального Приложения к Договору о ЕАЭС «Протокол об общем рынке возобновляемых источников энергии Евразийского экономического союза». [104].

В Договоре о ЕАЭС не уделено должного внимания и вопросу энергоэффективности, в ст. 79 указывается, что сотрудничество в сфере энергетики осуществляется «в целях эффективного использования потенциала топливно-энергетических комплексов государств-членов». Согласно ст. 52 Договора о ЕАЭС, посвящённой техническим регламентам Союза и стандартам, данные акты принимаются «в целях обеспечения энергетической эффективности и ресурсосбережения». При этом ни энергоэффективность, ни ресурсосбережение не включены в число принципов, закреплённых в ст. 79. В подобном контексте представляется целесообразным дополнить перечень принципов, закреплённых в ч.1 ст.79 Договора о ЕАЭС пунктом 8 следующего содержания: 8) обеспечение энергетической эффективности и ресурсосбережения объектов

энергетической инфраструктуры и энергетических комплексов государств-членов.

Тем не менее, выявленные пробелы права ЕАЭС (в виде отсутствия наднациональной правовой основы для сотрудничества государств-членов в сфере возобновляемой энергетики и отсутствия принципов энергоэффективности и ресурсосбережения в ст. 79 Договора о ЕАЭС) должны быть устранены. Для этого необходимо:

1) дополнить перечень принципов в ст. 79 Договора о ЕАЭС отдельным пунктом 8, прямо закрепляющими принцип энергоэффективности и ресурсосбережения как основы для построения энергетических комплексов государств-членов;

2) подписать специальный Протокол о сотрудничестве в области возобновляемых источников энергии Евразийского экономического союза в качестве отдельного приложения к Договору о ЕАЭС.

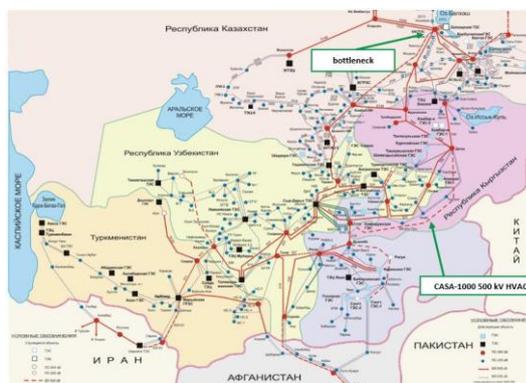
В данном Протоколе, в частности, можно отразить общие для всех стран-членов ЕАЭС обязательства в области декарбонизации (в виде конкретных целевых показателей), создать систему торговли квотами на эмиссии парниковых газов (по механизмам, уже введённым в других интеграционных объединениях – ЕС, НАФТА), согласовать механизмы обмена инновационными технологиями в энергетике и т.п.

Подобные шаги по совершенствованию правового регулирования энергетической сферы на уровне ЕАЭС позволят создать концептуальные основы для оптимального учёта современных глобальных трендов на формирование устойчивой энергетики с параллельным отказом от традиционных экологически грязных подходов.

### **Мировой опыт управления энергетической системой стран ЕАЭС.**

В настоящее время электрические сети Кыргызской Республики вместе с южной частью Казахстана и Узбекистана работают в рамках Объединённой энергосистемы Центральной Азии (ОЭСЦА). Они работают параллельно с Объединённой электрической сетью России и СНГ через энергосистему

Казахстана. Линии ВН напряжением не выше 220 кВ также соединяют Кыргызскую Республику с Таджикистаном. На Рисунке 4 представлена карта ОЭСЦА 220 кВ-500 кВ с выделением долгосрочных планов развития, таких как линия CASA-1000 500 кВ, соединяющая ПС Датка в Кыргызской Республике с ПС Сугд-500 в Таджикистане (пунктирная красная линия). Стоит отметить, что Объединённая электрическая сеть России осуществляет частотный контроль в Объединённой электрической сети. Транзитная линия Север-Юг Казахстана, соответствующая узлу, обозначенному как «узкое место» в ОЭСЦА, поглощает все дисбалансы ОЭСЦА.



**Рисунок 1.12 – Существующие электрические сети Центральной Азии и план развития [26]**

Уровень напряжения в энергосистеме Кыргызской Республики определяется графиками напряжения в установленных контрольных точках, установленными Торгово-диспетчерским центром и Центральной диспетчерской службой ОАО «НЭСК». В свою очередь, Центральная диспетчерская служба ежеквартально разрабатывает графики напряжения для контрольных точек, определенных Объединённой энергосистемой Центральной Азии (ОЭСЦА), и устанавливает минимальные и максимальные уровни напряжения. На региональном уровне мы хотим выделить следующие инициативы:

- a) Региональное сотрудничество по расширению трансграничной торговли энергией в энергосистеме Центральной Азии;
- b) Региональный Рынок Электроэнергии Центральной Азии (CAREM);

с) Общий рынок электроэнергии Евразийского экономического союза (ЕАЭС) [26].

Среди международных проектов межсетевых соединений мы выделяем следующие:

а) Проект CASA-1000: финансируется Всемирным банком, Исламским банком развития (ИсБР), Европейским инвестиционным банком (ЕИБ), Европейским банком реконструкции и развития (ЕБРР), Департаментом международного развития (ДМР) и ЮСАИД. Основная цель - обеспечить экспорт избыточной электроэнергии, доступной летом, из Кыргызской Республики и Таджикистана в Пакистан и Афганистан через комбинацию секций переменного тока высокого напряжения и постоянного тока высокого напряжения (500 кВ), как показано на Рисунке 1.13. и Рисунке 1.14:



**Рисунок 1.13 –**  
**Схематическая карта системы**  
**электропередачи CASA-1000. [51]**



**Рисунок 1.14 – Схема**  
**системы электропередачи CASA-**  
**1000. [43]**

б) Проект ТУТАП [51]: реализуемый в рамках программы ЦАРЭС и финансируемый АБР, проект предусматривает подключение стран Центральной Азии (Туркменистан-Узбекистан-Таджикистан) к планируемой единой сети Афганистана и Пакистана

с) Проект ТАП [43]: финансируемый АБР, предусматривает увеличение экспорта электроэнергии из Туркменистана в Афганистан и Пакистан через новую линию 500 кВ, пересекающую Афганистан с северо-запада на юго-восток.

Что касается наиболее важного проекта межсетевого взаимодействия, то есть проекта CASA-1000, предварительная оценка его потенциального воздействия на баланс предложения и спроса в Кыргызской Республике приводит к следующим двум основным результатам:

1) Кыргызская Республика должна реализовать план расширения генерирующих мощностей, чтобы справиться с растущим внутренним спросом на энергию и с количественными обязательствами по СЗЭ в рамках CASA-1000. Расширение должно гарантировать увеличение предложения примерно на 610 ГВтч/год в периоды поставок, что является среднегодовым дефицитом энергии, оценённым в период с 2021 по 2035 год. Этот необходимый избыток учитывает только внутренний спрос и объёмы CASA-1000. Если какие-либо дополнительные объёмы энергии будут направлены на экспорт, потребуются дополнительные генерирующие мощности.

2) Новая соединительная линия ПТВН протяжённостью 430 км соединит Кыргызскую Республику и Таджикистан для передачи электроэнергии от Датки до Сугд-500. Что касается существующего объекта передачи в Кыргызской Республике, то обеспечение внутреннего спроса Кыргызской Республики и поставка количеств электроэнергии CASA-1000 на Датке осуществимы без значительных затрат на модернизацию существующей внутренней энергосистемы переменного тока.

***Межгосударственные соединения.*** Энергосистемы Казахстана, Узбекистана и Кыргызстана, которые работают параллельном режиме, а также Таджикистана и Туркменистана, которые работают автономно от ОЭС ЦА – в основном связаны между собой ЛЭП напряжением 220–500 кВ. Энергосистему Таджикистана планируется подключить к ОЭС ЦА в два этапа:

- первым этапом через Южную часть энергосистемы Узбекистана (по 2 ВЛ 500 кВ ПС Гузар - ПС Регар и ПС Сурхан – ПС Регар и 2 ВЛ 220 кВ ПС Регар – ПС Гульча и ПС РегарПС Денау).

- вторым этапом соединением ПС Сугд Таджикистана к существующей линии электропередачи 500 кВ в Узбекистане по схеме «Заход-Выход», а также строительством новой линии 500 кВ между Ново-Сырдарьинской ТЭС (узб.) и ПС Сугд (тадж.). Проект по подключению энергосистемы Республики Таджикистан к ОЭС Центральной Азии осуществляется при поддержке АБР.

***Основные направления сотрудничества в ОЭС ЦА.*** Основными направлениями сотрудничества между энергосистемами Центральной Азии в настоящее время являются:

- торговля электрической энергией;
- развитие межгосударственных электрических сетей;
- совместное строительство электрических станций;
- планирование совместного развития энергетических систем.

***Торговля электроэнергией в ОЭС ЦА.*** Энергосистемы ОЭС Центральной Азии и Туркменистана в последние годы активно сотрудничают в сфере торговли электрической энергией и по оказанию системных услуг. Энергосистемы Таджикистана и Узбекистана в целях рационального использования водно-энергетических ресурсов ежегодно заключают договора на поставки электрической энергии в летнее время из Таджикистана в Узбекистан. При этом минимизируются холостые сбросы воды на ГЭС Таджикистана, а в энергосистеме Узбекистана снижается расход топлива, а также проводится ремонтная компания на тепловых электростанциях. Туркменская энергосистема экспортирует электрическую энергию практически круглый год, но т.к. она не работает параллельно с ОЭС Центральной Азии, энергосистема осуществляет поставки выделенными генераторами, подключёнными к сетям энергосистемы Узбекистана. Экспорт осуществляется в энергосистемы Кыргызстана и Узбекистана. В последние годы также осуществляются поставки электрической энергии из Казахстана в Кыргызстан в целях сохранения объёма воды на Токтогульской ГЭС, В текущий осенне-зимний период были также поставки электроэнергии из

Российской Федерации в Кыргызстан транзитом через сети казахской энергосистемы. Договора на поставки электрической энергии заключаются на двухсторонней основе. При поставке электрической энергии через электрические сети третьих стран заключается также договора на транзит электроэнергии.

**Таблиц 1. 3 - Торговля электроэнергией в ОЭС ЦА.**

	2021 г	2022 г	2023 г.
Туркменистан экспортировал электроэнергию, млн. кВтч:			
в Узбекистан	4209,9	4529,4	4014,6
в Кыргызстан	498,2	813,5	1770,7
Таджикистан экспортировал электроэнергию, млн. кВтч:			
Узбекистан	1146,8	839,4	907,5
Казахстан экспортировал электроэнергию, млн. кВтч			
Кыргызстан	686,8	696,6	1440,9
Также энергосистемы Узбекистана, Таджикистана и Туркменистана осуществляют поставки электроэнергии в энергосистему Афганистана. Экспорт электроэнергии в Афганистан составил, млн. кВтч:			
из Узбекистана	2151,3	1425,6	1823,5
из Таджикистана	1275,2	1663,7	1534,5

**Развитие межгосударственных электрических сетей.** В рамках восстановления параллельной работы энергосистемы Таджикистана с ОЭС Центральной Азии ведутся работы:

- по строительству новой линии 500 кВ между Ново-Сырдарьинской ТЭС (узб.) и ПС Сугд (тадж.).
- по соединению ПС Согд (тадж.) с существующей линией электропередачи 500 кВ в Узбекистане по схеме «Заход-Выход».

***Сотрудничество по строительству электрических станций.***

Кыргызстан, Узбекистан и Казахстан подписали меморандум о намерении по проекту строительства Камбаратинской ГЭС-1. Проводится работа по созданию совместного предприятия с участием сторон. Проводятся переговоры между Таджикистаном и Узбекистаном и между Таджикистаном и Казахстаном по условиям поставок электроэнергии с Рогунской ГЭС. По последней информации узбекская и таджикская сторона пришли к соглашению по данному вопросу. В настоящее время Республика Таджикистан и Республика Узбекистан ведут совместную работу над

проектом строительства двух гидроэлектростанций общей мощностью 320 МВт на реке Зарафшан в Согдийской области Республики Таджикистан. В странах создано АО «ТАУЗ Гидро», занимающееся управлением проектами для этих целей.

*Планирование совместного развития энергетических систем.* В 2023 году была завершена разработка совместной Концепции развития ОЭС Центральной Азии. Концепция была разработана Алматинским университетом энергетики и связи совместно со специалистами КДЦ «Энергия». Было проанализировано современное состояние энергосистем, входящих в ОЭС ЦА, определены узкие места, препятствующие развитию торговли и обеспечению устойчивости работы, рассмотрены планы развития национальных энергосистем и выданы рекомендации по структуре генерации и развитию сетей. Одним из вопросов совместного развития ОЭС Центральной Азии является рассмотрение возможности подключения на параллельную работу энергосистемы Туркменистана. Туркменская энергосистема в настоящее время работает параллельном режиме с Ираном, а с энергосистемами ОЭС Центральной Азии в «островном» режиме, с выделенными генераторами для экспорта электрической энергии. При этом туркменская энергосистема построила ВЛ 500 кВ до границы с Ираном, а также в сторону Афганистана. С Ираном, где используется 400 кВ, планируется подключение через трансформатор 500/400 кВ, т.е. в режиме параллельной работы. С Афганистаном, который планировал работать параллельно с ОЭС ЦА, Туркменистану придётся в этом случае работать через ВПТ, который будет необходимо строить на интерфейсе ТКМ-АФГ. Планирование совместного развития энергетических систем считаем, что Туркменистану целесообразнее перейти на параллельную работу с ОЭС ЦА, а подключение с Ираном выполнить через ВПТ, что менее затратно (1 ВПТ дешевле, чем 1 ВПТ + трансформатор). Использование Туркменистана как транзитной энергосистемы позволит Центрально-азиатский регион торговли электроэнергией, планируемый к расширению до Южной Азии,

распространить и до Западной Азии (Иран, Турция и примыкающие к ним Армения и Грузия). Это позволит широко использовать эффект часовых поясов во внутрисуточной торговле, а также сезонные взаимообмены (зима-лето) между регионами.

В последние годы в энергосистемах ОЭС Центральной Азии наряду с модернизацией и обновлением традиционного генерирующего оборудования с вводом высокоэффективных парогазовых установок и модернизацией гидрогенерирующих установок идёт процесс интеграции в энергосистемы региона возобновляемых источников энергии. В основном в эксплуатацию вводятся солнечные фотоэлектрические станции и ветровые электростанции. В энергосистеме Казахстана уже функционирует 2400 МВт ВИЭ, из них 1200 ФЭС и 1200 МВт ВЭС. Министерство энергетики анонсирует ввод до 2030 года порядка 16 ГВт генерации на основе ВИЭ. В Узбекистане в настоящее время работают ФЭС общей мощностью 1520 МВт, ВЭС 100 МВт. При этом планируется внедрение до 2030 8,6 ГВт ФЭС и 10,2 ГВт ВЭС, а также BESS на 7ГВт-ч. В энергосистеме Кыргызстана рассмотрены планы внедрения ВИЭ в течении 2-3 лет порядка 3-4 ГВт. В Таджикистане в 2024 году ожидается ввод двух ФЭС общей мощностью 60 МВт.

Масштабное внедрение ВИЭ с переменчивым и прерывистым характером выработки оказывает серьёзное влияние на стабильность режима работы энергосистем. В связи с этим в настоящее время в национальных энергосистемах проводятся исследования по оценке влияния этих источников на работу энергосистем, разрабатываются технические требования подключения их в сеть. Специалисты КДЦ «Энергия» также участвуют в нескольких исследованиях, проводимых агентством USAID, Всемирным Банком и другими организациями. Результаты показывают, что для успешной интеграции ВИЭ в ОЭС ЦА нужны совместные скоординированные усилия по развитию регулирующих мощностей в регионе. Также необходимо вносить корректировки в принципы противоаварийного управления энергосистемами с учётом интеграции ВИЭ,

внедрить в ОЭС ЦА централизованные системы противоаварийного управления (ЦСПА) и автоматики регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ).

В области развития национальных энергосистем и улучшения работы КДЦ «Энергия» очень важное значение имеет сотрудничество с партнёрами по развитию в рамках программы ЦАРЭС. После некоторого перерыва, связанного с пандемией, 28-29 ноября 2023 года прошёл Энергетический инвестиционный форум в г.Тбилиси, Грузия, где с презентацией участвовал главный диспетчер КДЦ «Энергия» Мирзаев А.Т. Там же 30 ноября 2023 года прошло 22-е заседание Министерской конференции стран-участников ЦАРЭС. 1 марта 2024 года в КДЦ «Энергия» состоялась двухсторонняя встреча с миссией АБР по вопросам сотрудничества в рамках программы ЦАРЭС (Lyaziza Sabyrova, Regional Head, Regional Cooperation and Integration Central and West Asia Department). С 25 по 26 сентября 2024 года совместно с АБР, в рамках программы ЦАРЭС, на базе КДЦ «Энергия» в г.Ташкенте планируется проведение семинара по энергопередаче и взаимосвязанности энергетической инфраструктуры в Центральной Азии с участием представителей стран-участников ЦАРЭС, где будут обсуждаться актуальные вопросы взаимного сотрудничества.

Энергосистемы ОЭС ЦА и ЕЭС Казахстана характеризуются протяжёнными коммуникациями и неравномерностью распределения нагрузки и генерации, что определяет особенности режимов ОЭС с точки зрения проблем обеспечения устойчивости, перегрузки оборудования. В ряде случаев имеет место динамические переходные процессы при возникновении аварийных возмущений с последующим ослаблением системообразующей сети. Необходимо скоординировать усилия по решению проблемы «узких» мест. Для сохранения устойчивой работы необходимо обеспечить регулирование потоков мощности и частоты между странами созданием Централизованной системы автоматического регулирования частоты и мощности (ЦС АРЧМ) в ОЭС ЦА (в КДЦ «Энергия») с поэтапным

масштабированием в энергосистемы Кыргызстана, Узбекистана и Таджикистана. Решение задачи целесообразно осуществить через региональный проект. Для обеспечения устойчивости работы энергосистем, а также ОЭС ЦА в целом требуется создание централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) Центральной Азии в КДЦ «Энергия». Данная задача тоже носит региональный характер. С учётом перехода Казахстана на балансирующий рынок электроэнергии в текущем году и объявленному поэтапному переходу к рынку электроэнергии в Узбекистане возникает необходимость создания автоматизированной системы коммерческого учёта электроэнергии (АСКУЭ) в КДЦ «Энергия». USAID осуществляет разработку Концепции по региональной АСКУЭ.

В настоящее время в связи с увеличением доли ВИЭ, а также в связи с общим увеличением нагрузки в Казахстане, Узбекистане, Кыргызстане и Таджикистане будут увеличиваться небалансы мощности на границах между ЕЭС Казахстана и ОЭС ЦА:

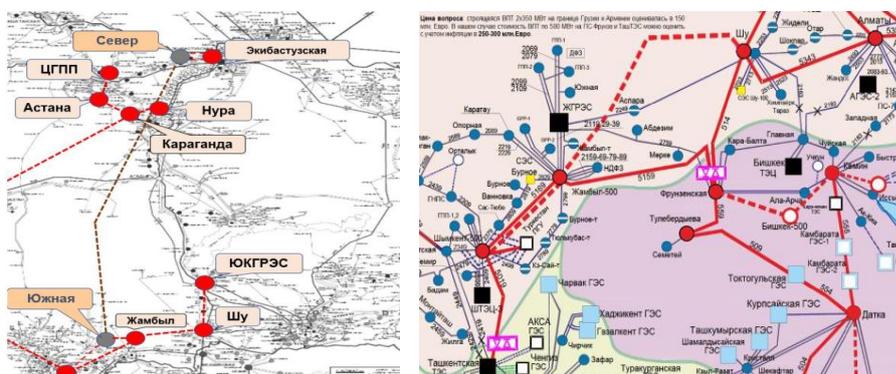
- При этом в условиях параллельной работы с ЕЭС России, которая осуществляет централизованное регулирование частоты в ЕЭС СНГ, небалансы ОЭС ЦА будут отражаться на интерфейсе ЕЭС Казахстана и ЕЭС России и могут перегружать транзит Север-Юг Казахстана.

- Отключение транзита Север-Юг Казахстана при больших набросах мощности со стороны ОЭС ЦА, что не исключено при масштабном внедрении ВИЭ, может привести к увеличению дефицита в ОЭС ЦА и недопустимому снижению частоты, при которой будут отключаться объекты ВИЭ и ПГУ. Это чревато появлением «лавины частоты» и блэкаутом.

- Для исключения отключения уже предельно загруженного транзита Север-Юг Казахстана казахская энергосистема прорабатывает вопрос строительства HVDC от ЭКГРЭС-1 до Жамбыла.

- КДЦ «Энергия» предлагает альтернативный вариант – переход от параллельной работы к совместной работе ЕЭС Казахстана и ОЭС ЦА через ВПТ, что исключит набросы мощности со стороны ОЭС ЦА на транзит

Север-Юг Казахстана. Это означает, что ОЭС ЦА должна будет самостоятельно регулировать частоту. В данном предложении задействованы 3 энергосистемы, т.е. предлагаемый проект носит региональный характер.



**Анализ конкурентоспособности национальной энергетической системы на региональных рынках.** Анализ конкурентоспособности сектора энергетики Кыргызской Республики на региональном рынке, показывает, что Кыргызская Республика занимает достаточно справедливое положение в региональном контексте при ежегодном рассмотрении переменных затрат на производство электроэнергии. Кыргызская Республика действительно обладает значительной долей в общей генерирующей мощности и в общем объеме генерируемой электроэнергии за счёт гидроресурсов, которые имеют очень низкие переменные затраты и покрывают более 90% общей годовой потребности страны в электроэнергии.

Однако этот справедливый результат будет гораздо менее позитивным, если мы рассмотрим сезонность генерации гидроэлектроэнергии (высокая летом и низкая зимой) и сезонность нагрузки (высокая зимой и низкая летом). Эта несинхронность может сделать национальную энергосистему неспособной справиться с пиковой нагрузкой, что приведёт к возникновению проблем с точки зрения дефицита электроэнергии, очень высоких затрат на генерацию электроэнергии по сравнению с ценами на электроэнергию и необходимости импортировать электроэнергию. Соответствующие потери при передаче и распределении - ещё один фактор, который отрицательно влияет на конкурентоспособность энергосистемы Кыргызской Республики.

Надлежащее и всестороннее планирование сектора энергетики Кыргызской Республики и всей энергосистемы, включая увеличение доли возобновляемых источников энергии, повысило бы конкурентоспособность страны в региональном контексте.

**Перспективы энергетического рынка.** На основе анализа текущих инициатив можно выделить общие критерии для представления перспектив энергетического рынка, для обсуждения и уточнения в ходе расширения генерации. Представлены предварительные перспективы энергетического рынка:

а. Выполнение экспорта для CASA-1000: чтобы разнообразить текущие объёмы экспорта для выполнения обязательств CASA-1000. Увеличение мощности будет происходить за счёт новых установленных и модернизированных мощностей (например, Токтогульской ГЭС) и строительства новых малых и средних ГЭС и некоторых ВИЭ. Зимний импорт необходим для покрытия зимнего спроса.

б. Увеличение объёмов продаж и выполнение CASA-1000: как и раньше, но с некоторым увеличением количества солнечных фотоэлектрических (ФЭ) и русловых ГЭС для выполнения обязательств по CASA-1000 и летнего экспорта. Эта перспектива основана на преимуществах создания большего регионального синергизма и сотрудничества для увеличения шансов импорта зимой, когда гидроэнергетические мощности очень низки.

в. Крупные ГЭС: как и раньше, но с вводом Верхненаарынского каскада ГЭС и Камбаратинской ГЭС-1 для выполнения обязательств по CASA-1000, внутреннего зимнего спроса и увеличения экспорта в соседние страны.

Кыргызстан зависит как от местных ресурсов, так и от импорта энергии для удовлетворения своих энергетических потребностей. Кыргызстан обладает значительным гидроэнергетическим потенциалом, который обеспечивает 90 процентов его потребностей в электроэнергии в 2018 г. По состоянию на 2018 г. имеется 3085 МВт гидроэнергетических мощностей,

вырабатывающих в общей сложности 14 316 ГВтч электроэнергии. Общий гидроэнергетический потенциал крупных и средних рек оценивается в 140-170 ТВтч, из которых используется лишь 10% согласно Международной ассоциации гидроэнергетики (Международная ассоциация гидроэнергетики, 2018). Географическое положение страны и климатические условия позволяют более широко развивать солнечную энергетику. Согласно оценке Международного энергетического агентства (Международное энергетическое агентство, 2020), годовая удельная выработка электроэнергии фотоэлектрическим оборудованием обладает потенциалом 300 кВтч/м<sup>2</sup>, при этом годовая удельная производительность солнечного горячего водоснабжения может достигать 750 кВтч/м<sup>2</sup>. Также подсчитано, что солнечный потенциал способен удовлетворять 90 процентов потребности страны в горячей воде в течение 8-9 месяцев в году, а также может покрыть до 50 процентов потребности в отоплении в течение отопительного сезона согласно Министерству энергетики и промышленности Кыргызской Республики (Министерство энергетики и промышленности Кыргызской Республики, 2013). С другой стороны, использование доступной энергии ветра гораздо менее перспективно, чем использование солнечной энергии. Распределение ветровых ресурсов по стране неравномерно, наибольший потенциал в основном наблюдается в отдалённых районах, тогда как в населённых пунктах потенциал незначителен. Таким образом, ресурсы энергии ветра делаются экономически невыгодными и недоступными согласно Министерству энергетики и промышленности Кыргызской Республики (Министерство энергетики и промышленности Кыргызской Республики, 2013; Международное энергетическое агентство, 2020).

## ГЛАВА II. АНАЛИЗ И ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

### 2.1. Нормативно-правовая база регулирования энергетической системы КР

Государственное регулирование электроэнергетической отрасли осуществляется с целью предоставления электро-теплоэнергии по экономически обоснованным, социально-приемлемым и недискриминационным ценам на территории Кыргызской Республики, а также контроля за обеспечением надёжности, безопасности и бесперебойности при производстве и потреблении энергии (Закон КР «Об электроэнергетике» [108, с. 6]).

Развитие энергетической системы Кыргызстана регулируется национальными политиками и соответствующим законодательством. Эти политики использовались в качестве ориентира для моделирования «NEXSTEP», чтобы лучше понять контекст страны и предоставить рекомендации в соответствии с всеобъемлющим руководством правительства. Там, где это применимо, реализуемые и принятые в настоящее время политики или нормативные акты учитываются в сценарии текущей политики, чтобы выявить пробелы в достижении задач. Требования в области политики энергосбережения и энергоэффективности в Кыргызской Республике определены законами "Об энергетике", "Об электроэнергетике", "Об энергосбережении", "Об энергетической эффективности зданий", "О техническом регулировании в Кыргызской Республике", «Об особом статусе каскада Токтогульских гидроэлектростанций и национальной высоковольтной линии электропередачи» от 21.01.2002, №7, и другими отраслевыми нормативными правовыми актами. Постановления СНП (Союз нефтегазопромышленников) Жогорку Кенеша Кыргызской Республики «О Программе разгосударствления и приватизации АО «Кыргызэнерго» от 6.11.1998, П№ 936-1-5 [11].

Постановления ЗС Жогорку Кенеша Кыргызской Республики «О Программе разгосударствления и приватизации АО «Кыргызэнерго» от 24.03.1999, З№ 1358-1 [12].

Постановления Правительства Кыргызской Республики «О порядке учёта и начисления штрафных санкций (пени) при несвоевременной оплате за потреблённую электрическую и тепловую энергию» от 07.09.1999, № 483. «О лицензировании отдельных видов предпринимательской деятельности» от 31.05.2001, № 260. «О праве утверждения тарифов на электрическую и тепловую энергию, горячее водоснабжение и газ природный» от 06.02.1997, № 59. О Программе разгосударствления и приватизации Кыргызской государственно-акционерной холдинговой компании «Кыргызгосэнергохолдинг» от 23.04.1997, № 239, (с изменениями и дополнениями от 22.05.1998, № 260 и от 05.06.1998, № 333). «О реструктуризации акционерного общества «Кыргызэнерго» от 21.01.2000, № 38, (с изменениями и дополнениями от 15.03.2000, № 139 и от 22.02.2001, № 139). «О регулировании рынка электроэнергии в Кыргызской Республике» от 06.04.2000, № 187 (с изменениями и дополнениями от 15.03.2000, № 139) [13].

Закон Кыргызской Республики от 23 мая 2002 года № 82 «О ратификации Соглашения между Министерством обороны Кыргызской Республики и Министерством Российской Федерации по атомной энергии о сотрудничестве в области технического перевооружения и модернизации средств охраны государственной границы Кыргызской Республики, технических средствах охраны и средств связи» [14].

Закон Кыргызской Республики от 15 апреля 2003 года № 76 «О ратификации Соглашения между Правительством Кыргызской Республики и Правительством Китайской Народной Республики о сотрудничестве в области энергетики, подписанного 24 июня 2002 г. в городе Пекин» [15].

Закон Кыргызской Республики от 17 августа 2004 года № 149 «О ратификации Соглашения между Министерством обороны Кыргызской

Республики и Министерством Российской Федерации по атомной энергии о сотрудничестве в области производства урановой продукции, цветных и благородных металлов и других стратегических материалов» [16].

Постановление Правительства Кыргызской Республики от 30 января 2006 года № 52 «Об утверждении Решения Экономического совета Содружества Независимых Государств об основных направлениях и принципах взаимодействия государств-участников Содружества Независимых Государств в области обеспечения энергоэффективности и энергосбережения, подписанного 11 марта 2005 года в городе Москве» [17].

Также необходимо отметить Законы Кыргызской Республики: Конституция КР от 5 мая 2021 года [1], Закон Кыргызской Республики от 30 октября 1996 года № 56 Об энергетике (в редакции Законов КР от 16 мая 2008 года №85, 23 мая 2008 года № 93, 23 января 2009 года №14, 18 мая 2012 года № 60, 10 октября 2012 года №170, 24 июня 2013 года № 99 19 июля 2014 года № 145, 14 января 2015 года (№10)) [2]; «Об электроэнергетике» от 28 января 1997 года (№ 8); Закон Кыргызской Республики о нефти и газе. (В редакции Законов КР от 9 марта 2004 года № 19, 18 мая 2012 года № 58, 29 мая 2012 года №74, 11 октября 2012 года № 171, 13 февраля 2013 года № 15, 20 января 2015 года № 19) [3]; Закон «Об энергосбережении» от 7 июля 1998 года (№ 88); Закон Кыргызской Республики от 26 февраля 2003 года № 44 «О национальной безопасности» (в редакции Законов КР от 13 октября 2008 года № 212, 25 ноября 2011 года № 222, 18 марта 2017 года № 46, 1 декабря 2017 года N 197(2) [5]; Закон «Об особом статусе каскада Токтогульских гидроэлектростанций и национальной высоковольтной линии электропередачи» принят 21 января 2002 года (№ 7) [7]; Закон Кыргызской Республики от 28 января 1997 года № 8 Об электроэнергетике (В редакции Законов КР от 26 февраля 2003 года № 43, 6 декабря 2004 года № 187, 28 декабря 2006 года № 207, 10 августа 2007 года № 146, 16 мая 2008 года № 85, 23 января 2009 года № 14, 10 июня 2011 года № 35, 13 июня 2011 года № 43, 26 июля 2011 года № 146, 30 ноября 2012 года № 188, 15 февраля 2013 года

№ 20, 24 июня 2013 года № 98, 18 июля 2014 года № 144, 19 июля 2014 года № 145, 20 января 2016 года № 5, 12 декабря 2017 года N 207 (12) [3] основывается на положениях Закона Кыргызской Республики «Об энергетике», других законодательных актов Кыргызской Республики и распространяется на всех юридических лиц независимо от форм собственности, а также физических лиц, которые производят, передают, распределяют, продают и потребляют электрическую и тепловую энергию; Закон КР «О лицензировании»; Закон КР «Об акционерных обществах»; Закон КР «О недрах»; Закон КР «О свободных экономических зонах в КР»; Налоговый Кодекс КР; Земельный Кодекс КР; Гражданский Кодекс КР; Закон КР «О государственно-частном партнёрстве в КР». Основным нормативным документом, регулирующим инвестиционную деятельность, является Закон КР «Об инвестициях в Кыргызской Республике» [108].

Вышеперечисленные законы Кыргызской Республики имеют прямое отношение к энергетике, основывается на положениях Закона Кыргызской Республики «Об энергетике», других законодательных актов Кыргызской Республики и распространяется на все юридические лица независимо от форм собственности, а также физические лица, которые производят, передают, распределяют, продают и потребляют электрическую и тепловую энергию (см. приложение табл. 2.2.). Введение таких законов в идеале обеспечивают надёжное, безопасное и бесперебойное снабжение электро-, теплоэнергии и улучшение качества предоставляемых услуг всем потребителям, создание конкурентной среды и формирование рынка энергии, поощрение развития частного сектора и привлечение инвестиций.

Государственное регулирование электроэнергетической отрасли осуществляется с целью предоставления электро- и теплоэнергии по экономически обоснованным, социально-приемлемым и не дискриминационным ценам на территории Кыргызской Республики, а также контроля за обеспечением надёжности, безопасности и бесперебойности как при производстве электро- и теплоэнергии, так и при потреблении (Закон

Кыргызской Республики «Об электроэнергетике»). До октября 2005 года государственное регулирование осуществлялось Государственным агентством по энергетике при Правительстве Кыргызской Республики (Госагентство по энергетике). С октября 2005 года государственное регулирование перешло к Национальному агентству Кыргызской Республики по антимонопольной политике и развитию конкуренции, образованному на базе государственного департамента по антимонопольной политике при Министерстве экономического развития, промышленности и торговли Кыргызской республики и Государственного агентства по энергетике при Правительстве Кыргызской Республики. В марте 2007 года образовано Министерство промышленности, энергетики и топливных ресурсов Кыргызской Республики, которому переданы функции Национального агентства Кыргызской Республики по антимонопольной политике и развитию конкуренции по вопросам энергетики. В октябре 2009 года Министерство промышленности, энергетики и топливных ресурсов Кыргызской Республики преобразовано в Министерство энергетики Кыргызской Республики, исключив функции в сфере промышленности. В январе 2016 года в целях реформирования управления энергетической отраслью Кыргызской Республики, было создано открытое акционерное общество «Национальная энергетическая холдинговая компания» в состав которой входят:

- ОАО «Электрические станции»
- ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана»
- ОАО «Северэлектро» - ОАО «Востокэлектро»
- ОАО «Ошэлектро»
- ОАО «Жалалабатэлектро»
- ОАО «Бишкектеплосеть»
- ОАО «Чакан ГЭС»
- ОАО «Кыргызский энергетический расчётный центр»

В июле 2016 года был образован Государственный комитет промышленности, энергетики и недропользования Кыргызской Республики с передачей функций по разработке и реализации государственной политики в области промышленности топливно-энергетического комплекса, в связи с реорганизацией структуры Правительства Кыргызской Республики и в целях оптимизации деятельности государственных органов.

Принятая в 2015 году "Программа по энергосбережению и планированию политики по энергоэффективности в Кыргызской Республике на 2015-2017 годы", утверждённая постановлением Правительства Кыргызской Республики от 25 августа 2015 года № 601, не была реализована в полной мере (Утратила силу в соответствии с постановлением Правительства КР от 22 января 2018 года N 49).

Ныне действует Программа "Внедрение политики энергосбережения и энергоэффективности в Кыргызской Республике на 2023-2027 годы" от 29 июня 2023 года № 328) [108, с. 34].

Основной целью Программы является: сдерживание роста валового потребления ТЭР при экономическом развитии страны и сближение энергоёмкости валового внутреннего продукта Кыргызской Республики по паритету покупательной способности со среднемировым значением этого показателя без ущерба благополучию человека и окружающей среде путём реализации потенциала энергосбережения при производстве, транспортировке и потреблении энергоресурсов.

Серьёзной проблемой стало отсутствие реальных механизмов, стимулирующих потенциальных участников процесса энергосбережения, а также инвестиционный дефицит и слабая финансовая поддержка со стороны государства в области осуществления энергосберегающей политики. В результате продолжает расти разрыв по энергоэффективности между текущим потреблением энергии и оптимальным, которое можно обеспечить с использованием существующих энергоэффективных мер и технологий.

Действующий Закон Кыргызской Республики "Об энергосбережении" преимущественно основан на отсылочных нормах, разработка и реализация которых в рамках других нормативных документов не решается. В настоящее время согласно Закону Кыргызской Республики "О техническом регулировании в Кыргызской Республике", нормы энергоэффективности, установленные в государственных стандартах, технических нормах и правилах, практически утратили обязательность применения. Применение норм энергоэффективности установленных в стандартах, технических нормах и правилах является достаточным условием соблюдения требований соответствующих технических регламентов.

Учитывая происходящие интеграционные процессы и создание единого рынка энергоресурсов ЕАЭС, с целью продвижения на потребительские рынки государств-участников ЕАЭС сертифицированной энергоэффективной продукции, удовлетворяющей совместно разработанным и принятым в государствах унифицированным стандартам энергоэффективности и параллельного закрытия этих рынков для низко-энергоэффективного и несертифицированного оборудования, обеспечения свободного перемещения электрических энергопотребляющих устройств, выпускаемых в обращение на таможенной территории Таможенного союза и ЕАЭС, возникла необходимость актуализировать и гармонизировать требования всех имеющихся нормативных документов стран ЕАЭС, в рамках единого технического регламента Таможенного союза.

Решением Совета ЕЭК 12 августа 2019 года был принят Технический регламент ЕАЭС "О требованиях к энергетической эффективности энергопотребляющих устройств" с поэтапным введением в действие положений регламента с сентября 2021 года. Срок вступления в силу технического регламента был перенесён на 2025 год в целях предоставления дополнительного времени производителям для обеспечения плавного перехода на требования единого технического регламента. Данный документ требует чётко определенных механизмов проведения энергосберегающей

политики и будет способствовать исключению неопределённости полномочий исполнительных органов власти Кыргызской Республики в сфере реализации механизмов энергосбережения.

- Национальная стратегия развития Кыргызской Республики на 2018-2040 гг. устанавливает приоритеты социально-экономического развития страны на период 2018-2040 гг. [108]

В отношении энергетического сектора национальная стратегия развития предусматривает ряд направлений в отношении энергосбережения, электроэнергетики и возобновляемых источников энергии, таких как:

- Электроэнергетический сектор: доля экологически чистых источников энергии будет составлять не менее 10 процентов в общем энергетическом балансе страны; обязательное использование передовых технологий развития для обеспечения повышения эффективности существующих и будущих объектов энергетики; привлечение инвестиций для строительства и реконструкции гидроэлектростанций и других генерирующих объектов, и реализация проекта CASA-1000 для регионального экспорта электроэнергии;

- Энергоэффективность: создание механизмов всеобщего стимулирования и адресного субсидирования энерго- и ресурсосберегающих технологий, и продвижение масштабных программ энергоэффективной реконструкции старых жилых и нежилых объектов, в то же время, делая стандарты эффективного строительства и частичную генерацию обязательными;

- Доступ к энергии: децентрализация систем отопления и использование газификации для обогрева жилых и административных помещений;

- Ценообразование на энергию и государственно-частное партнёрство (ГЧП): установить экономически обоснованные тарифы для обеспечения восстановления и последующей устойчивой работы энергетического сектора. Будет обеспечена сезонная и региональная тарифная политика;

инвестиционно-привлекательный тариф будет стимулировать появление альтернативных поставщиков электроэнергии и тепла, среди которых будут широко применяться механизмы ГЧП.

— Энергетическая безопасность: диверсификация как источников производства, так и стран-поставщиков энергии для повышения энергетической безопасности.

• Программа развития Кыргызской Республики на период 2018-2022 гг. является среднесрочной стратегией развития на период 2018-2022 гг., дополняющей цели развития, изложенные в Национальной стратегии развития Кыргызской Республики на 2018-2040 гг., которая аналогичным образом коснулась важных энергетических тем, таких как энергоэффективность, ценообразование и сектор электроэнергии. Другие установленные приоритеты включают следующее:

— продолжить работу по комплексному освоению угольных месторождений, увеличению доли внутреннего потребления угля при обеспечении минимизации воздействия таких проектов на окружающую среду и максимальном использовании эффективных технологий.

— обеспечить эффективность управления и финансовую устойчивость энергетических компаний, чтобы обеспечить своевременное обслуживание и модернизацию существующих генерирующих мощностей и передающей и распределительной инфраструктуры. При этом повышать доверие населения за счёт чёткого определения полномочий и ответственности, прозрачности энергетических компаний.

• Проект CASA-1000, знаковое сотрудничество между Кыргызстаном, Таджикистаном, Пакистаном и Афганистаном, включает создание функционирующей эффективной системы электроснабжения в Центральной и Южной Азии. Данный проект направлен на обеспечение доходов от экспорта экологически чистой энергии для стран Центральной Азии, одновременно уменьшая нехватку электроэнергии в странах Южной Азии.

Проект будет включать строительство 477 км линии переменного тока 500 кВ от Датки, Кыргызстан, до Худжанда, Таджикистан.

- Национальная энергетическая программа на 2008-2010 гг. и стратегия развития топливно-энергетического комплекса до 2025 г. Правительство Кыргызской Республики (Правительство Кыргызской Республики, 2008) определяет основное направление перспективного развития национального энергетического сектора, такое как обеспечение стабильного и надёжного снабжения электроэнергией потребителей, в целях облегчения внедрения альтернативных/ возобновляемых технологий и повышения эффективности национального энергетического сектора.

- Закон о возобновляемых источниках энергии № 283 от 2008 г. Парламент Кыргызской Республики (Парламент Кыргызской Республики, 2019) устанавливает правовые, организационные, экономические и финансовые основы, а также механизмы содействия развитию и использованию возобновляемых источников энергии в стране.

- Закон «Об энергоэффективности зданий» № 137 от 2011 г. Парламент Кыргызской Республики (Parliament of the Republic of Kyrgyzstan, 2019) устанавливает правовые основы снижения энергопотребления в строительном секторе, а также регулирует правовые и организационные отношения между собственниками зданий, сертифицированными профессиональные и государственные органы исполнительной власти.

- Закон об энергосбережении № 88 от 1998 г. (в редакции от 2019 г.) Парламент Кыргызской Республики (Парламент Кыргызской Республики, 2019) устанавливает государственную политику в области повышения энергоэффективности путём определения правовых, организационных, экономических и финансовых основ, а также механизмов регулирования в области энергоэффективности.

- Обновлённый определяемый на национальном уровне вклад Кыргызстана Кыргызская Республика (Кыргызская Республика, 2021) предусматривает безоговорочное обязательство страны по сокращению

выбросов ПГ в энергетическом секторе на 12,76% ниже ОХД к 2030 г. Кроме того, при международной поддержке Кыргызстан может реализовать меры по смягчению последствий в энергетическом секторе к 2030 г., чтобы достичь общего снижения на 40,39% ниже ОХД. Законодательство Кыргызской Республики имеет достаточно сильную правовую основу для хорошего управления, но механизмы, работающие по обеспечению прозрачности, подотчётности и возможности участия общественности, слабы или отсутствуют. В частности, отсутствует процедура вовлечения общественности в законодательный процесс, и в то время, как свобода печати существует на бумаге, в действительности СМИ не обеспечивают сбалансированное освещение политических дискуссий, и не стимулирует общественные обсуждения. Однако следует отметить, что гражданское общество Кыргызстана имеет некоторый нереализованный потенциал, и может выполнять конструктивную роль в наблюдении за энергетической отраслью. Основные документы, такие как годовые отчёты государственных учреждений, имеют большое значение в подотчётности общественности. С момента реорганизации формы собственности энергетических предприятий и приобретения ими статуса акционерных обществ, управление отраслью приобрело новую структуру, но вопросы информационного обеспечения и участия общественности остались на том же уровне.

Регуляторный процесс является важной составляющей управления энергосектором, который необходим для соблюдения баланса между всеми заинтересованными сторонами по 6 основным функциям, которые кратко можно охарактеризовать так: лицензирование, установление тарифов, разрешение споров, инвестиции, демонополизация, и контроль за исполнением стандартов. Исследование именно регуляторного процесса имеет большое значение, потому что выявляет пробелы между существующим и «идеальным» регулятором, в связи с проблемой, характерной для стран Центральной Азии - отсутствие независимости регулятора. Со времени получения суверенитета структура регуляторного

органа Кыргызстана менялась несколько раз в течение последних десяти лет, однако он никогда не обладал статусом независимого органа. Регулирующий орган (Департаменте по регулированию топливно-энергетического комплекса) находится в структуре Министерстве энергетики Кыргызской Республики, и нет четкого разделения функций и полномочий между регулирующим органом и министерством, есть повторения в положениях обоих органов. Департамент в соответствии с Законом Кыргызской Республики «О естественных монополиях в Кыргызской Республике» является уполномоченным антимонопольным органом в области топливно-энергетического комплекса. Целью деятельности Департамента является реализация единой государственной политики в области государственного регулирования деятельности субъектов топливно-энергетического комплекса посредством лицензирования и установления тарифов на электрическую, тепловую энергию и природный газ. Задачи Департамента заключаются в обеспечении баланса интересов потребителей и субъектов ТЭК, создании условий для повышения экономической эффективности и надёжности функционирования субъектов ТЭК, осуществлении антимонопольного регулирования в области ТЭК, осуществлении государственного регулирования деятельности субъектов ТЭК в целях обеспечения потребителей электрической, тепловой энергией и природным газом по экономически обоснованным ценам на территории Кыргызской Республики, обеспечении равных возможностей и условий доступа всех потребителей к линиям электропередачи, теплопередачи и системам газоснабжения. Хотя законодательство предусматривает проведение общественных слушаний по увеличению тарифов, эта практика была отозвана, и полные слушания не проводились с 2004 года. Как правило, о повышении тарифов уведомляют уже после принятия решений, и встречи с общественность носят только пояснительный характер. Также документы, представляющие обоснование повышения тарифов, своевременно и прогнозируемо не выпускаются, или не доступны для комментариев. Хотя решения регулятора могут быть

обжалованы в суде по законодательству, в действительности Исполнительный Совет, ответственный за эти решения, признается судом в качестве ненадлежащего ответчика. В лицензиях для регулируемых компаний не указаны обязательства лицензиата. Процесс отбора кандидатов на предоставление частных услуг проходит непрозрачно. Существует низкий потенциал исполнительного и регуляторного органа в рассмотрении экологических вопросов, отмечено низкое взаимодействие с ведомственными структурами, отсутствует финансовое обеспечение по вопросам данного профиля, также отсутствует система получения знаний. Политика Кыргызской Республики в сфере энергетики по обеспечению энергетической независимости, надёжной и устойчивой работе всей этой системы, сбалансирование производства и потребление электроэнергии, увеличение экспортного потенциала осуществляется в соответствии с рядом законов страны.

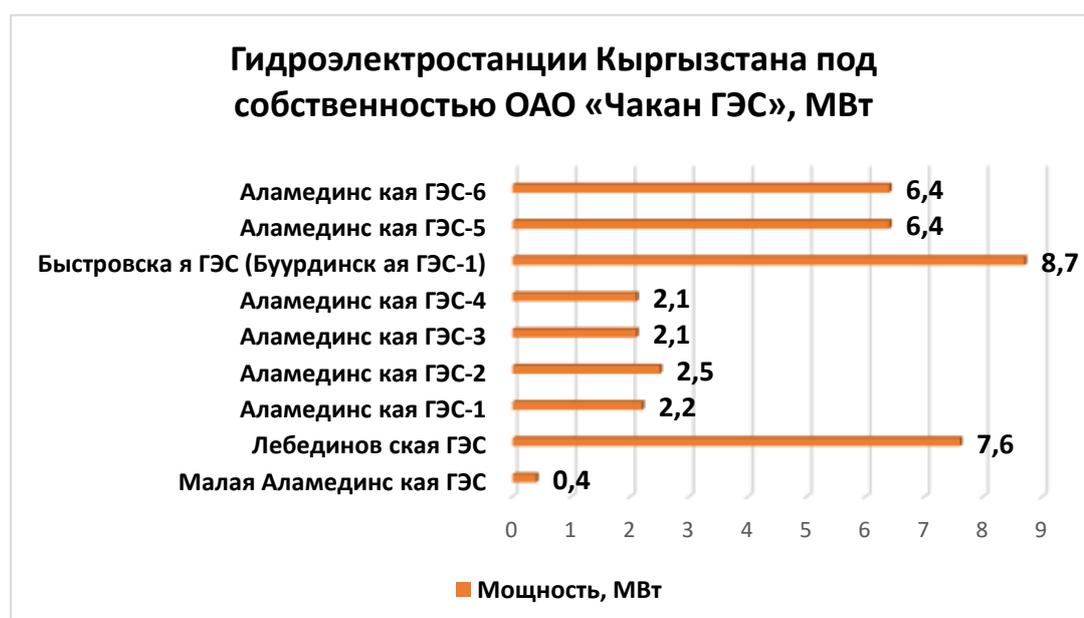
Обзор законодательной базы показал, что Кыргызская Республика неплохо обеспечена законодательной и нормативно-правовой базой для успешного развития энергетического комплекса. Однако реализация принятых законов, стратегий, программ и других правительственных документов осуществляется в недостаточной мере и оставляет желать лучшего, к тому же некоторые законы и программы требуют доработок, на что необходимо обратить внимание Кабинету Министров Республики.

## **2.2. Анализ состояния энергетической системы КР**

Гидроэнергетика одна из отраслей топливно-энергетического сектора и является локомотивом экономики Кыргызстана. В Кыргызстане основные объёмы выработки электроэнергии выполняются с использованием гидроресурсов. Горный ландшафт, занимающий большую часть территорий страны, реки, спускающиеся с гор, дают хорошие возможности для развития гидроэнергетической отрасли в стране. Исток реки Нарын переходит в одну из самых больших рек Центральной Азии - Сырдарья. Построенная на реке

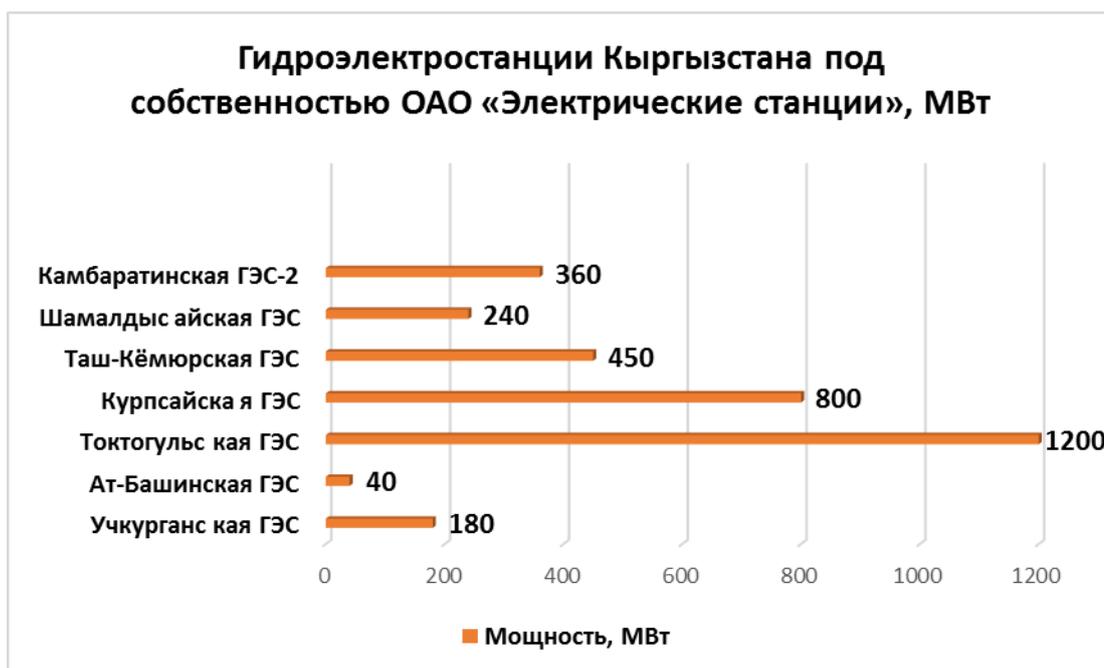
Нарын Токтогульская ГЭС, вырабатывающая электроэнергию, подтверждает факт наличия и использования такого ресурса. Более того, в Кыргызстане гидроэнергетический потенциал имеет большие перспективы в случае полноценного использования. По отдельным оценкам 6500 ледников страны вмещают 650 кубических километров воды [32, с. 27]. Потенциал в выработке электричества в Кыргызстане во многом зависит от водных ресурсов страны, которые образуются на вершинах геологически молодых гор и снабжают глубокие долины стоками. Высокие пики выполняют функцию улавливания влаги. Страна характеризуется, как имеющая достаточные гидроэнергетические ресурсы, способная занять лидирующие позиции в регионе по выработке относительно экологически чистой продукции - электричества, получаемого при использовании водных ресурсов. Республика, имеющая такое резюме, прошла определенный период развития гидроэнергетической отрасли длиной в более чем 100 лет и изучение истории развития гидроэнергетического сектора Кыргызстана позволит дать оценку имеющемуся потенциалу отрасли на современном этапе.

В исследовании показана динамика мощности МВт электроэнергии по гидроэлектростанциям Кыргызстана и представлена на рисунке 2.1 и 2.2.



**Рисунок 2.1. Гидроэлектростанции Кыргызстана под собственностью ОАО «Чакан ГЭС», МВт**

*Источник: составлено автором на основе данных ОАО «Чакан ГЭС»*



**Рисунок 2.2. Гидроэлектростанции Кыргызстана под собственностью ОАО «Электрические станции», МВт**

*Источник: составлено автором на основе данных ОАО «Электрические станции»*

В случае завершения строительства планируемых гидроэлектростанций, ремонта мини ГЭС и осуществление запланированных проектов, дополнительные мощности позволят экспортировать электроэнергию, минимизировать зависимость топливно-энергетического комплекса страны от углеводородов, что усилит энергетическую безопасность Кыргызстана. Такие показатели в перспективе могут способствовать ускорению темпов экономического роста и доходной базы государственного бюджета. Дополнительные гидроэнергетические мощности создадут новые рабочие места, повысят доходы, качество жизни и экономическую активность населения, создадут предпосылки для снижения тарифов на электроэнергию.

Наиболее успешно функционирующей отраслью является электроэнергетический сектор, который оказывает определяющее влияние на состояние и перспективы развития национальной экономики. Электроэнергетическая отрасль Кыргызстана, располагая системой

производства, передачи и распределения, в целом удовлетворяет потребность страны в электроэнергии, сохраняя стабильные объёмы производства. Общий объём производства электроэнергии составляет 13-15 млрд кВт·ч в год. Некоторая часть электроэнергии может экспортироваться в Казахстан, Китай, Таджикистан и Узбекистан. Иногда, в осенне-зимний период, когда резко возрастает потребление электрической мощности и энергии, возникает необходимость в импортировании из соседних государств. В последние годы наблюдается повышение доли электроэнергии ГЭС. Так выработка электроэнергии на ГЭС составляет 85%. При этом удельный вес добываемого топлива сократился. Данная тенденция ведёт к зависимости энергоснабжения республики от вырабатываемой ГЭС электроэнергии, что в свою очередь в условиях маловодья и нестабильности не способствует укреплению энергетической безопасности республики. Кыргызская Республика относится к числу государств, обеспеченных энергетическими ресурсами.

Далее в исследовании составлена таблица баланса мощности электроэнергетического комплекса за 2012 -2023 гг.

**Таблица 2.1 - Баланс мощности электроэнергетического комплекса за 2012 -2023 гг., МВт.**

Показатели выработки экономических субъектов	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Электростанций - всего	3859	3861	3864	3865	3786	3869	3869	3869	3869	3869	3869
Электростанций - МАР	3859	3859	3859	3859	3780	3863	3863	3863	3863	3863	3863
Электростанций - АР	--	2	5	6	6	6	6	6	6	6	6
Тепловых электростанций (ГЭС, ТРР), сжигающих органическое топливо - всего	795	797	800	801	722	734	734	734	734	734	734
ТЭС общественного пользования	795	795	795	795	716	728	728	728	728	728	728
ТЭС независимых производителей	--	2	5	6	6	6	6	6	6	6	6
Гидроэлектростанций (ГЭС, НРР) - всего	3064	3064	3064	3064	3064	3135	3135	3135	3135	3135	3135
ГЭС общественного пользования	3064	3064	3064	3064	3064	3135	3135	3135	3135	3135	3135
ГЭС независимых производителей --	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

*Источник: составлена автором на основе данных ОАО «Электрические станции» [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg)*

Далее рассмотрим объёмы выработки, экспорта и импорта электроэнергии, так как электроэнергия является продуктом, который может экспортироваться и приносить доход. Кыргызстан, в годы независимости осуществлял поставки электроэнергии в основном в соседние страны - Казахстан и Узбекистан. В связи, с чем есть необходимость указать на объёмы экспорта электроэнергии из Кыргызстана с целью выявления объёмов и дохода от продажи.

**Таблица 2.2 - Объёмы выработки, экспорта и импорта электроэнергии Кыргызстана за 2012-2023 гг., млн.кВтч.**

	2012 г	2013 г	2014 г	2015 г	2016 г	2017 г	2018 г	2019 г	2020 г	2021 г	2022 г	2023 г.
<b>Производство о-брутто, всего</b>	1516 8	1401 1	1457 2	1303 0	1326 2	1551 4	1572 8	1510 0	1540 4	1481 5	1379 5	13839, 3
Экспорт	1840	377	72	184	199	1215	755	271	302	548	2976	370
Импорт	177	0	286	729	330	0	0	269	352	1683	5227, 4	3488,8

*Источник: составлена автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР*

Из данных таблицы 2.2 видно, производство электроэнергии в Кыргызстане демонстрирует умеренную волатильность в период с 2012 по 2023 год. 2017 год с 15 514 млн кВт/ч, что свидетельствует о благоприятном водоснабжении и максимальном использовании гидроэлектростанций. 2015 год с показателем 13 030 млн кВт-ч, что может быть связано с нехваткой воды и потенциальными техническими ограничениями. В период с 2012 по 2023 год производство сократилось примерно на 8,8 %, что, возможно, свидетельствует об изменении климата и инфраструктурных проблемах.

Экспорт демонстрирует значительные колебания на протяжении многих лет. В 2012 г. самый высокий показатель - 1 840 млн кВт/ч, что свидетельствует об избыточном производстве и высоком спросе со стороны соседних стран. В 2022 г. было резкое увеличение до 2 976 млн кВт-ч, возможно, из-за специальных торговых соглашений или исключительных

пиков спроса. В 2023 г. наблюдается резкое падение до 370 млн кВт-ч, что указывает на рост внутреннего спроса и снижение производственных мощностей.

Импорт демонстрирует тенденцию к росту, особенно в последние годы. С 2012 по 2016 год импорт был незначительным, за исключением 2015 года (729 млн кВт-ч), что могло быть связано с нехваткой воды. В 2022 г. рекордные 5 227,4 млн кВт-ч, что может быть связано с продолжающимся дефицитом поставок и растущим внутренним спросом. В 2023 г. снижение до 3 488,8 млн кВт-ч, что свидетельствует об улучшении условий внутреннего производства.

Для данных процентов от общего значения по годам необходимо рассчитать процентное соотношение каждой категории экспорт и импорт к суммарному производству-брутто за соответствующий год. Следовательно, вычисляем процентное содержание экспорта и импорта от общего производства-брутто:

$$\text{Процент} = \left( \frac{\text{Значение}}{\text{Производство-брутто}} \right) \times 100$$

**Таблица 2.3 – Доля экспорта и импорта электроэнергии Кыргызстана за 2012-2023 гг., %**

Год	Экспорт (%)	Импорт (%)
2012	12,14	1,17
2013	2,69	0,00
2014	0,49	1,97
2015	1,14	5,60
2016	1,50	2,49
2017	7,82	0,00
2018	4,81	0,00
2019	1,79	1,78
2020	1,96	2,29
2021	3,70	11,33
2022	21,59	37,89
2023	2,67	25,21

*Источник: составлено автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР*

Таблица показывает значительные колебания доли экспорта и импорта электроэнергии в течение 11-летнего периода. В 2022 году наблюдается

резкое увеличение как экспорта, так и импорта, особенно резкое увеличение импорта. Анализ тенденций за период с 2012 по 2023 год экспорт электроэнергии в Кыргызстане демонстрирует общую неустойчивую тенденцию. Доля экспорта демонстрирует сильные колебания. Хотя Кыргызстан достиг относительно высокой доли в 2012 и 2017 годах (12,14% и 7,82% соответственно), в большинстве лет значение оставалось низким, особенно в 2014 (0,49%) и 2023 (2,67%) годах. Пик в 2022 году (21,59 %) необычен и может указывать на исключительные условия торговли или региональные излишки электроэнергии. Импорт был относительно низким в первые годы периода, но вырос с 2015 года. После стабильной фазы в 2019 и 2020 годах наблюдается резкий рост импорта в 2021 и особенно в 2022 годах. С 2012 по 2014 доля импорта в эти годы была относительно низкой, в 2013 году импорт не был зарегистрирован. Однако в 2014 году импорт немного увеличился и составил 1,97%. С 2015 по 2016 гг. в эти годы импорт значительно увеличился. В 2015 году он составил 5,60 %, а в 2016 году снизился до 2,49 %, что может свидетельствовать о нехватке энергии или производственных трудностях. С 2017 по 2018 гг. импорт в эти годы отсутствовал, что свидетельствует о том, что Кыргызстан в состоянии полностью обеспечить собственные потребности. С 2019 по 2020 гг. доля импорта составила около 1,78% и 2,29%, что указывает на небольшую зависимость от импорта в эти годы. В 2021 г. доля импорта резко возросла до 11,33%. Это может быть связано с узкими местами в поставках или ростом внутреннего спроса на электроэнергию. В 2022 г. доля импорта достигла тревожно высокого уровня 37,89%. Однако с 2021 года она резко возросла, особенно в 2022 (37,89 %) и 2023 (25,21 %) годах. Это свидетельствует о возможном энергетическом кризисе, когда Кыргызстан был вынужден покрывать значительную часть своих энергетических потребностей за рубежом.

Динамика объёмов выработки, экспорта и импорта электроэнергии Кыргызстана за 2012-2023 гг. построим диаграмму 2.3.



**Рисунок 2.3. Объёмы выработки, экспорта и импорта электроэнергии Кыргызстана за 2012-2023 гг., млн.кВтч.**

*Источник: составлена автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР*

Из представленного рисунка 2.3. видно, что В 2013 году Токтогульская ГЭС не накопила необходимых объёмов воды, в связи с чем, в стране наблюдались веерные отключения. Таким образом, по нашим расчётам, за период с 2012 года по 2022 годы в результате экспорта электроэнергии объёмом в 8739 млн. кВт.ч. при умножении объёмов экспортированной электроэнергии на среднестатистическую цену в 0,06 цента США, по нашим подсчётам из указанных выше данных, доход от реализации за 10 лет составил 524,34 млн.долл. США .

Топливо-энергетический баланс Кыргызской Республики за 2017-2022 годы показывает, что за указанный период не произошло существенных изменений в объёме производства топливно-энергетических ресурсов в республике (рост на 0,3%) при росте потребления на 2,17%, что свидетельствует об отставании темпов роста их добычи (производства) над темпами роста их потребления, что создаёт риски угрозы энергетической безопасности, дефицита и снижения надёжности энергообеспечения страны, особенно в осенне-зимний период.

Республика имеет критически высокий уровень зависимости от импортируемых энергоресурсов, за исключением электроэнергии и угля. При этом в сфере производства электроэнергии высока зависимость от одного вида - электроэнергии ГЭС (более 90%).

По итогам 2021 года с наступлением маловодного периода объем импорта электроэнергии составил 1,7 млрд. кВт.ч (включая объёмы, предусмотренные товарообменом - 675,9 млн. кВт.ч) на общую сумму 844,8 млн. сомов.

По своим абсолютным показателям потенциала гидроресурсов и по концентрации этих ресурсов на своей территории, Кыргызская Республика занимает третье место среди стран СНГ после России и Таджикистана. В целом, использование гидроресурсов может покрыть внутренние потребности страны в электроэнергии и обеспечить экспорт в соседние страны. Общая величина потенциальных гидроэнергетических ресурсов Кыргызской Республики: 268 учтённых рек, 97 наиболее крупных каналов и 18 водохранилищ, что составляет 28828 тыс. кВт по мощности и 143 млрд. кВт.ч по выработке электроэнергии в год средней водности. На сегодняшний день используется 10% от существующих возможностей. Производственная база кыргызской электроэнергетической системы включает 9 крупных электростанций установленной мощностью 3963,5 МВт, включая 7 ГЭС установленной мощностью 3035 МВт, 2 ТЭЦ установленной мощностью 862 МВт и малые ГЭС установленной мощностью 66,5 МВт. В 2022 году выработка ГЭС составила 13,8 млрд. кВт.ч, обеспечив более половины общего потребления ТЭР потребителями всех категорий республики.

Изменение соотношения производства и потребления в Кыргызской Республике за последние десятилетия характеризуется значительным увеличением роста душевого энергопотребления в коммунально-бытовой и непромышленной сферах, преимущественным электропотреблением со стороны жилищного сектора. Это связано с ростом цен по большей части импортируемым углеводородным энергоносителем, увеличением

использования бытовой энергопотребляющей техники, масштабным использованием электрической энергии для отопления и обогрева, горячего водоснабжения и пищеприготовления. Наблюдается также увеличение доли электропотребления сектором социально-бытовых услуг и коммунального хозяйства, в том числе бюджетными организациями, вследствие отсутствия механизмов стимулирования энергосбережения и недостаточности финансовых средств на проведение энергосберегающих мероприятий.

При этом, по оценкам экспертов в стране имеется огромный потенциал энергосбережения, который оценивается в 30-35% от общего объема энергопотребления. Однако, необходима переоценка потенциала в отраслевом разрезе в рамках декарбонизации отраслей экономики и достижения углеродной нейтральности в перспективе.

Период с 2023 по 2027 годы, будет сопряжён с началом реализации Кыргызской Республикой обязательств по поставкам электроэнергии в рамках проекта CASA-1000, кроме того, на объемах выработки электроэнергии на ГЭС может отразиться маловодье рек. Кроме того, перед страной стоят задачи сокращения выбросов парниковых газов, связанные как с критической обстановкой по качеству воздуха в осенне-зимний период, а также взятыми на себя климатическими обязательствами.

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. Наиболее освоенным является бассейн реки Нарын,

где действуют Нижне-Нарынский каскад ГЭС с водохранилищами многолетнего (Токтогульское проектным объёмом -19 млрд.м<sup>3</sup>) и сезонного регулирования (Курпсайское, Ташкумырское, Шамалдысайское и Учкурганское). Производство электроэнергии зависит от природно-климатических условий и водности бассейна р.Нарын и её 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 2022 г. 13,8 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 привёл к дефициту зимней электроэнергии в объёме -2,4 млрд.кВт.ч в 2014 г., что обусловило импорт энергии 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 Аламединых 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 2022 г. составила более 160 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.

В 2021 году Кыргызской Республикой разработан "Определяемый на национальном уровне вклад Кыргызской Республики" в Парижское соглашение. По оценкам, приведённым в данном секторе «Энергетика», генерируется около 60% выбросов парниковых газов в республике. Митигационный потенциал в этом секторе будет реализован за счёт снижения потребления ископаемого топлива и увеличения генерации энергии на основе возобновляемых источников энергии, а также модернизации системы обеспечения энергией, а также за счёт продвижения комплекса мероприятий по энергоэффективности. В результате митигационных мер в секторе "Энергетика" ожидается снижение уровня выбросов парниковых газов на 13,38-33,32% к 2025 году и на 12,76-40,39% к 2030 году в зависимости от доступности международной поддержки. Сравнение энергоёмкости валового внутреннего продукта (ВВП) по паритету покупательной способности (ППС) за 2022 год с другими странами, основанное на данных Международного энергетического агентства, показывает высокое значение 5,66 ГДж/1000 долларов США по сравнению со среднемировым показателем 4,77 ГДж/1000 долларов США. В развитых странах этот показатель находится в диапазоне от 2,5 до 3,5 ГДж/1000 долларов США. В то же время этот показатель является практически самым низким в регионе (за исключением Таджикистана), что свидетельствует о значительном отставании в развитии промышленности и экономики в целом по сравнению с соседними странами. Высокое потребление энергии приводит, в свою очередь, к высоким финансовым затратам потребителей на их оплату, а также является причиной высокого уровня выбросов загрязняющих веществ, а в итоге негативно сказывается на здоровье и качестве жизни всего населения. В данное время энергетическая система Кыргызстана переживает не самые лучшие времена. По данным

Национального статистического комитета КР, проведём анализ динамики производства и потребления электроэнергии за 2012-2023 гг.

**Таблица 2.4. Производство и потребление электроэнергии в 2012-2023 гг., млрд. кВт.часов**

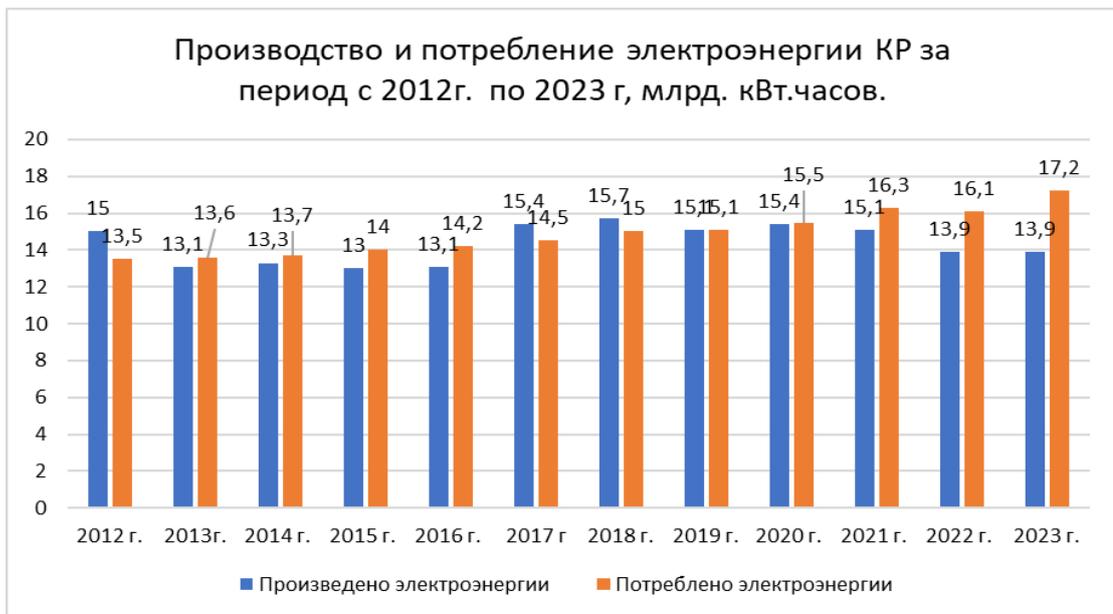
Показатели	2012 г.	2013г	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Произведено электроэнергии	15,0	13,1	13,3	13,0	13,1	15,4	15,7	15,1	15,4	15,1	13,9	13,9
Потреблено электроэнергии	13,5	13,6	13,7	14,0	14,2	14,5	15,0	15,1	15,5	16,3	16,1	17,2

*Источник: составлено автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР.*

Из данных таблицы 2.4. видно, что среднее значение производства электроэнергии составляет за последние 11 лет 14,37 млрд. кВт.часов, среднее значение потребления электроэнергии 14,75 млрд. кВт.часов, в среднем дефицит электроэнергии за период составляет 0,3 млрд. кВт.часов.

Производство энергии в Кыргызстане незначительно снизилось до 13,9 млрд кВт-ч в 2023 году, что на 0,3% меньше, чем в 2022 году. Это продолжает долгосрочную тенденцию к снижению с 2020 года, что связано с более низкой загрузкой мощностей и проблемами с уровнем воды. Большая часть энергии (около 87 %) по-прежнему поступает от гидроэлектростанций. В 2023 году потребление энергии значительно увеличилось - до 17,2 млрд кВт-ч, что на 6,5 % больше, чем в 2022 году. В основном это связано с увеличением потребления промышленными и частными потребителями. Особенно сильно выросло потребление в секторах образования (+14,4 %), сельского хозяйства (+10,4 %) и строительства (+9,2 %).

Для удовлетворения растущего потребления увеличилась зависимость от импорта. В 2023 году значительная часть энергии импортировалась из соседних стран, в основном из Узбекистана и Казахстана. Растущее потребление энергии в сочетании со стагнацией или сокращением производства представляет собой серьёзную проблему. Необходимо срочно принять меры по диверсификации и модернизации энергоснабжения.



**Рисунок 2.4. Производство и потребление электроэнергии КР за период с 2012г. по 2023 г, млрд. кВт.часов.**

*Источник: составлено автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР.*

По республике в 2022 году предприятиями энергетической отрасли произведено 13 882,5 кВт. часов электроэнергии, что на 8,3 % меньше, чем в 2021 году. При этом, около 76% её объёма выработано гидроэлектростанциями. В 2022 году потреблено электроэнергии в размере 16 138,9 млрд. кВт. часов, соответственно на 0,83 % меньше, чем в 2021 году. В результате анализа динамики производства и распределения электроэнергии страны наблюдается дисбаланс. Постоянный дисбаланс на рынке энергоресурсов ведёт не только к снижению эффективности отраслей реального сектора, но и к возникновению и усилению очагов социальной напряжённости в обществе. Причинами дисбаланса производства и потребления электроэнергии могут выступать следующие: зависимость выработки электроэнергии станциями Каскада Токтогульских ГЭС от объёма воды, запасённой в Токтогульском водохранилище; некоторая доля передачи электроэнергии через энергосистемы соседних стран; практическое отсутствие резервов генерации активной мощности и недостаточности источников реактивной мощности; изношенность и перегрузка оборудования

и др. Установленная мощность является базовым понятием в электроэнергетике, роль и место которого имеет ключевое значение для определения реального энергетического потенциала и электрификации и, следовательно, ее уровень и структура решающим образом определяют уровень научно-технического прогресса стран.

Проанализируем динамику установленной номинальной мощности нетто электростанций Кыргызстана за период с 2012 по 2023 года.



**Рисунок 2.5. Динамика установленной номинальной мощности нетто электростанций за 2012 -2023 года, МВт.**

*Источник: составлена автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР*

Из рисунка 2.5 видно, что динамика установленной номинальной мощности нетто электростанций за 2012 -2021 года носит положительный характер и равномерно растет из года в год и к 2023 году составила 3869 МВт. С 2012 по 2021 год чистая номинальная установленная мощность электростанций оставалась неизменной и составляла 3 869 МВт, что свидетельствует о значительной стабильности. В 2022 и 2023 годах установленная мощность также оставалась на уровне 3 869 МВт, что подтверждает отсутствие значительного расширения или сокращения общей мощности в течение рассматриваемого периода. Несмотря на незначительные колебания в первые несколько лет (2012-2015 гг.) - с 3 859

МВт до 3 865 МВт, - общая мощность электростанций оставалась практически неизменной. Снижение установленной мощности в 2016 году (до 3 786 МВт) может быть связано с закрытием или остановкой некоторых старых электростанций или с техническим переводом. Стагнация мощностей может свидетельствовать о том, что страна сосредоточена на повышении эффективности существующих электростанций, а не на развитии новых мощностей. В Кыргызстане основными поставщиками энергии являются гидроэлектростанции (ГЭС), доля которых в общем объёме производства энергии остаётся стабильной. Тепловые электростанции (ТЭС) также вносят свой вклад в общее производство, но их роль, по-видимому, остаётся относительно постоянной. Данные свидетельствуют об общей стабильности установленной электрической мощности в Кыргызстане, с минимальными изменениями мощности за период с 2012 по 2023 г. Однако ожидается, что в ближайшие годы основное внимание будет уделяться повышению эффективности и потенциальным инвестициям в возобновляемые источники энергии, а не масштабному расширению существующих мощностей.

Далее рассмотрим конечное потребление первичной энергии.



**Рисунок 2.6. Динамика конечного потребления первичной энергии в Кыргызстане за 2012-2023 гг. тыс.тут.**

*Источник: составлена автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР*

Из данных рисунка 2.6 видно, что динамика конечного потребления первичной энергии в Кыргызстане демонстрирует несколько значительных колебаний и закономерностей в период с 2012 по 2023 г. В период с 2012 по 2016 год конечное потребление первичной энергии неуклонно росло с 3623 тыс. тут. в 2012 году до 5726 тыс. тут. в 2014 году. Это увеличение может быть связано с растущим экономическим ростом и увеличением спроса на энергию для промышленности и частных домохозяйств. Особенно поражает резкий рост с 3623 до 4536 тысяч тут. в период с 2012 по 2013 год (+25%). Такой скачок может быть объяснён восстановлением экономики или изменениями в энергетической политике и поставках. Однако с 2015 года потребление энергии начало падать: с 5726 тыс. тут. в 2014 году до 5233 тыс. тут. в 2015 году и далее до 5038 тыс. тут. в 2016 году. В 2020 году наблюдается заметный рост потребления до 6145 тыс. тут. В 2021 году потребление снизилось до 5123 тыс. тут., что представляет собой уменьшение по сравнению с 2020 годом. В 2022 году потребление снизилось ещё больше - до 4765 тыс. тут. В 2023 году потребление незначительно увеличилось и составило 4881 тыс. тут. Данные свидетельствуют о нестабильной структуре конечного потребления первичной энергии в Кыргызстане: значительный рост в 2013-2014 гг., затем снижение в последующие годы, исключительный рост в 2020 г. и постепенная стабилизация в 2021 и 2022 гг. Небольшой рост в 2023 г. указывает на то, что потребление энергии начинает возвращаться к нормальному уровню, отражая восстановление после экономических проблем последних лет.

Импорт электричества в Кыргызстан – необходимость в осенне-зимний период, ввиду нехватки воды и энергетических мощностей в республике. Однако покупка электроэнергии в России, Туркменистане, Узбекистане и Казахстане обходится в дополнительные траты бюджета. Благодаря импорту электроэнергии, расход воды в Токтогульском водохранилище уменьшается. Планируется, что проблема нехватки энергетических мощностей будет решена к 2026 году, а к 2030 году Кыргызстан достигнет статуса экспортёра

электроэнергии. В рамках этой цели в ближайшие годы Кыргызстан планирует построить ряд новых электростанций, чтобы удовлетворить растущий спрос на электроэнергию. Одним из самых важных проектов является строительство Камбаратинской ГЭС-2, что даст дополнительно 150 МВт. Другим важным проектом является реконструкция Токтогульской ГЭС, в результате чего будет обеспечено 120 МВт электроэнергии. Кроме того, в Кыргызстане в различных регионах планируется построить ряд малых ГЭС. Эти ГЭС будут иметь мощность 90-100 МВт.

Рассмотрим использование установленной мощности-нетто электростанций за 2012 -2023 гг.



**Рисунок 2.7. Число часов использование установленной мощности-нетто электростанций за 201-2023 гг.**

*Источник: составлена автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР*

Число часов использования установленной мощности в году характеризует степень неравномерности работы в течение года и суток. При работе ГЭС в основном в режиме покрытия пиковой зоны графика нагрузок  $T \leq 2000$  ч, а в полупиковой зоне  $T$  возрастает до 4000 ч.

Из данных рисунка 2.7 видно, что наиболее большие значения в полупиковой зоне наблюдались в 2013 г., 2014 г., 2019 г., 2020 г., 2021 г. и

2022 г. годах. В период с 2012 по 2014 год количество часов работы увеличилось с 3074 часов до 3870 часов. Это увеличение может быть связано с ростом спроса на энергию и улучшением использования существующих мощностей. В 2015 году количество часов работы снизилось до 3577 часов, что свидетельствует о снижении показателя по сравнению с предыдущими годами. В 2016 году количество часов работы снова выросло до 3701 часа, что свидетельствует о небольшом восстановлении. В 2017 году, однако, произошло дальнейшее снижение до 3308 часов, что является самым низким показателем за этот период. В период с 2018 по 2019 год количество часов работы увеличилось до 3455 часов (2018 год) и 3975 часов (2019 год). Увеличение показателя в 2019 году может свидетельствовать о росте спроса или лучшей загрузке существующих мощностей, возможно, из-за роста промышленного производства или повышения эффективности работы электростанций. Начиная с 2021 г. количество часов работы стабилизировалось на уровне 3866 часов как в 2021, так и в 2022 г. Эта стабилизация указывает на нормализацию использования после исключительно высокого количества часов работы, зафиксированного в 2020 г. в связи с пандемией. В 2023 году количество часов работы немного снизилось и составило 3786 часов. Такое снижение указывает на сезонные факторы, снижение спроса или корректировку производства энергии по сравнению с предыдущими годами. Количество часов работы демонстрирует явные колебания между годами: значительный рост в 2013-2014 гг. и особенно высокое значение в 2020 г. Эти колебания вызваны различными факторами, включая экономические условия, сезонные колебания, последствия пандемий и технические изменения в энергетическом секторе. Стабильные показатели в 2021 и 2022 годах и небольшое снижение в 2023 году отражают определенную нормализацию и адаптацию к энергетическому рынку.

Согласно планам, к 2026 году потребление и выработка электроэнергии в страны должны сравняться. К 2030 году производство должно составить 27

миллиардов кВт/ч при потреблении около 20 миллиардов. То есть 7 миллиардов кВт/ч будут доступны на экспорт. К 2035 году генерация электроэнергии достигнет 40 миллиардов при потреблении в 25 миллиардов кВт/ч [110].

**Таблица 2.5. Потребление электроэнергии по отраслям за 2012-2023**

**гг, млн. кВт·ч**

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	г	г	г	г	г	г	г	г	г	г	г	г
Промышленность	1985	1464	1175	2356	1709	1763	2510	2190	1411	1729	1730	1750
Сельское/лесное хозяйство	222	254	252	225	227	219	223	177	187	190	189	188
Бытовые потребители	5219	5529	7705	6915	7305	7910	7968	8744	9320	9567	9656	9750

*Составлено автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР*

Из данных таблицы видно, что бытовое потребление электроэнергии занимает большую долю в общем объеме потребления и изменилось за изучаемый период с 5219 млн. кВт·ч в 2012 году до 9656 млн. кВт·ч в 2022 году т.е. увеличение произошло на 4437 млн. кВт·ч или на 85%. Потребление электроэнергии в Кыргызстане в 2023 году составило 1750 млн. кВт·ч, увеличившись в годовом выражении на 6.5%.

Структура потребления электроэнергии в 2023 году претерпела некоторые изменения. Наибольший объем электроэнергии (около 50%) был потреблен промышленными абонентами (включая коммунально-бытовые нужды населения). Сельское хозяйство потребило 21.3% электроэнергии (включая распределение электроэнергии на бытовое потребление населением). Доля других отраслей экономики в общем объеме потребления составила 13.8%.

Для наглядности, на основе таблицы 2.5, построим таблицу расчёта процента потребления энергии для каждого сектора в каждом году рассчитывается следующим образом:

Общее потребление

$$\text{Процент} = \frac{\text{Потребление сектора}}{\text{Потребление сектора}} \times 100$$

**Таблица 2.6. Потребление электроэнергии по отраслям за 2012-2023**

гг, млн. кВт·ч, %

Показатели	2012 г	2013 г	2014 г	2015 г	2016 г	2017 г	2018 г	2019 г	2020 г	2021 г	2022 г	2023 г.
Промышленность	26,29	19,17	12,66	23,02	16,76	16,45	21,11	17,37	11,99	13,93	13,72	8,0
Сельское/лесное хозяйство	2,94	3,32	2,71	2,20	2,23	2,04	1,87	1,40	1,59	1,53	1,50	21,3
Бытовые потребители	70,77	77,51	84,63	74,78	81,01	81,51	77,02	81,23	86,42	84,54	84,78	63,8

*Источник: составлена автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР*

Представленные данные в таблице дают подробное представление о процентном соотношении потребления электроэнергии в различных секторах (промышленность, сельское/лесное хозяйство и домохозяйства) в Кыргызстане в период с 2012 по 2023 г. В данной таблице рассматриваются тенденции и изменения в распределении потребления электроэнергии между тремя основными секторами. Доля потребления электроэнергии по отраслям значительно колебалась в течение данного периода. В 2012 г. промышленность потребляла 26,29% от общего объёма электроэнергии, что является относительно высокой долей. Период с 2013 по 2014 гг. произошло значительное снижение до 9,17% в 2013 г. и далее до 12,66% в 2014 г. Такое резкое снижение может свидетельствовать о замедлении экономического роста или сокращении промышленной деятельности. В 2015 г. доля увеличилась до 23,02%, что может свидетельствовать о восстановлении промышленного производства. Период с 2016-2019 гг. доли оставались относительно стабильными, но были ниже максимумов 2012 и 2015 годов, варьируясь от 16,45% (2017) до 21,11% (2018) в эти годы. С 2020 по 2022 гг. дальнейшее значительное снижение в 2020 году до 11,99%. После этого доля незначительно увеличилась до 13,93% в 2021 г. Резкое снижение могло быть вызвано внешними факторами, такими как пандемия COVID-19 и связанное с

ней сокращение промышленного производства. В 2022 с 1372%, очевидно, допущена опечатка, которую необходимо проанализировать для более точной интерпретации для этого года. Потребление электроэнергии в сельском и лесном хозяйстве оставалось относительно постоянным в течение всего периода, но на низком уровне. Потребление колебалось между 2,94% (2012) и 1,40% (2019) во все годы, что показывает, что на этот сектор приходится лишь небольшая доля общего потребления энергии по сравнению с другими секторами.

Частный сектор (бытовые потребители) демонстрирует самую высокую и постоянную долю потребления. Период с 2012 по 2014 гг. доля домохозяйств в общем объёме потребления выросла с 70,77% (2012) до 84,63% (2014). Это свидетельствует о значительном увеличении спроса на электроэнергию в домашних хозяйствах, что, вероятно, связано с ростом численности населения или электрификацией сельских районов. С 2015 по 2019 гг. доля колебалась в течение этого периода, составляя 74,78% в 2015 году и увеличиваясь до 81,23% в 2019 году. Спрос на электроэнергию в частных домохозяйствах в эти годы оставался высоким и стабильным. Период с 2020 по 2022 гг. в последние годы периода доля домохозяйств стабильно превышала 84%, достигнув пика в 86,42% в 2020 г. В этот период, возможно, наблюдается рост потребления в связи с увеличением числа работающих и учащихся из дома во время пандемии COVID-19.

В течение десятилетия промышленное потребление электроэнергии имело тенденцию к снижению, что свидетельствует о структурных изменениях в экономике Кыргызстана. Снижение промышленного производства может быть объяснено различными экономическими факторами, такими как снижение инвестиций в промышленную инфраструктуру или замедление темпов роста мировой экономики. Напротив, частное потребление электроэнергии неуклонно растёт, составляя большую часть потребления - более 80% в последние годы. Это

свидетельствует о большей электрификации, возможном росте населения и повышении спроса на электроэнергию в частном секторе.

Далее для наглядности, на основе таблицы 2.5, построим диаграмму 2.8



**Рисунок 2.8. Потребление электроэнергии по отраслям за 2012-2023 гг, млн. кВт·ч**

*Источник: составлена автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР*

В целом по республике в 2022 году предприятиями энергетической отрасли произведено 13.5 млрд киловатт-часов электроэнергии, что на 8.3% меньше, чем в 2021-м. При этом около 86% её объёма выработано гидроэлектростанциями. В 2022 году потреблено 16.1 млрд киловатт-часов электроэнергии. За пределы республики отпущено (экспортировано) 550 млн киловатт-часов электроэнергии, что на 0.7% больше, чем в 2021 году. Из общего объёма потреблённой электроэнергии на собственные производственные и хозяйственные нужды использовано около 132 млн киловатт-часов, что по сравнению с 2021-м на 9% меньше. Наряду с этим в 2022 году по сравнению с 2021 годом увеличилось потребление электроэнергии в промышленности (включая распределение электроэнергии на коммунально-бытовые нужды) — на 0.4%, в строительстве — на 5.5% и в

сфере образования — на 1.7%. Вместе с тем на 2.1% снизилось потребление электроэнергии в сельском хозяйстве (включая распределение электроэнергии на бытовое потребление населению), а также сфере деятельности гостиниц и ресторанов — на 3.7%. Общие потери электроэнергии в 2022 году составили около 2.4 млрд киловатт-часов, из которых 95.2% пришлось на технологические потери. Более половины объёма полезно отпущенной электроэнергии в 2022 году пришлось на долю промышленности, 25% — на сельское хозяйство (включая распределение электроэнергии на бытовое потребление населения), а доля других отраслей в общем её объёме составила 18%.

За изучаемый период душевое валовое потребление электроэнергии населения увеличилось на 214 кВт·ч/чел или на 12,4 %, при этом душевое потребление электроэнергии населения увеличилось на 498 кВт·ч/чел или на 53 %.

**Для расчёта темпов роста мы можем использовать следующую форму:**

$$\text{Темп роста} = \left( \frac{\text{Значение текущего года} - \text{Значение предыдущего года}}{\text{Значение предыдущего года}} \right) \times 100$$

**Таблица 2.7- Душевое потребление электроэнергии, 2013-2023, %.**

	2013 г	2014 г	2015 г	2016 г	2017 г	2018 г	2019 г	2020 г	2021 г	2022 г.	2023 г.
Душевое валовое потребление электроэнергии населения, кВт·ч/чел	4,99	4,85	5,53	6,00	6,22	5,74	2,01	3,32	3,79	4,1	4,50
Душевое потребление электроэнергии населения, кВт·ч/чел	3,83	36,62	12,09	3,50	6,10	1,16	7,54	4,45	0,56	1,50	2,00

*Источник: составлена автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР*

Для наглядности, на основе данных таблицы Душевое потребление электроэнергии, 2013-2023, в %, построим диаграмму 2.9.



**Рисунок 2.9 - Душевое потребление электроэнергии, 2013-2023, в %**

*Источник: составлена автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР*

Данные, предоставленные для анализа потребления электроэнергии на душу населения (2013-2023 гг.) в Кыргызстане, свидетельствуют о значительных колебаниях потребления. В данном анализе рассматриваются общие тенденции и предлагаются возможные объяснения наблюдаемых изменений. Валовое потребление электроэнергии на душу населения. Период с 2013 по 2015 гг. потребление на душу населения росло в первые годы. С 4,99 кВт/ч в 2013 году оно немного снизилось до 4,85 кВт/ч в 2014 году, а затем выросло до 5,53 кВт/ч в 2015 году. Это говорит о том, что на данном этапе потребление оставалось относительно стабильным, с небольшой тенденцией к росту. С 2016 по 2017 гг. потребление продолжало расти, достигнув 6,00 кВт-ч на душу населения в 2016 году и 6,22 кВт-ч в 2017 году. Эти годы показывают стабильный рост потребления на душу населения. В 2018 г. наблюдается небольшое снижение до 5,74 кВт-ч. Это снижение может

указывать на экономические трудности или изменения в производстве и распределении энергии. В 2019 г. потребление резко снизилось до 2,01 кВт-ч, что свидетельствует о возможном кризисе или значительном сокращении поставок электроэнергии. Это могло быть вызвано климатическими факторами, такими как засуха, или политическими и инфраструктурными проблемами. С 2020 по 2021 гг. потребление частично восстановилось до 3,32 кВт-ч в 2020 году и ещё больше увеличилось до 3,79 кВт-ч в 2021 году, но осталось значительно ниже уровней 2016 и 2017 годов. После низкого уровня в 2019 году потребление демонстрирует тенденцию к росту. В 2022 и 2023 годах умеренный рост примерно на 8-10 % в год. В 2023 году потребление вновь достигло более высокого уровня, чем в 2019 и 2020 годах, и составило 4,50 кВт-ч на человека.

Рост потребления электроэнергии на душу населения с 2013 по 2015 гг. в эти годы изменения были удивительно стабильными. После небольшого снижения на 3,83% в 2013 году, потребление выросло на 36,62% в 2014 году, за которым последовал ещё один сильный рост на 12,09% в 2015 году. Это свидетельствует о положительном экономическом развитии или увеличении потребления электроэнергии. Период с 2016 по 2017 гг. рост был ниже, но все равно положительным: 3,50 % в 2016 г. и 6,10 % в 2017 г. Такая стабильность указывает на сбалансированный рост. В 2018 г. рост замедлился до 1,16%, что коррелирует со снижением валового потребления. Это может быть связано с насыщением спроса или внешними факторами, такими как доступность электроэнергии. В 2019 г. значительное падение на 7,54% означает резкий обвал потребления электроэнергии. Это соответствует резкому падению абсолютного потребления на душу населения в этом году.

Период с 2020 по 2021 гг. рост немного восстановился: 4,45% в 2020 году и очень низкий рост 0,56% в 2021 году, что свидетельствует о стабилизации спроса на электроэнергию после кризиса 2019 года, но на более низком уровне, чем в предыдущие годы. Значительное восстановление в 2021 году и рост потребления на душу населения к 2023 году указывают на

позитивные изменения в экономике страны и в повседневной жизни населения, с расширением доступа к электроприборам и ростом спроса на энергию. В последние годы это значение демонстрирует сильные колебания. Значение было рассчитано с учётом возможного небольшого увеличения, так как в последние два года наметилась тенденция к росту. По потреблению электроэнергии на душу населения Кыргызстан отстаёт от общемирового показателя – 2972 кВт.ч/человека в год [111]. По данным Всемирного банка, уровень энергозатратности кыргызской экономики находится на неоправданно высоком уровне. Энергоёмкость экономики страны составляет 1.1 тонн условного топливного элемента на 1000 долларов США. К примеру, в развитых странах этот параметр составляет 0.09 – 0.18, то есть лучше даже не на проценты, а в 6-12 раз. В других развивающихся странах энергоёмкость составляет 0.22-0.74 тонн условного топлива. Вывод: в стране имеется огромный потенциал энергосбережения, который оценивается как минимум в 40-50% от объёма энергопотребления. По данным ПРООН, средний потребитель электроэнергии в Кыргызстане потребляет 150 кВтч на один квадратный метр в год, тогда как в Европе показатель потребления в 3 раза ниже, и составляет 50 кВтч на один квадратный метр в год.

Низкие тарифы на электроэнергию не способствовали развитию энергосберегающих и энергоэффективных технологий при строительстве и эксплуатации жилья, а также при ведении предпринимательской деятельности. В результате на сегодняшний день в Кыргызстане несмотря на ежегодное душевое потребление электроэнергии 2400 кВтч, что является достаточно высоким показателем для развивающейся страны, электроэнергетический комплекс не в состоянии удовлетворить потребности населения в электроэнергии.

Передача и распределение электроэнергии с наименьшими потерями в электрических сетях в условиях роста потребления имеет особое значение. Потери электроэнергии имеют различную природу возникновения и оценки,

они оказывают влияние на результаты деятельности энергокомпаний и систему взаимоотношений между ними; на процесс формирования финансовых потоков в отрасли; на уровень тарифов и цен на электроэнергию. В связи с этим наиболее эффективным средством снижения потерь электрической энергии является организация управления уровнем потерь электроэнергии, включающие в себя основные разделы: расчёты технических потерь электроэнергии в элементах сети, проводимые с целью их анализа и снижения; нормирование потерь, т.е. установление приемлемого уровня потерь; разработка мероприятий по снижению потерь.

**Таблица 2.8. Потери электричества в сетях Кыргызстана, Мвт, ч, % за 2012-2023 гг.**

Показатели	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Произведено электроэнергии	15	13,1	13,3	13	13,1	15,4	15,7	15,1	15,4	15,1	13,9	13,5
Потери в сетях	3,4	2,8	3,5	2,7	2,7	2,8	2,8	2,5	2,7	2,7	2,4	2,3
Потери в % от производства	22,7 %	21,4 %	26,3 %	20,8 %	20,6 %	18,2 %	17,8 %	16,6 %	17,5 %	17,9 %	17,3 %	17%

*Составлено автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР*

Уровень потерь в энергокомпаниях Кыргызстана все ещё остаётся выше общепринятых международных стандартов. Средние потери электроэнергии от производства за изучаемый период составили 19,74%. По итогам 2012 года потери в распределительных компаниях, где в основном и происходят хищения электроэнергии, составили 22,7%, в 2013 году этот показатель снизился до 21,4% незначительно. Затем вырос в 2015 году до 26,3%, и начал падать с 2016 года. Потери в электросетях составили от 2,3 млрд кВт-ч (2023 год) до 3,5 млрд кВт-ч (2014 год). За рассматриваемый

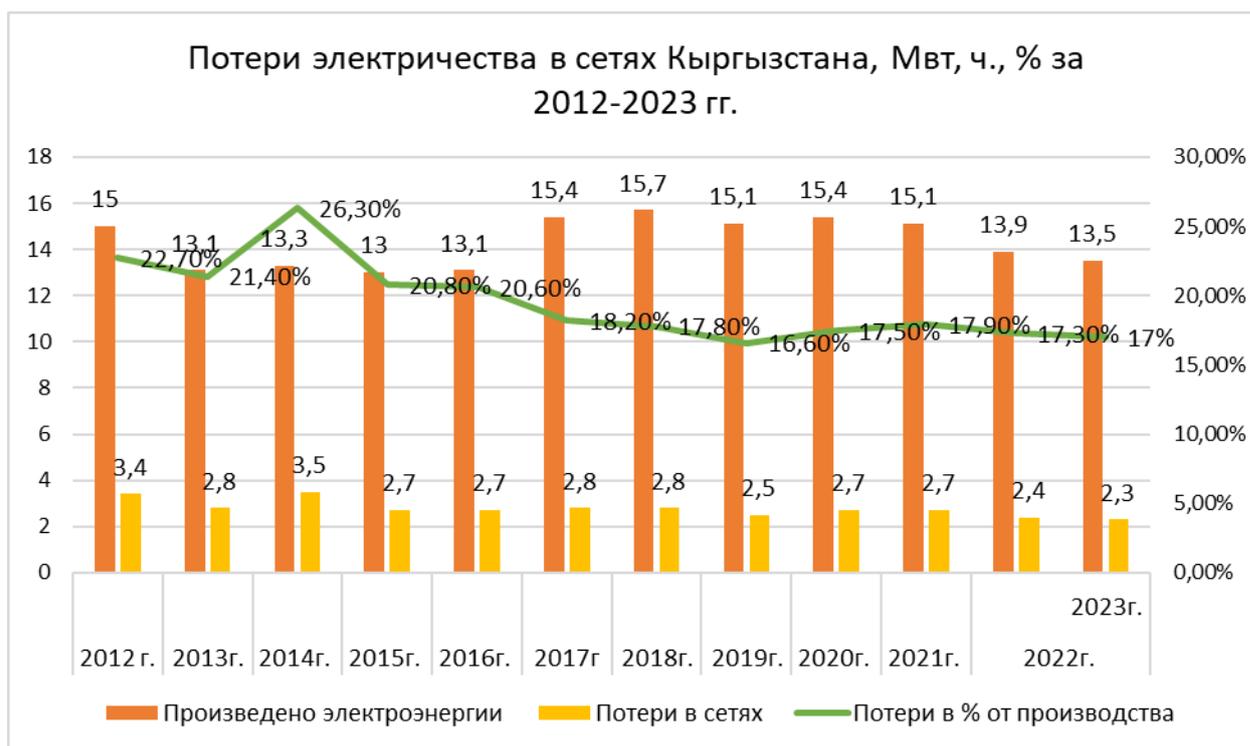
период наблюдалось постепенное снижение абсолютных потерь, что свидетельствует о повышении эффективности. Процент потерь снизился до 17 %, что свидетельствует об улучшении качества сети, более качественном обслуживании и, возможно, инвестициях в инфраструктуру. Общая тенденция показывает, что доля потерь постоянно снижается, что является положительным моментом для энергоэффективности в Кыргызстане. С 22,7 % (2012 г.) до 17 % (2023 г.) это снижение на 5,7 процентных пункта. Несмотря на улучшения, доля потерь остаётся высокой по международным стандартам (например, в среднем по Европе она часто не превышает 10 %).

В Кыргызстане причинами потерь электроэнергии являются: изменение структуры потребления электроэнергии; низкая пропускная способность электрических сетей; высокая степень изношенности оборудования; отсутствие достаточных финансовых средств для проведения его ремонта и восстановления, что приводит к возникновению аварий и дальнейшему росту потерь ЭЭ; несбалансированность существующей тарифной политики и многое др.

Изменение структуры потребления связано с уменьшением доли потребления промышленностью и сельским хозяйством, с ростом потребления на нужды электроотопления, пищевого приготовления и горячего водоснабжения, а также с естественным ростом нагрузок потребителей, особенно в зимнее время, и отставанием темпов прироста генерирующих мощностей, а также недостаточного объёма сетевого строительства, недостаток средств управления потоками энергии и мощности компенсирующих и других устройств.

В настоящее время степень износа основного оборудования электрических сетей составляет более 50 %, при этом большая часть сетей и оборудования РЭЖов не пригодны к дальнейшей эксплуатации [69]. Устаревшее оборудование, несовершенство учёта реального потребления ЭЭ затрудняет привлечение инвестиций и развитие конкуренции в энергетической отрасли. На сегодняшний день из 1202 тыс. приборов учёта в

распределительных электросетях только около 14 % отвечают требованиям современного качества учёта. Оставшуюся часть составляют устаревшие системы учёта 1950-1960 годов выпуска, которые из-за отсутствия запасных частей не подлежат ремонту, работают с большой погрешностью учёта и не защищены от вмешательства. Сезонные колебания потребляемой мощности. Особенностью нагрузок электрических сетей являются сезонные колебания потребляемой мощности. Из-за использования электроэнергии на отопление, потребление в зимние месяцы возрастает почти в три-четыре раза по сравнению с летним периодом, причём вся эта энергия доставляется к абонентам по низковольтным сетям, которые работают в условиях значительного перегруза. Следствием этого является недопустимое снижение напряжения и увеличение потерь мощности. Для наглядности, на основе данных таблицы 2.8, построим диаграмму 2.10.



**Рисунок 2.10. Потери электричества в сетях Кыргызстана, Мвт, ч., % за 2012-2023 гг.**

*Источник: составлено автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР.*

Начиная с внедрения «умных счётчиков» с 2017 года потери начали снижаться. Проект по улучшению подотчётности и повышению надёжности электроснабжения в Кыргызской Республике (Electricity Supply Accountability and Reliability Improvement Project/ESARIP) финансировался Всемирным банком, его бюджет составлял \$25 млн. Он осуществлялся в 2016-2019 годы ОАО "Северэлектро". Установка счётчиков АИИСКУЭ произведена в рамках одного из компонентов названного проекта "Инвестирование инфраструктуры", нацеленного на снижение потерь в распредсетях и улучшение надёжности электроснабжения.

В 2022 году потери составили 17,3%. Потери энергосистемы КР в 2022 году составили 2,4 млрд кВт/ч, из которых 95,2% – это технические потери. Для сравнения в Грузии этот показатель составлял 15%, в Армении - 13%, в развитых странах данный показатель значительно меньше. Известно, что высокий уровень коррупции наблюдается при подключении к сетям новых абонентов, в первую очередь коммерческих.

**Влияние тарифов на потери электроэнергии.** В настоящее время действующие тарифы и порядок установления тарифов испытывают определенные проблемы, которые, как правило, отражают проблемы самого электроэнергетического сектора и заключаются в следующем [54]:

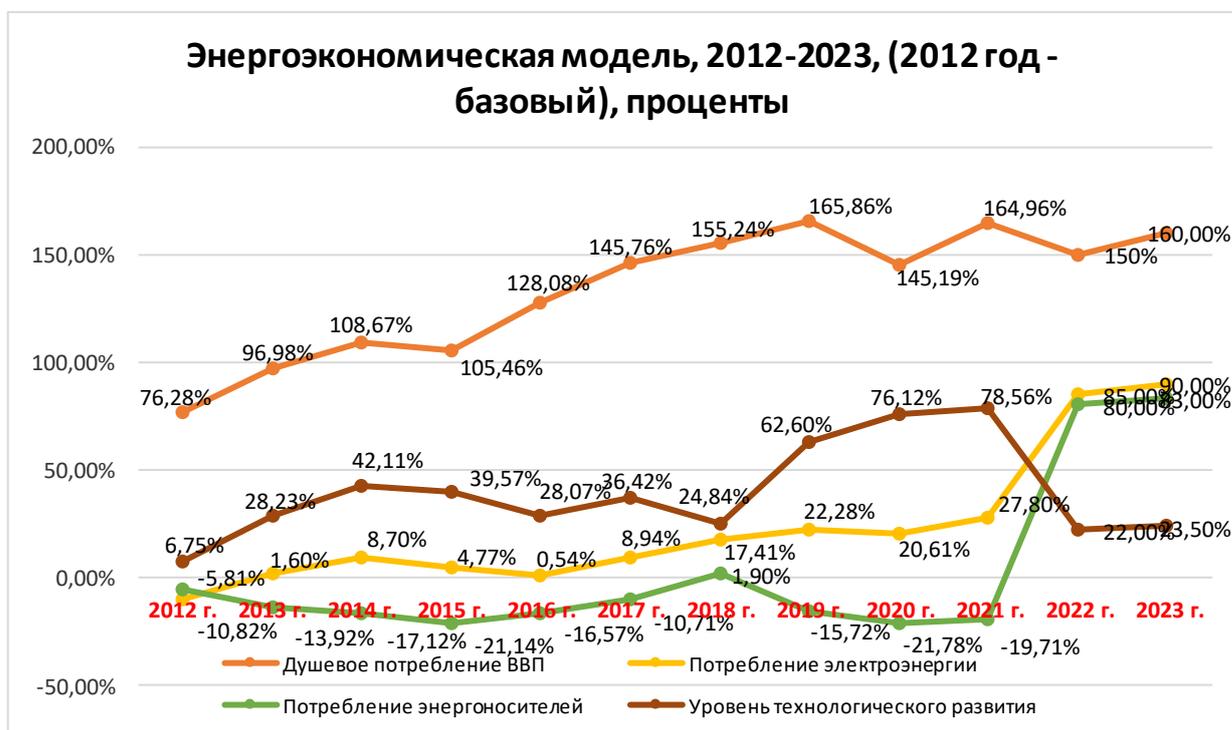
- действующие тарифы устанавливаются не на экономических принципах, а исходят, в основном, из политических соображений и допущений относительно платежеспособности потребителей. Действующие тарифы не отражают реальные затраты на электроснабжение конкретных категорий потребителей.;

- предусмотренные тарифом отчисления на капитальные затраты оказываются недостаточными по причине высокого уровня потерь и низкого сбора платежей. Отсрочка замены изношенного и перегруженного оборудования означает то, что в будущем на эти цели понадобятся ещё большие средства и что вероятность отказов сети возрастет.

Следует отметить, что уровень потерь электроэнергии в

распределительных сетях является составляющей тарифа на электроэнергию и необходимо внедрение и использование эффективных мер по их снижению. В ближайшие годы необходимо снизить уровень потерь до 12-13%. По оценкам специалистов, учитывая высокий уровень износа инфраструктуры и ненормативные нагрузки, данные цифры являются объективным показателем реальных технических потерь. Воровство в энергокомпаниях должно быть полностью искоренено в ближайшее время, в первую очередь, за счет внедрения автоматизированных систем по учёту электроэнергии, счётчиков нового поколения, передающих уровень потребления в режиме онлайн, улучшения управления в энергокомпаниях.

Далее построим диаграмму энергоэкономической модели, 2012-2023, (2012 год - базовый) в %, на основе данных душевое потребление, потребление электроэнергии, потребление энергоносителей и уровня технологического развития.



**Рисунок 2.11 - Энергоэкономическая модель, 2012-2023, (2012 год - базовый), проценты**

Источник: составлено автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР.

На рисунке 2.11 показано развитие различных показателей в период с 2012 по 2023 год, базовый год - 2012 (установлен на 100 %). Потребление ВВП на душу населения увеличилось с 76,28 % в 2012 году до 164,96 % в 2021 году, что свидетельствует о сильном экономическом росте и увеличении благосостояния на душу населения. Показатель демонстрирует общую динамику роста с явным пиком в 2016-2018 годах, где уровень поднялся выше 165% от базового года. С 2019 года наблюдается снижение до \*\*приблизительно 150% в 2022 году и 160% в 2023 году. Увеличение потребления ВВП на душу населения свидетельствует о сильном экономическом росте в рассматриваемый период.

Потребление электроэнергии увеличилось с 6,75 % в 2012 г. до 27,80 % в 2021 г. После непрерывного роста до 2017 года (165,8%), потребление электроэнергии демонстрирует значительное снижение до уровня ниже 80% к 2020 году. С 2021 года прослеживается тенденция восстановления, со значениями 85% в 2022 году и 90% в 2023 году. Рост потребления электроэнергии менее резкий, что говорит о возможном повышении энергоэффективности. Потребление электроэнергии также увеличилось, но в меньшей степени по сравнению с потреблением ВВП. Это может свидетельствовать о повышении эффективности в энергетическом секторе или более широком использовании энергосберегающих технологий. Потребление энергоносителей демонстрирует лишь незначительные колебания и в основном остаётся постоянной около отметки 0 %. Значение немного ниже 0 % в 2012 году (-1,10 %) и остаётся относительно стабильным до 2021 года (-2,71 %). Потребление энергии соответствует тенденции, аналогичной потреблению электроэнергии, с пиком в 2017 году (около 146%). Затем значение значительно снизилось и стабилизировалось на уровне 80-83% в 2022/2023 годах. Это может означать, что потребление ископаемого топлива и других источников энергии находится в состоянии стагнации или даже незначительного снижения. Почти постоянное

потребление энергоносителей указывает на то, что в целом потребление энергии остаётся относительно стабильным.

Состояние развития технологий демонстрирует явный рост, особенно с 2016 г., со значения 28,23 % в 2012 г. до 76,12 % в 2021 г. Показатель демонстрирует самый слабый прогресс, неуклонно снижаясь с 42,1 % в 2013 году до 23,5 % в 2023 году. Повышение уровня технологического развития свидетельствует о прогрессе технологической инфраструктуры и росте инновационной активности экономики. Значительный рост уровня технологического развития свидетельствует о позитивном развитии в области технологий и инноваций. Это может стать движущей силой для повышения энергоэффективности и улучшения экономических показателей.

Таким образом, рисунок показывает положительную динамику экономического развития с ростом потребления ВВП на душу населения и повышением уровня технологического развития, в то время как потребление энергии остаётся относительно стабильным.

Далее построим диаграмму душевого потребления ВВП, 2012-2023, (2012 год - базовый), долл./чел.



**Рисунок 2.12 - Душевое потребление ВВП, 2012-2023, (2012 год - базовый), долл./чел.**

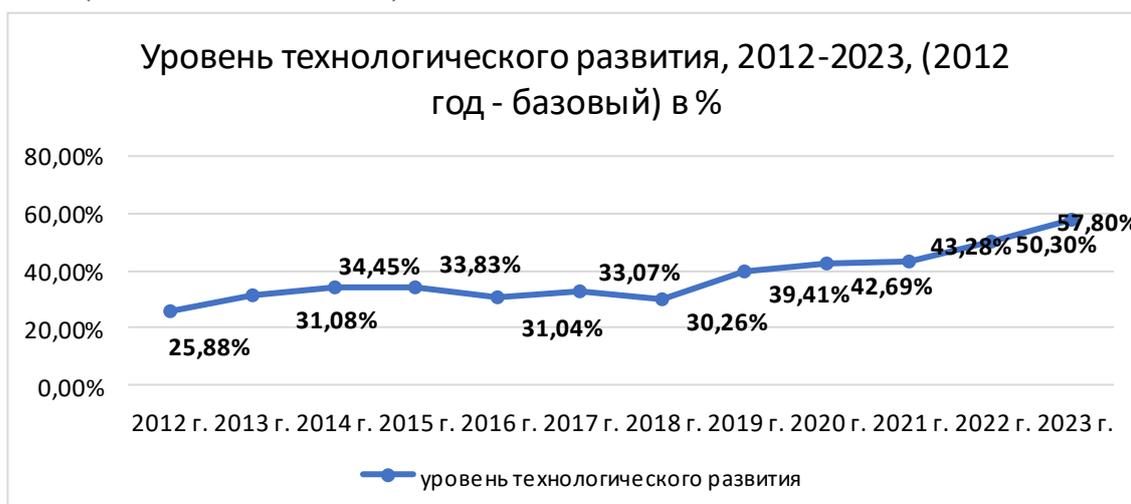
*Источник: составлено автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР.*

На рисунке 2.12 показано потребление ВВП на душу населения в период с 2012 по 2023 год, выраженное в долларах США на человека. В качестве базового года взят 2012 год, динамика по годам показана в абсолютных цифрах. Это увеличение отражает улучшение экономических показателей на душу населения и свидетельствует о продолжении экономического роста. В течение всего периода наблюдается значительный рост потребления ВВП на душу населения - с 3 654 долларов США в 2012 г. до 5 950 долларов США в 2023 г. ВВП на душу населения увеличился с 3654 долларов США в 2012 году до 5950 долларов США в 2023 году, что соответствует росту на 62,8% за анализируемый период. Особенно сильный рост наблюдался в период с 2016 по 2019 год, когда ВВП на душу населения увеличился с 4728 долларов США до 5511 долларов США. В 2020 году ВВП на душу населения снизился до 5083 долларов США, в основном из-за негативного экономического воздействия пандемии COVID-19. С 2012 г. по 2015 г. устойчивый рост с проблемами, ВВП на душу населения вырос с 3654 долларов США (2012 год) до 4259 долларов США (2015 год), то есть примерно на 16,6 %. ВВП на душу населения значительно увеличился с 4728 долларов США (2016 год) до 5511 долларов США (2019 год), что соответствует росту на 16,5 %. В 2020 году ВВП на душу населения снизился до 5083 долларов США, что примерно на 7,8 % меньше, чем в 2019 году. ВВП на душу населения восстановился до 5492 долларов США в 2021 году, достиг 5850 долларов США в 2022 году и 5950 долларов США в 2023 году.

Это свидетельствует о долгосрочном улучшении экономических условий и росте благосостояния населения. Общая положительная динамика потребления ВВП на душу населения свидетельствует о росте экономики в рассматриваемый период. Это свидетельствует о росте экономической активности и повышении уровня жизни. Спад в 2020 году говорит о том, что внешние факторы, такие как глобальная пандемия COVID-19, оказали негативное влияние на экономические показатели. Однако быстрое восстановление в 2021 году свидетельствует об относительной устойчивости

экономики и способности к адаптации. Тот факт, что потребление ВВП на душу населения имеет тенденцию к росту на протяжении многих лет, свидетельствует о здоровом экономическом росте. Однако его необходимо сравнить с другими графиками, чтобы определить, является ли этот рост устойчивым, особенно с точки зрения потребления энергии и технологического прогресса.

Далее построим диаграмму уровня технологического развития, 2012-2023, (2012 год - базовый) в %.



**Рисунок 2.13- Уровень технологического развития, 2012-2023, (2012 год - базовый) в %.**

*Источник: составлено автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР.*

На рисунке 2.13 показан уровень технологического развития в период с 2012 по 2023 год, базовый год - 2012 (100%). Значения приведены в процентах по отношению к базовому году. Состояние технологического развития имеет положительную динамику в целом за весь период, увеличившись с 25,88% в 2012 г. до 57,80% в 2023 г. В период с 2012 по 2015 год наблюдалось постепенное повышение уровня технологического развития, начиная с 25,88 % в 2012 году и до 34,45 % в 2014 году. Колебания в эти годы, особенно снижение в 2015 году (33,83 %), отражают то, как политические или экономические проблемы могут повлиять на развитие. В

период с 2016 по 2018 год наблюдалась определенная стабилизация уровня развития, который составлял около 31 % и увеличился до 33,07 % в 2017 году. Снижение до 30,26 % в 2018 году можно объяснить сложными макроэкономическими условиями или отсутствием крупных инвестиций в ключевые отрасли и технологические подразделения страны. Однако начиная с 2019 года уровень технологического развития резко повышается, что знаменует собой переломный момент в технологической модернизации страны. Особенно поразителен рост с 39,41 % в 2019 г. до 42,69 % в 2020 г. и, наконец, 43,28 % в 2021 г. Заметный рост в 2022 и 2023 годах особенно очевиден. В 2022 году уровень технологического развития достиг 50,30 %, а в 2023 году поднялся ещё выше - до 57,80 %.

Это свидетельствует о значительном улучшении и прогрессе в технологической сфере за данный период. Состояние технологического развития демонстрирует общую положительную тенденцию в период с 2012 по 2021 год. Несмотря на некоторые колебания и фазу стагнации в середине периода, технологическое развитие значительно ускорилось в последние годы. Значительный рост в 2019-2023 годах указывает на то, что значительный технологический прогресс или инвестиции в новые технологии могли оказать положительное влияние в этот период. Общая положительная динамика свидетельствует об укреплении технологической инфраструктуры и инновационного потенциала в анализируемый период.

Таким образом, проведенная диагностика состояния энергетической системы в КР позволила сделать следующие выводы:

1. Наблюдается значительный рост потребления ВВП на душу населения, что свидетельствует об улучшении экономических показателей и повышении уровня жизни. Потребление электроэнергии также увеличилось, но более умеренными темпами, чем ВВП. Это может свидетельствовать о повышении энергоэффективности и использовании современных технологий, которые потребляют меньше энергии на единицу ВВП. Почти постоянное

потребление энергоносителей указывает на то, что общее потребление энергии остаётся стабильным, несмотря на экономический рост.

2. Уровень технологического развития значительно повысился в период с 2012 по 2021 год. Несмотря на некоторые колебания в середине периода, общая тенденция является положительной. Значительное повышение уровня технологического развития в последние годы свидетельствует об увеличении инвестиций в инновации и технологии.

3. Отсутствие связи между экономическим ростом и потреблением энергии свидетельствует о более устойчивом развитии. Экономический рост увеличился, в то время как потребление энергоносителей осталось стабильным, что свидетельствует о более эффективном использовании ресурсов и возможном переходе к более чистым видам энергии. Повышение уровня технологического развития подтверждает предположение о том, что технологические инновации способствовали повышению энергоэффективности и снижению энергопотребления.

4. Несмотря на общую положительную динамику, в середине периода наблюдалась фаза стагнации технологического прогресса. Это свидетельствует о наличии проблем, связанных с постоянным продвижением инноваций и технологического развития.

### **2.3. Оценка эффективности управления энергетической системой**

Эффективность управления энергетическими системами играет решающую роль в экономическом и социальном развитии страны. Особенно в Кыргызской Республике, стране с ограниченными природными ресурсами и экономикой, сильно зависящей от импорта энергоносителей, вопрос оптимизации управления и использования существующих энергетических систем становится все более важным. Хорошо функционирующая система управления энергетикой необходима для обеспечения надёжности поставок, минимизации воздействия на окружающую среду и содействия

экономической стабильности. Кыргызская Республика сталкивается с рядом проблем в энергетическом секторе, включая устаревшую инфраструктуру, неэффективное использование энергии и недостаточную интеграцию возобновляемых источников энергии. В связи с этим разработка методологической базы для оценки эффективности управления энергетической системой имеет ключевое значение. Такая основа позволяет проанализировать состояние энергетических систем, выявить слабые места и принять целенаправленные меры по повышению эффективности.

Согласно Среднесрочной тарифной политике Кыргызской Республики на электрическую энергию на 2021-2025 гг., утверждённой постановлением Кабинета Министров Кыргызской Республики от 30 сентября 2021 г. №192 и протоколу совещания Председателя Кабинета Министров Кыргызской Республики – Руководителя Администрации Президента Кыргызской Республики с 1 января 2023 г. был установлен тариф с учётом повышающего коэффициента ЗАО «Кумтор Голд Компани» [108]. За последние 25 лет структура потребления существенно изменилась.

Среднесрочная тарифная политика Кыргызской Республики на электрическую энергию на 2021-2025 годы (далее - ССТП) [88] разработана в целях сохранения доступности для потребителей использования электрической энергии. Согласно принятой Среднесрочной тарифной политике, для населения тариф на электрическую энергию повышаться не будет и останется на уровне 0,77 сом/кВт·ч. при потреблении до 700 кВт·ч в месяц, свыше 700 кВт·ч – 2,16 сом/кВт·ч. Отменяется норма потребления электричества для потребителей проживающих в высокогорных и труднодоступных районах, то есть тариф 0,77 сом/ кВт·ч будет действовать без ограничений. Установлены отдельные тарифы для социальных детских учреждений, электротранспорта, религиозных организаций на уровне 168 тыйынов за 1 кВт·ч (без учета налогов). При этом повышение для социальных детских учреждений и электротранспорта составляет 10 тыйынов или 6,3 %, а для религиозных организаций тариф снижается на 56

Тыйынов.

Повышение тарифов коснется только:

- насосных станций, для которых тариф составит 1,09 сом/ кВт·ч (без учета налогов), повышено на 31,6 тыйынов;

- бюджетных, промышленных, сельскохозяйственных и прочих потребителей, для которых тариф составит 2,52 сом/ кВт·ч (без учета налогов), повышено на 28 тыйынов;

- энергоемких потребителей коммерческих структур (субъекты майнинга, золотодобывающие компании, литейные цеха, алкогольное производство, цементные заводы), для которых будут применяться повышающие коэффициенты.

В последующие годы изменение тарифов будет осуществляться с учетом уровня инфляции. На полученные средства будут обновлять оборудования, устанавливать трансформаторные подстанции, строить линии электропередачи и увеличивать генерирующие мощности.

Применение установленных ССТП тарифов на электрическую энергию будет стимулировать потребителей на её эффективное и рациональное использование, внедрение мер по энергосбережению, а также использование альтернативных источников энергии для целей отопления. В этом направлении, в рамках ССТП для большей части населения сохранится ежемесячный объем льготного потребления электрической энергии по социально-ориентированному тарифу. Во избежание внезапных экономических трудностей у населения при оплате счетов за электрическую энергию, ССТП предусматривается ежегодная корректировка тарифов на электрическую энергию на уровень фактической инфляции за предыдущий год. В тоже время социальная ориентированность тарифов для населения направлена на экономное расходование электрической энергии путём сохранения предельного порога ежемесячного объёма потребления электрической энергии в объёме 700 кВт·ч (за исключением бытовых потребителей, проживающих в высокогорных районах и отдалённых

труднодоступных зонах). Учитывая суровые климатические условия и более длительный осенне-зимний период, для бытовых потребителей, проживающих в высокогорных районах и отдалённых труднодоступных зонах, предельный порог ежемесячного объёма льготного потребления электрической энергии в объёме 700 кВт.ч устанавливаться не будет [89].

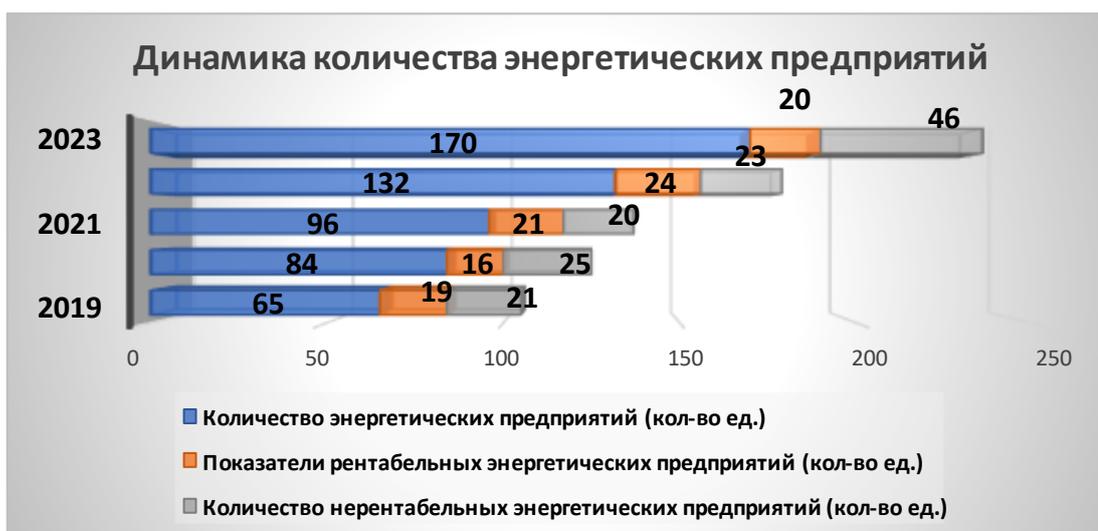
Далее рассмотрим Основные финансовые показатели деятельности энергетической системы Кыргызской Республики.

**Таблица 2.13 – Количество энергетических предприятий (кол-во ед.)**

Показатели	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Количество энергетических предприятий (кол-во ед.)	65	84	96	132	170
Показатели рентабельных энергетических предприятий (кол-во ед.)	19	16	21	24	20
Количество нерентабельных энергетических предприятий (кол-во ед.)	21	25	20	23	46

Источник: составлено автором на основе данных с сайта <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР.

На основании данных из таблицы составим динамику энергетических предприятий (кол-во ед.).



**Рисунок 2.14. Динамика количества энергетических предприятий**

*Источник: составлено автором на основе данных Национального Статистического Комитета КР (далее -НСК КР) «Финансы предприятий Кыргызской Республики 2019 – 2023*

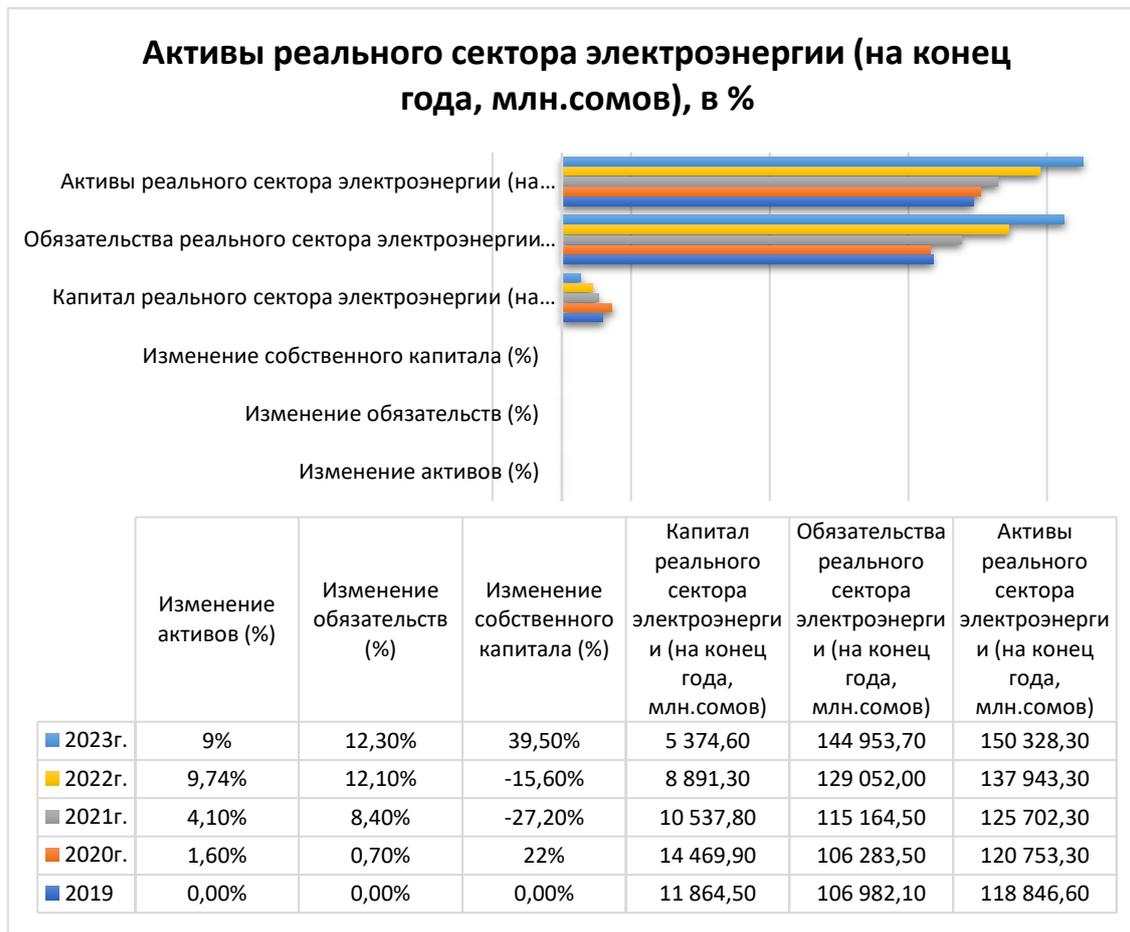
В данной таблице представлены количество энергетических компаний, их прибыльность и убыточность в период с 2019 по 2023 г. В ходе анализа будет рассмотрено как абсолютное количество энергетических компаний, так и развитие прибыльных и убыточных компаний. Количество энергетических компаний демонстрирует устойчивый рост на протяжении всего периода. Наибольший рост наблюдается в период с 2021 по 2022 год, когда их число увеличилось на 36 компаний (с 96 до 132). В период с 2022 по 2023 год их число увеличилось на 38 компаний (со 132 до 170). Это свидетельствует о сильном росте в энергетическом секторе. Количество прибыльных энергетических компаний колеблется по годам. В 2020 году наблюдалось снижение до 16 прибыльных компаний, затем рост в 2021 году до 21 компании. Пик был достигнут в 2022 году - 24 прибыльные компании, но в 2023 году их число снова снизилось до 20. Несмотря на общий рост числа энергетических компаний, количество прибыльных компаний остаётся относительно постоянным. Динамика убыточных компаний показывает значительный рост в 2023 году, когда число убыточных компаний выросло до 46 — это более чем в два раза больше, чем в 2022 году (23 компании). До 2022 года наблюдались умеренные колебания, но резкий рост в 2023 году показывает, что значительное число компаний испытывает финансовые трудности.

В то время как абсолютное число компаний растёт, доля прибыльных компаний с годами снижается. Особенно поразительно, что доля убыточных компаний резко возрастает в 2023 году, что может свидетельствовать об экономических проблемах или избыточной ёмкости рынка.

За последние пять лет общее количество энергетических компаний постоянно росло, что свидетельствует о расширении энергетического сектора. Число прибыльных компаний незначительно колеблется, не демонстрируя чёткой тенденции к росту. Резкое увеличение числа

убыточных компаний в 2023 году может указывать на структурные проблемы в секторе, которые необходимо срочно решать для обеспечения финансовой стабильности отрасли.

Составим динамику активов реального сектора электроэнергетики (на конец года, млн. сом). В данной диаграмме приведены данные об активах, обязательствах и собственном капитале реального энергетического сектора в период с 2019 по 2023 г. Эти ключевые показатели дают представление о финансовом состоянии и стабильности энергетического сектора. Детальный анализ показывает некоторые существенные изменения. Активы сектора реальной энергетики неуклонно росли на протяжении всего периода. Наибольший рост активов произошёл в период с 2021 по 2022 год, когда активы увеличились на 12 241 млн сомов. В целом с 2019 по 2023 год активы увеличились на 31 481,7 млн сомов. Это свидетельствует о постоянном расширении сектора, вероятно, за счёт инвестиций в инфраструктуру, оборудование и технологии.



**Рисунок 2.15. Активы реального сектора электроэнергетики (на конец года, млн.сом), в %**

*Источник: составлено автором на основе данных с сайта <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР.*

Обязательства энергетического сектора также имеют тенденцию к росту, увеличившись с 106 982,1 млн. сомов в 2019 году до 144 953,7 млн. сомов в 2023 году. Особого внимания заслуживает увеличение обязательств в период с 2021 по 2023 год почти на 30 000 млн сомов. Наибольший рост произошёл в 2022 году, что свидетельствует о росте задолженности в секторе. Одной из причин этого может быть финансирование инфраструктурных проектов или заимствования для покрытия текущих расходов.

В отличие от активов и обязательств, собственный капитал демонстрирует тенденцию к снижению. С 2019 по 2023 год собственный капитал сократился более чем наполовину (с 11 864,5 млн сомов до 5 374,6 млн сомов). Особенно заметное снижение наблюдается в последние годы, особенно в период с 2022 по 2023 год, когда собственный капитал сократился более чем на 3 500 млн сомов. Это свидетельствует о значительном ухудшении состояния собственного капитала энергетического сектора, что может указывать на финансовые проблемы, такие как убытки или высокая задолженность.

**Коэффициент соотношения обязательств и собственного капитала (леверидж).** Соотношение обязательств и собственного капитала является важным показателем финансовой устойчивости компании или сектора. Высокий показатель свидетельствует о высоком уровне задолженности и повышенном риске.

- 2019: 9,0 (106.982,1 / 11.864,5)
- 2020: 7,3 (106.283,5 / 14.469,9)
- 2021: 10,9 (115.164,5 / 10.537,8)
- 2022: 14,5 (129.052,0 / 8.891,3)

- 2023: 27,0 (144.953,7 / 5.374,6)

За последние годы соотношение обязательств и собственного капитала резко ухудшилось. Если в 2019 году этот показатель составлял 9, то к 2023 году он вырос до 27. Это означает, что в 2023 году на каждый сом собственного капитала будет приходиться 27 сомов долга. Такой высокий коэффициент свидетельствует об опасной финансовой нестабильности и может вызывать опасения за долгосрочную жизнеспособность сектора.

Энергетический сектор продолжает развиваться, о чем свидетельствует устойчивый рост стоимости активов. Это может свидетельствовать об инвестициях в расширение мощностей или инфраструктурные проекты. В то же время долг сектора резко возрастает. Рост обязательств может указывать на то, что сектор все чаще использует заемный капитал для финансирования своей экспансии. В последние годы собственный капитал сектора резко сократился, что может быть признаком финансовой слабости. Это может свидетельствовать об убытках или недостаточной рентабельности, которые подорвали базу собственного капитала. Соотношение заёмных и собственных средств резко ухудшилось за этот период, что указывает на растущую зависимость от долга. Это представляет собой риск для долгосрочной финансовой стабильности энергетического сектора.

Стоимость активов постоянно растёт, особенно в 2022 году с увеличением на 9,74 %. Пассивы резко выросли в последние годы, особенно в период с 2021 по 2023 год. Собственный капитал сектора значительно снизился с 2021 года, упав почти на 40 % в 2023 году. Это свидетельствует о росте задолженности в секторе при снижении собственного капитала.

Несмотря на устойчивый рост реального энергетического сектора, ухудшение состояния собственного капитала и рост коэффициента задолженности свидетельствуют о тревожной тенденции. Сектор может столкнуться с проблемами в среднесрочной перспективе, если рентабельность не будет расти, а уровень долга продолжит увеличиваться. Для обеспечения финансовой стабильности сектора может потребоваться

более тщательный пересмотр стратегии финансирования и возможное сокращение левереджа.

**Таблица 2.15 – Сальдированный финансовый результат реального сектора электроэнергетики (млн.сомов)**

	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство (выработка) электроэнергии, её передача и распределение	- 1 777,3	- 14 774,0	- 7 809,7	- 10 930,9	- 17 964,3

*Составлена автором работы на основе отчёта Национального Статистического Комитета Кыргызской Республики «Финансы предприятий Кыргызской Республики 2019 – 2023»*

В 2020 г. чистые убытки значительно увеличатся и составят -14 774,0 млн. сомов, что на 12 996,7 млн. сомов или 731% по сравнению с 2019 г. Такое резкое ухудшение может быть вызвано сочетанием факторов, таких как рост операционных расходов, низкий спрос или неэффективная деятельность. Пандемия COVID-19 также могла оказать значительное влияние на ухудшение ситуации, как на структуру доходов, так и на структуру расходов сектора. В 2021 году убытки немного улучшились и составили -7 809,7 млн. сомов, сократившись на 6 964,3 млн. сомов или 47,1%. Это указывает на то, что энергетический сектор смог частично оправиться от крайне негативного воздействия 2020 года, возможно, благодаря восстановлению спроса, экономии затрат или государственной поддержке. Тем не менее, чистые убытки все еще были значительными и свидетельствовали о том, что финансовая стабильность остается хрупкой. В 2022 году чистый финансовый результат снова ухудшился до -10 930,9 млн сомов, что представляет собой увеличение убытков на 3 121,2 млн сомов или 40% по сравнению с 2021 годом. Это увеличение убытков может быть вызвано ростом операционных расходов или, возможно, неэффективными структурами в энергетическом секторе, которыми не удалось управлять, несмотря на рост продаж в том же году. В 2023 году чистые убытки достигли нового максимума в -17 964,3 млн. сомов, увеличившись на 7 033,4 млн.

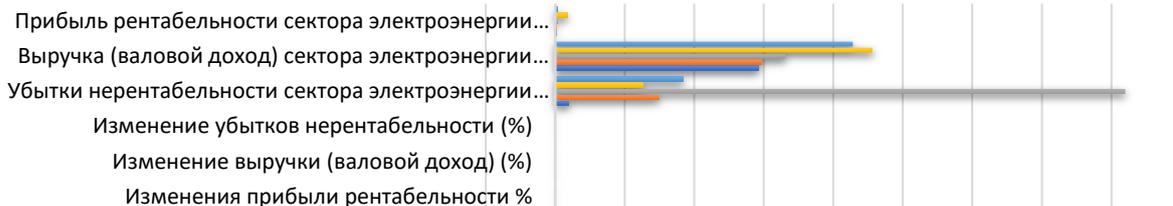
сомов или 64,3% по сравнению с предыдущим годом. Такой резкий рост убытков свидетельствует о серьезном финансовом кризисе, который мог быть вызван ростом обязательств, неэффективным управлением или внешними экономическими потрясениями. Значительное ухудшение ситуации в 2023 году показывает, что энергетический сектор структурно не смог покрыть расходы в этом году, несмотря на высокие продажи.

Средние чистые убытки в период с 2019 по 2023 год составили 10 851,24 млн сомов в год. Особенно поражают экстремальные убытки в 2020 и 2023 годах, которые приводят к увеличению среднего показателя. За весь период убытки увеличились на 16 187 млн сомов (с -1 777,3 млн сомов в 2019 году до -17 964,3 млн сомов в 2023 году), что свидетельствует об ухудшении финансового положения сектора на протяжении многих лет.

Общие чистые финансовые показатели энергетического сектора свидетельствуют о тревожном ухудшении финансовой ситуации в период с 2019 по 2023 г. Несмотря на периодические улучшения, например, в 2021 г., общие чистые убытки резко возросли, достигнув нового максимума в -17 964,3 млн сомов в 2023 г. Сектор сталкивается с серьезными проблемами, включая рост затрат, неэффективные процессы и растущее долговое бремя, которые необходимо срочно решить для достижения финансовой стабильности.

Составим динамику прибыли рентабельности сектора электроэнергетики (млн. сом).

### Прибыль рентабельности сектора электроэнергетики (млн.сомов), в%



	Изменения прибыли рентабельности и %	Изменение выручки (валовой доход) (%)	Изменение убытков нерентабельности (%)	Убытки нерентабельности сектора электроэнергетики (млн.сомов)	Выручка (валовой доход) сектора электроэнергетики (млн.сомов)	Прибыль рентабельности и сектора электроэнергетики (млн.сомов)
■ 2023г.	-77%	6,70%	-45,00%	18 360,60	42 823,80	396,30
■ 2022г.	341,00%	38,70%	-54,40%	12 664,50	45 614,30	1 733,50
■ 2021г.	171,40%	11,70%	-45,00%	82 020,90	33 092,80	393,20
■ 2020г.	-33,40%	1,50%	-648%	14 918,90	29 619,10	144,90
■ 2019	0,00%	0,00%	0,00%	1 994,90	29 185,30	217,60

**Рисунок 2.16. Прибыль рентабельности сектора электроэнергетики (млн.сом), в%**

Источник: составлено автором на основе данных с сайта <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР.

В представленной диаграмме содержатся данные о рентабельности, убытках и доходах энергетического сектора с 2019 по 2023 г. Эти ключевые показатели дают информацию о финансовых результатах сектора и его экономической стабильности. Анализ будет сосредоточен на прибылях и убытках в секторе, общем развитии доходов и итоговой рентабельности.

Прибыль в прибыльном энергетическом секторе демонстрирует сильные колебания в период с 2019 по 2023 год. В 2022 году прибыль достигла значительного максимума в 1 733,5 млн сомов, что примерно в четыре раза больше, чем в предыдущем году. Это может свидетельствовать об исключительно благоприятных условиях или специальных мерах в 2022 году, которые привели к резкому росту рентабельности. Однако в 2023 году прибыль резко упала до 396,3 млн сомов, что примерно соответствует

уровню 2021 года. Колебания в развитии прибыли указывают на неопределённость в рентабельности сектора.

Оборот энергетического сектора демонстрирует общий рост с 2019 по 2022 год, при этом наибольший скачок зафиксирован между 2021 и 2022 годами (увеличение на 12 821,5 млн. сомов). Этот рост может быть обусловлен увеличением спроса на энергию, ростом цен на неё или появлением новых источников дохода. Однако в 2023 году доходы упали до 42 823,8 млн сомов, что означает снижение примерно на 3 090 млн сомов. Это снижение может быть связано с ослаблением спроса, корректировкой цен или внешними условиями рынка.

Убытки в убыточном энергетическом секторе чрезвычайно высоки по сравнению с прибылью и демонстрируют тревожную тенденцию. Особенно драматично увеличение убытков в 2020 году до 14 918,9 млн сомов — это почти восьмикратный рост по сравнению с предыдущим годом. Хотя в 2021 году убытки сократились до 8 202,9 млн сомов, в последующие годы они вновь возросли, достигнув пика в 18 360,6 млн сомов в 2023 году. Такой рост убытков свидетельствует о серьёзных структурных проблемах в убыточной части энергетического сектора, которая может быть неконкурентоспособной или отягощённой неэффективными процессами.

Произведём анализ рентабельности. В 2019 г. прибыль сектора составила 217,6 млн сомов, в то время как убытки были почти в десять раз больше (1 994,9 млн сомов). Несмотря на оборот более 29 000 млн сомов, сектор в целом оказался крайне убыточным. В 2020 г. несмотря на незначительный рост доходов, сектор понёс огромные убытки в размере 14 918,9 млн сомов, а прибыль упала до 144,9 млн сомов. Это был худший год с точки зрения рентабельности, что свидетельствует, возможно, о неблагоприятных рыночных условиях или значительных операционных издержках. В 2021 г. прибыль выросла до 393,2 млн сомов, а убытки значительно сократились до 8 202,9 млн сомов. Продажи продолжали расти, что свидетельствует о восстановлении по сравнению с предыдущим годом,

хотя убытки оставались высокими. 2022 г. этот год стал особенно ярким, так как сектор получил прибыль в размере 1 733,5 млн сомов, что значительно больше, чем в предыдущие годы. Однако в то же время убытки вновь выросли до 12 664,5 млн сомов. Таким образом, на сектор в целом по-прежнему ложится большая нагрузка. В 2023 г. несмотря на высокие доходы и прибыль в размере 396,3 млн сомов, ситуация с убытками ухудшилась, так как убытки выросли до 18 360,6 млн сомов. Это говорит о том, что сектор продолжает испытывать серьёзные финансовые проблемы, несмотря на способность генерировать доходы.

Чтобы получить более ясное представление об общей рентабельности, можно рассмотреть соотношение прибылей и убытков к объёму продаж. В 2019 г. прибыль составила всего 0,7% от оборота, а убытки - 6,8% от оборота.

В 2020 г. прибыль составила 0,5 % от оборота, а убытки - 50,4 % от оборота. В 2021 г. прибыль составила 1,2% от оборота, а убытки - 24,8% от оборота. В 2022 г. прибыль составила 3,8% от объёма продаж, а убытки - 27,6% от объёма продаж. В 2023 г. прибыль составила 0,9 % от объёма продаж, а убытки - 42,9 % от объёма продаж.

Хотя прибыль по отношению к обороту была самой высокой в 2022 году, резкое увеличение убытков в 2023 году показывает, что у сектора есть структурные проблемы, которые сильно отягощают его, несмотря на хорошие доходы.

Сектору, возможно, потребуется улучшить операционную деятельность, чтобы стабилизировать свое финансовое положение. Несмотря на рост продаж, рост затрат, неэффективные процессы или недостаток инвестиций в модернизацию инфраструктуры могут стать основными причинами сохранения убыточности. В долгосрочной перспективе энергетическому сектору потребуется принять стратегические меры по укреплению капитальной базы и сокращению задолженности при сохранении стабильной выручки. Повышение эффективности и возможные реформы в сфере регулирования могут потребоваться для того, чтобы сделать сектор

более финансово устойчивым.

Подводя итог, можно сказать, что динамика доходов показывает, что в последние годы в энергетическом секторе наблюдался значительный рост доходов, однако из-за структурных финансовых проблем он не смог превратить их в устойчивую прибыль.

**Ниже представим подробные выводы, основанные на анализе всех представленных нами таблиц:**

**- 1. Количество компаний в энергетическом секторе резко возросло за анализируемый период.** В период с 2019 по 2023 год их число увеличилось с 65 до 170, что свидетельствует о расширении сектора. Это может быть связано с ростом спроса на энергию или инвестициями в новую инфраструктуру и мощности. Рост числа компаний также может быть обусловлен появлением новых участников, инвестициями в возобновляемые источники энергии или модернизацией существующей инфраструктуры.

**- 2. Количество прибыльных компаний (2019-2023).** Количество прибыльных компаний колеблется в течение периода. Пик в 24 компании был достигнут в 2021 г., но их число снова упало до 20 в 2023 г. Несмотря на увеличение числа компаний в целом, рентабельность не остается на стабильно высоком уровне. Это говорит о том, что многие компании в секторе сталкиваются с проблемами рентабельности, возможно, из-за роста затрат или неэффективной операционной структуры.

**3. Количество убыточных компаний (2019-2023).** Число убыточных компаний имеет тенденцию к росту на протяжении многих лет, в частности, в 2023 году оно резко увеличится до 46, что свидетельствует о серьезных финансовых трудностях многих компаний в энергетическом секторе. Увеличение числа убыточных компаний может свидетельствовать о росте операционных расходов, увеличении долговой нагрузки или недостаточной доходности, несмотря на растущее число компаний.

**4. Активы реального энергетического сектора (2019-2023).** Активы в энергетическом секторе неуклонно росли в период с 2019 по 2023 год,

достигнув пика в 150 328,3 млн. сомов в 2023 году. Этот рост свидетельствует о увеличении инвестиций в сектор, возможно, в связи с расширением инфраструктуры, модернизацией объектов или внедрением новых технологий. Однако, несмотря на увеличение активов, этих инвестиций, по-видимому, недостаточно, чтобы компенсировать финансовые потери сектора.

#### **5. Обязательства реального энергетического сектора (2019-2023).**

Обязательства энергетического сектора также неуклонно растут, с 106 982,1 млн. сомов в 2019 г. до 144 953,7 млн. сомов в 2023 г. Этот рост показывает, что сектор увеличивается в долгах и может полагаться на кредитное финансирование для покрытия текущих расходов и инвестиций. Растущее долговое бремя может представлять серьезный риск для долгосрочной стабильности сектора, особенно учитывая растущие убытки.

#### **6. Капитал реального энергетического сектора (2019-2023).**

Собственный капитал энергетического сектора резко сократился с 11 864,5 млн сомов в 2019 г. до 5 374,6 млн сомов в 2023 г. Это снижение показывает, что сектор финансово ослаблен и все больше зависит от долгового финансирования. Быстрая эрозия собственного капитала указывает на то, что сектор может столкнуться с финансовым кризисом, поскольку он не в состоянии генерировать прибыль и управлять долговым бременем.

#### **7. Прибыль в прибыльном секторе (2019-2023).**

Прибыль в прибыльной части энергетического сектора резко колебалась, достигнув пика в 1 733,5 млн сомов в 2022 г., за которым последовало резкое снижение до 396,3 млн сомов в 2023 г. Эти колебания указывают на нестабильную рыночную среду, где компаниям трудно оставаться прибыльными в долгосрочной перспективе, несмотря на высокие прибыли в отдельные периоды. Снижение в 2023 году может указывать на рост операционных расходов или возвращение к нормальной рыночной ситуации после исключительных условий в 2022 году.

#### **8. Убытки в убыточном секторе (2019-2023).**

Убытки в убыточной

части энергетического сектора значительно увеличились в период с 2019 по 2023 год, с 1 994,9 млн. сомов до 18 360,6 млн. сомов. Это свидетельствует о сохранении финансовых трудностей для многих компаний сектора. Несмотря на рост продаж и инвестиций, многие компании не в состоянии покрыть свои операционные расходы, что приводит к ухудшению ситуации с убытками.

**9. Выручка (валовой доход) энергетического сектора (2019-2023 гг.).** Выручка стабильно увеличивается с 29 185,3 млн сомов в 2019 году до 45 914,3 млн сомов в 2022 году, затем немного снижается до 42 823,8 млн сомов в 2023 году. Несмотря на это снижение, выручка остается значительно выше, чем в предыдущие годы, что свидетельствует о росте цен на энергоносители, увеличении производства или спроса на электроэнергию. Однако рост оборота недостаточен для того, чтобы компенсировать финансовые потери и долги сектора.

**10. Чистый финансовый результат энергетического сектора (2019-2023 гг.).** Чистый финансовый результат сектора был отрицательным в каждом году и ухудшался с течением времени с -1 777,3 млн сомов в 2019 г. до -17 964,3 млн сомов в 2023 г. Этот постоянный рост чистых убытков показывает, что энергетический сектор испытывает серьезные финансовые проблемы. Высокая долговая нагрузка, неэффективные операционные структуры и потенциально высокие операционные расходы способствуют постоянному росту убытков. Без проведения масштабных реформ и повышения эффективности сектор может оказаться финансово неустойчивым в долгосрочной перспективе.

Исходя из вышеизложенного можно сказать, что в период с 2019 по 2023 год в энергетическом секторе наблюдался рост числа компаний и активов, но в то же время он испытывал значительные финансовые трудности. Обязательства и убытки резко выросли, в то время как собственный капитал стремительно падает. Это свидетельствует об ослаблении финансовой базы и росте задолженности, что ставит сектор под угрозу. Несмотря на рост объемов продаж и инвестиций, они не

трансформировались в устойчивую рентабельность, что свидетельствует о неэффективности процессов, высоких затратах и структурных проблемах. Сектору необходимо срочно пересмотреть структуру затрат, повысить эффективность и, возможно, воспользоваться государственной поддержкой, чтобы сохранить финансовую стабильность в долгосрочной перспективе.

В Кыргызстане с 1 мая 2023 года цена на электроэнергию для населения страны повысился на 23 тыйына и составил 1 сом.

При потреблении электроэнергии свыше 700 кВтч тариф сохранился на прежнем уровне — 2,16 сом/кВтч.

Тариф для нуждающихся семей и граждан также сохранился на прежнем уровне и составил 50 тыйын за 1 кВтч.

Существующий тариф для населения без ограничения мощности (без лимита), снижен до 3,28 сом/кВтч вместо 5,04 сом/кВтч.

Мера, связанная с повышением тарифов, необходима для обеспечения энергетической безопасности страны, бесперебойного электроснабжения населения в условиях динамичного роста объёма потребления.

Важно отметить, что среди стран СНГ и многих стран в мире тариф на электроэнергию в Кыргызстане является одним из самых низких. Имея богатые водно-энергетические ресурсы, страна на сегодня испытывает трудности, связанные с динамичным ростом внутреннего потребления электроэнергии, в связи с чем появляется необходимость её импорта из других стран.

Внесённые изменения тарифной политики являются вынужденной мерой. Это даст возможность обновить изношенное энергетическое оборудование, оставшееся с советских времён. Несмотря на реконструкцию и модернизацию действующих тепловых и гидроэлектростанций, износ энергооборудования в настоящее время составляет более 80 %. Средства, полученные в результате повышения тарифов, будут направлены на модернизацию устаревшего оборудования. Это в свою очередь, позволит предотвратить возможные аварии на энергетических объектах и системные

отключения.

В то же время, действующей методики установления тарифов по методу «затраты плюс» или предельного уровня тарифов не существует: тарифы ориентированы на покрытие себестоимости, в тарифах на электро- и теплоэнергию сохраняется перекрёстное субсидирование, когда завышенные тарифы для промышленных потребителей и юридических лиц используются для перекрёстного субсидирования тарифов для домохозяйств, а тарифы на тепловую энергию для населения субсидируются государством от доходов от экспорта электроэнергии.

Однако, такая политика неэффективна, поскольку создаёт неправильные рыночные сигналы для субъектов рынка, создавая неэффективное распределение ресурсов. Понятно, что промышленные потребители, за счет которых производится субсидирование, устанавливаемое в виде доплаты в тарифе, перекладывают свои издержки на себестоимость производимой ими продукции, что, соответственно, приводит к косвенному воздействию на уровень инфляции. Субсидии от экспорта - величина переменная и зависит от требуемых объёмов воды соседним странам. Такие условия создают нестабильность финансовых потоков и создают риски для устойчивой работы энергокомпаний.

Кыргызстан является энергодефицитной страной и за счёт собственных ресурсов покрывает 51 % потребности, в основном за счёт ГЭС. Остальная часть покрывается за счёт импорта. Привлечение инвестиций в энергосектор на смену кредитно-грантовой поддержки не только позволит развивать энергоотрасль, но и создавать новые рабочие места. В Кабинете министров проектами предусмотрено строительство 18 гидроэлектростанций и 63 малых гидроэлектростанций, из которых 6 малых ГЭС являются наиболее изученными с суммарной установленной мощностью в 5 760 МВт с возможным ежегодным производством порядка 20 млрд кВтч. Так, только строительство на реке Нарын 8 каскадов из 34 гидроэлектростанций, а также реализация других перспективных энергопроектов при участии инвесторов

позволит оптимизировать работу отрасли, продлить её функциональность, рентабельность и эффективность, а также уменьшить процент импортозависимости энергосистемы республики. В перспективах энергосистемы стоят такие проекты как реабилитация Токтогульской ГЭС, с продлением её срока службы на 35-40 лет с увеличением мощности на 240 МВт. Большие планы у Кабмина Кыргызстана имеются в части развития мощностей Камбаратинской ГЭС-2. Планируется полная модернизация Уч-Коргонской ГЭС с установленной мощностью в 180 МВт с сохранением целостности Нарынского каскада гидроэлектростанций. После модернизации её мощность составит 218 МВт.

***Ключевые риски развития гидроэнергетики Кыргызстана.***

Климатические изменения и маловодный период продемонстрировали зависимость работы ГЭС от наполняемости водохранилищ. В случае достижения критического минимума работа гидроэлектростанций может быть парализована, как и энергетической инфраструктуры, запитанной от них. Остановка турбин по этой причине может привести к катастрофическим последствиям для энергосистемы страны. Из-за нехватки воды возникают политические риски, могущие осложнить отношения между странами, совместно потребляющими как воду, так и электроэнергию, производимую ГЭС. Они могут отражаться в экономических взаимоотношениях, регулировании деятельности пропускных пунктов на государственных границах, соответствующей государственной идеологической пропаганды и обострения вплоть до конфликтов.

## ВЫВОДЫ ПО ВТОРОЙ ГЛАВЕ:

Гидроэнергетика Кыргызстана базовая отрасль экономики Кыргызстана, полностью обеспечивающая электроэнергией как внутренние потребности народного хозяйства и населения, так и периодичный экспорт в ряд стран. Следовательно, руководствуясь экономическими расчётами, есть необходимость развивать гидроэнергетическую отрасль. Однако, это следует делать, учитывая фактор глубокой интегрированности и взаимосвязанности энергетических отраслей республик Центральной Азии]. Более того, дефицит воды нарастает быстрее, чем ожидалось. В Центральной Азии «водный вопрос» за последние 25 лет стал серьёзным фактором межгосударственных отношений и региональной безопасности.

Все вышеперечисленное обеспечивает решение вопросов функционирования данного сектора. Главные цели этих документов - развитие топливно-энергетического комплекса и получение возможности модернизировать существующие системы, что снизит риски в энергетической сфере республики, обеспечит полное и надёжное энерго- и топливоснабжение потребителей на основе подъёма отечественной энергетической базы.

Вместе с тем на этом пути есть и трудности, и нерешённые проблемы:

- повышения эффективности функционирования электроэнергетики;
- тарифов за потреблённую энергию, которые экономически необоснованы;
- размеров потерь в электроэнергетике (технические и коммерческие);
- существующего менеджмента энергетической отрасли;
- отсутствия конкурентной среды;
- роста потребности страны в электрической энергии в будущем и развития электроэнергетических мощностей;

- привлечения инвестиций, высокого физического и морального износа действующего оборудования в связи с длительным отсутствием инвестиций;
- экологических последствий от ГЭС.

Для того, чтобы решить проблемы повышения эффективности финансирования электроэнергетики необходимо разработать и внедрить эффективную систему функционирования. В срочном порядке внедрять реформаторский подход из-за проблем, несущих системный характер, а также создавать необходимые условия для инвестиционной привлекательности, с целью создания увеличения объёмов производства.

Чтобы решить существующие проблемы тарифной политики необходимо в первую очередь сократить потери. Затем планомерно осуществлять ежеквартальное повышение тарифов с целью избежать возможного ценового шока у населения. Причём на государственном уровне должен быть разработан комплекс мероприятий по убеждению населения и бизнеса о неизбежности повышения тарифов для оздоровления и развития отрасли. Параллельно внедрять систему льгот для бедных семей и высокогорных регионов. В противном случае, общество не поддержит реформ в ценовой политике. Таким образом, вырисовываются ключевые фразы решения проблем - сокращение потерь, планомерное повышение тарифов. После получения независимости энергетика страны унаследовала развитую материальную инфраструктуру. Однако большая часть энергетического оборудования не обеспечивалось надлежащим техническим обслуживанием или уже отслужила свой срок эксплуатации. В связи с чем, возникают технические потери в процессе передачи распределения электричества от точки её выработки до точки её потребления.

Системные потери электроэнергии в сетях стабильно превышают в последние годы уровень 40%, из которых около 25% потерь составляют коммерческие потери и хищения. Такие показатели, безусловно, влияют на финансовое состояние всей отрасли. Конечно, технические потери

неизбежны. Однако их можно минимизировать. Ни для кого не секрет, что износ оборудования и счётчиков, которые в штатном режиме должны заменяться в связи с износом или просроченным сроком эксплуатации - основные аспекты, влияющие на технические потери. В связи чем, необходимо на постоянной основе проводить плановые работы по амортизации оборудования при надлежащем финансировании. Для сокращения коммерческих потерь, очевидно, что необходимо устранение вышеперечисленных причин. Следует провести системные преобразования, создающие реальные стимулы для улучшения управления и работы персонала энергетических компаний.

Существующий менеджмент энергетической отрасли очень низкий. Говорить о том, что в стране нет квалифицированных специалистов, способных наладить систему - преждевременно. Все дело в том, что причина не в менеджерах, а в неэффективной системе. Бытовым потребителям расценивают электроэнергию как дешёвую альтернативу другим видам топлива. Для решения проблем нет необходимости изменения прав собственности, как это предлагается в виде одного из путей решения кризисного менеджмента. Необходимо тщательно продумать концепцию распределения процентов чистой прибыли между членами совета директоров государственной компании, что должно стать частью пакета мер по улучшению корпоративного управления энерго-распределительной отраслью. Все менеджеры компаний должны наниматься по итогам конкурса и подчиняться правилам компаний, а не гражданской службы. Затем с ними должны быть подписаны прагматичные контракты. Правительство должно выполнять свои обязанности: принимать и реализовывать тарифную политику, принимать юридические и регулятивные меры по устранению барьеров и несоответствий; официально и публично объявлять преступников, связанных с кражей электроэнергии и принимать жёсткие меры.

Следующий актуальный вопрос, связанный с основными проблемами в энергетике Кыргызстана - рост потребности страны в электрической энергии

в будущем и развитие электроэнергетических мощностей. Рост спроса на электроэнергию домохозяйств вызван ростом энергопотребления. Возможен рост энергопотребления в сельском хозяйстве. Село постепенно приобретает не только технику сельхоз назначения, но и различным оборудованием для переработки и прочим оборудованием, (насосные станции и т.д.). Рост потребления также может быть в секторах общественного питания, производства услуг, малое предпринимательство и др. Для решения назревающих проблем, как и указывалось выше, необходимо развитие возможных электроэнергетических мощностей (строить новые и реконструировать существующие мощности, вхождение на региональные рынки электроэнергии).

Для более надёжной энергетической безопасности Кыргызстана в будущем следует продолжить строительство Нарынского каскада и создать благоприятную среду для развития электроэнергетики основанной на альтернативных источниках энергии. Но даже при успешной реализации проектов по развитию энергетического потенциала республики проблема нехватки электроэнергии не будет решена в ближайшие несколько лет. Проблемная базовая отрасль тормозит развитие экономики и ставит под угрозу системы жизнеобеспечения граждан и самого государства в целом [8.].

В среднесрочном периоде потребуются инвестиции на реабилитацию существующих генерирующих мощностей. Приоритетными объектами рассматриваются Бишкекская ТЭЦ-1, Учкурганская ГЭС и Ат-Башинская ГЭС. В долгосрочном плане привлечение инвестиций необходимо для увеличения производства электроэнергии, которую возможно получить от Камбаратинских ГЭС-1 и 2 суммарной мощностью 360 МВт. Проектная стоимость этих ГЭС приблизительно оценивается до 3 млрд. долларов США. Важным преимуществом проектов является их независимость от ограничений водопусков в зимнее время, так как вода, сбрасываемая со

станций, будет накапливаться в Токтогульском водохранилище с последующим использованием.

Другой проект, который необходимо строить — это каскад Верхне-Нарынских ГЭС с суммарной мощностью 380 МВт, а также Алабукинская ГЭС мощностью 600 МВт, проектная стоимость которых может оцениваться в 1 млрд. долларов США. Строительство системообразующих магистральных линий электропередач напряжением 220-500 кВТ и реконструкция системных подстанций также требуют инвестиций. В случае привлечения инвестиций требует внимания и осуществление реконструкции передающих и распределительных сетей с одновременным строительством новых.

Основными проблемами гидроэнергетического сектора выступают: амортизация, модернизация и самое важное финансирование существующих проектов. Кыргызстан имеет доступ к ресурсам, но в вопросах использования их возникают проблемы. Вследствие чего возникают проблемы водопользования с Узбекистаном, приводящие к проблемам двусторонних отношений. В случае выстраивания конструктивного диалога с соседями и решения поставленных целей в строительстве новых гидроэнергетических станций на реке Нарын и их осуществление, ставит Кыргызстан в позицию государства способного удовлетворять внутренние потребности с возможностью экспорта и получения дохода в валюте для осуществления внутренних социальных проектов страны. Однако нельзя забывать и том, что строительство и эксплуатация гидроэлектростанций несёт в себе и экологические вопросы. Одним из главнейших инструментов управления водными ресурсами являются водохранилища, которые изменяют естественный гидрологический режим водотоков, что отражается на качестве воды. И если для равнинных водохранилищ наиболее характерно их отрицательное воздействие на большинство потребительских показателей воды, то для горных диапазонов подобное воздействие немного шире, а оценки более разносторонние. В горных водохранилищах происходит

оттаивание и осветление воды от механической взвеси, что сказывается положительно при сооружении на таком водохранилище хозяйственно-питьевого водозабора (например, Папанское) и отрицательно - на качестве поливной воды, поскольку речная взвесь является удобрением для растений.

Строительство водохранилищ, обеспечивающих сезонное многолетнее (Токтогульское) регулирование стока, неизбежно сопровождается изменениями химического состава воды. Изменение состава воды обуславливается, в первую очередь, испарением с поверхности водоёмов, переработкой берегов и связанных с ней выносом минеральных солей, интенсификацией биохимических процессов вследствие изменения гидрологического режима, ростом загрязнения среды в результате хозяйственного освоения чаши водохранилища и его береговой зоны.

За последние годы в Кыргызстане произошло резкое сокращение промышленного производства, что привело к изменениям существующего баланса техногенных компонентов. Большинство этих изменений можно отнести к короткопериодным: Загрязнение питьевой воды и Загрязнение природных вод сбросами.

Учитывая вышеперечисленные исторические аспекты развития гидроэнергетической отрасли Кыргызстана, а также проблемные зоны электроэнергетической отрасли, по нашему мнению, совершенно очевидно, что страна, обладающая таким гидроэнергетическим потенциалом, не может позволить себе относиться к ним невнимательно. Для удовлетворения нужд электропотребления требуется активная поступательная работа по устранению вышеобозначенных проблем. Особое внимание необходимо уделить привлечению средств, грантов и инвестиций.

Одним из основных документов, устанавливающим стратегическую базу для устойчивого развития энергетики в стране, служит Стратегия развития топливно-энергетического комплекса до 2025 года (НЭП).

Стратегические ориентиры развития ТЭК:

- Энергосбережение и достижение энергоэффективности экономики;

- Диверсификация структуры ТЭБ за счёт:
  - дальнейшего сооружения каскада ГЭС;
  - развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ);
  - усиление геологоразведочных работ на нефть, газ, уголь;
  - разработка новых источников энергии;

Национальная энергетическая программа Кыргызской Республики – это ключевой политический документ, определяющий цели, задачи и основные направления среднесрочной и долгосрочной энергетической политики государства, и устанавливает механизмы её реализации. Главным приоритетом энергетической стратегии Кыргызской Республики является рациональное и эффективное использование природных топливно-энергетических ресурсов, имеющегося технического, научного и кадрового потенциала для укрепления энергетической независимости и безопасности страны, устойчивого развития экономики и повышения качества жизни населения.

Стратегия развития топливно-энергетического комплекса до 2025 года обеспечивает достаточно прочную основу для дальнейшей деятельности. Долгосрочное видение, чётко определённые целевые результаты могут осуществлять координирование краткосрочных стратегий и планов действий. Такие стратегии и планы должны включать в себя эффективную оценку, контроль и проверку и должны своевременно пересматриваться, чтобы обеспечивать последовательную реализацию и достижение долгосрочных целей. Однако с момента принятия НЭП не наблюдается заметного успеха в достижении большинства вышеуказанных целей. Хотя некоторый прогресс имеется. За это время многие вызовы остались нерешёнными и до настоящего времени негативно влияют на развитие энергетического сектора страны. За последние пять-десять лет на основе НЭП были разработаны и приняты ряд программ и стратегий развития топливно-энергетического

комплекса. Долгосрочное видение и чётко определенные целевые результаты, например, к 2040 г. или 2050 г., помогут осуществлять координирование краткосрочных стратегий и планов действий. Такие стратегии и планы должны включать в себя эффективную оценку, контроль и проверку и должны своевременно пересматриваться, чтобы обеспечивать последовательную реализацию и достижение долгосрочных целей. В целом, эффективной реализации принятых законов и стратегий препятствует отсутствие политических реформ и слабое управление.

Особенно проблематичным является отсутствие прогресса в реализации тарифных реформ, направленных на достижение полного возмещения затрат благодаря тарифам, которые отражают затраты. В связи с этим электроэнергетические компании уже длительное время страдают от серьёзного дефицита средств. Они не имеют возможности совершать инвестиции для поддержания существующих активов в надлежащем состоянии. Этот фактор, наряду с относительно неконтролируемым ростом спроса на электроэнергию, а также потребительскими тарифами, основанными на субсидиях, отрицательно сказывается на надёжности системы и способности энергетических предприятий подключать новых потребителей.

Приведённый выше обзор показал, что Кыргызская Республика достаточно обеспечена законодательной и нормативно-правовой базой для успешного развития топливно-энергетического комплекса. Однако реализация принятых законов, стратегий, программ и других правительственных документов осуществляется в недостаточной мере, к тому же некоторые законы и программы требуют доработок соответствующих государственных органов.

## **ГЛАВА III. КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ**

### **3.1. Корреляционный-регрессионный анализ факторов и модель прогноза производства электроэнергии**

В качестве объекта исследований послужил процесс выработки электроэнергии Уч-Курганской ГЭС за 2012-2022 гг.

За анализируемый период в зависимости от тренда можно на основе регрессионного анализа определить общий уровень выработки электроэнергии (млн. кВт·ч).

Исходя из энергетического и гидрологического баланса можно определить коэффициент составляющей электроэнергии и расхода воды в распределительных элементах водно-энергетического комплекса Уч-Курганской ГЭС. Что касается среднего расхода в реке Нарын за исследуемый период, он имеет изменчивый характер, где максимальное значение приходится в 2016 году (198 м<sup>3</sup>/с), а минимальное значение наблюдалось в 2021-2022 годах (140 м<sup>3</sup>/с) [112, с. 13].

Далее с помощью пакетов программ Excell можно определить экспоненциальное уравнение с определёнными коэффициентами при неизвестных в виды времени, в зависимости от их степеней. Определённо можно отметить, что среднегодовой расход воды реки Нарын имеет Отрицательный тренд. То есть за этот период наблюдалось уменьшение расхода воды на реке Нарын.

Таким образом, основой для регрессионного анализа могут служить такие значения доли выработки электроэнергии ГЭС Уч-Курганской ГЭС за 2012-2022 годы ( млн. кВт·ч) и Среднегодовой расход воды через турбины каскада Уч-Курганской ГЭС.

Для проведения корреляционного анализа нам необходимы данные по экономическим факторам (например, спрос, операционные затраты, рыночные цены).

Произведём подход к корреляционному анализу (2012-2022 гг.):

Для анализа мы создаём следующие переменные в дополнение к существующим (Y, X1, X2, X3):

X4: Спрос на электроэнергию (МВт·ч)

X5: Эксплуатационные расходы и затраты на техническое обслуживание (млн. сом)

X6: Цены на электроэнергию на рынке (сом/ МВт·ч).

**Таблица 1 - Выработка электроэнергии (Y, млн. кВт·ч) при различных факторах X**

Год	Y (производство электроэнергии, млн. кВт·ч)	X1 (расход воды, м³/с)	X2 (потребление воды, м³/с)	X3 (тарифы на электроэнергию, сом)	X4 (спрос, МВт·ч)	X5 (эксплуатационные расходы, млн сом)	X6 (рыночные цены, сом/МВт·ч)
2012	714.4	555	184	0.88	750	12	1.0
2013	411.1	540	177	0.91	700	11	1.2
2014	617.6	808	179	0.97	770	14	1.5
2015	590.9	787	163	1.04	730	13	1.7
2016	776.6	809	198	1.11	800	15	1.9
2017	567.3	915	188	1.11	780	16	2.0
2018	810.2	506	187	1.15	850	17	2.2
2019	362.4	776	183	1.16	720	14	1.8
2020	472.1	655	181	1.18	690	13	1.7
2021	591.9	429	140	1.25	740	12	1.6
2022	433.7	638	140	1.40	710	11	1.5

Для того чтобы подробно проанализировать данные, произведём шаги по расчёту средних, стандартных отклонений и коэффициентов корреляции на основе предоставленных данных из таблицы 1.

Формула для среднего значения имеет вид:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n}$$

\* Среднее значение рассчитывается для каждой переменной (Y, X1, X2, X3, X4, X5, X6) путём деления суммы значений на количество наблюдений.

Расчёт для Y:

$$Y = \frac{714.4 + 411.1 + 617.6 + 590.9 + 776.6 + 567.3 + 810.2 + 362.4 + 472.1 + 591.9 + 433.7}{11} = \frac{6347.2}{11} = 577.93$$

Результаты (средние значения):

Переменная	Среднее значение (X)
Y	577.93
X1	681.18
X2	173.36
X3	1.07
X4	744.55
X5	13.36
X6	1.68

Далее более подробно проинтерпретируем результаты расчётов, затем проведём дополнительный анализ.

### 1. Средние значения.

Производство электроэнергии (Y): Среднее значение производства электроэнергии за период с 2012 по 2022 год составляет 577,93 млн кВт-ч.

Расход воды (X1): Средний расход воды в м<sup>3</sup>/с за период составляет 681,18 м<sup>3</sup>/с. Высокое значение, которое указывает на то, что расход воды в среднем был относительно постоянным, но, тем не менее, наблюдались определенные колебания в 2017 году (с пиком 915 м<sup>3</sup>/с) и в другие годы.

Водопотребление (X2): Среднее значение водопотребления составляет 173,36 м<sup>3</sup>/с — это средний объем воды, пропущенный через турбины ГЭС.

Тарифы на электроэнергию (X3): Средняя цена на электроэнергию составляет 1,07 сом, что свидетельствует об умеренном росте цен за рассматриваемый период, особенно в 2022 году с пиком в 1,4 сом.

Спрос (X4): Средний спрос на электроэнергию составляет 744,55 МВт-ч. Наблюдаются некоторые колебания, но в период с 2012 по 2022 год спрос оставался относительно стабильным с пиком в 850 МВт-ч в 2018 году.

Эксплуатационные расходы (X5): Среднее значение операционных затрат составляет 13,36 млн сом. Здесь также наблюдаются определенные колебания, причём операционные расходы выше в годы с более высоким уровнем производства и спроса.

Рыночные цены (X6): Средняя рыночная цена на электроэнергию составляет 1,68 сом/МВт-ч, отражая общую линию ценового тренда на электроэнергию, особенно в последние годы с более высокими значениями.

**2. Расчёт стандартного отклонения ( $\sigma$ ).** Формула для стандартного отклонения имеет вид:

$$\sigma_X = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n - 1}}$$

Пошаговый расчёт для Y (в качестве примера): 1. Вычисление разности:  $X_i - \bar{X}$ ; 2. Возведение в квадрат:  $(X_i - \bar{X})^2$ ; 3. Суммирование:  $\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2$ ; 4. Деление и извлечение из корня.

Разница между каждым значением и средним значением возводится в квадрат, суммируется и делится на  $n-1$ . Затем берётся квадратный корень.

$$Y : \sigma_Y = \sqrt{\frac{\sum (X_i - \bar{Y})^2}{n - 1}}$$

$$\sigma_Y = \sqrt{\frac{(714.4 - 577.93)^2 + \dots + (433.7 - 577.93)^2}{10}}$$

Результат:  $\sigma_Y \approx 144.69$

Переменная	Стандартное отклонение ( $\sigma$ )
Y	144,69
X1	150,93
X2	17,58
X3	0,17
X4	51,04
X5	2,00
X6	0,37

Стандартные отклонения показывают, насколько сильно отдельные значения переменной отклоняются от среднего значения.

Производство электроэнергии (Y): При стандартном отклонении 144,69 производство электроэнергии демонстрирует относительно высокую вариативность, что указывает на различные уровни производства, обусловленные наличием воды и спросом на неё. Например, 2016 год демонстрирует высокий уровень производства (776,6), в то время как 2019 год значительно ниже (362,4).

Расход воды (X1): Стандартное отклонение для расхода воды составляет 150,93 м<sup>3</sup>/с, что указывает на колебания расхода воды в разные годы. Эти колебания оказывают непосредственное влияние на производство энергии.

Потребление воды (X2): При стандартном отклонении в 17,58 м<sup>3</sup>/с мы видим умеренные колебания в потреблении воды.

Тарифы на электроэнергию (X3): Стандартное отклонение составляет всего 0,17, что указывает на относительную стабильность тарифов.

Спрос (X4): При стандартном отклонении 51,04 МВт-ч спрос также относительно стабилен на протяжении многих лет, но есть явные пики, например, в 2018 году с более высоким спросом.

Эксплуатационные расходы (X5): Стандартное отклонение в 2,00 млн сом показывает, что операционные затраты оказывают умеренное влияние на общую рентабельность производства энергии.

Рыночные цены (X6): При стандартном отклонении в 0,37 сом/МВт-ч колебания цен умеренные, что отчасти свидетельствует о стабильности рынка.

**3. Расчёт парных коэффициентов корреляции (r).** Формула для корреляции между двумя переменными X и Y:

$$r_{XY} = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}}$$

Пошаговый расчёт (для  $Y$  и  $X1$ ): 1. Различия  $X_i - X$  и  $Y_i - Y$  рассчитать; 2. Продукция  $(X_i - X)$   $(Y_i - Y)$  суммируются; 3. Квадратные суммы  $\sum(X_i - X)^2$  и  $\sum(Y_i - Y)^2$  вычисляются. Подставив значения в формулу, получаем:  $r_{Y, X1} \approx -0.087$

Эта формула измеряет силу и направление линейной зависимости между двумя переменными.

Корреляционная матрица (извлечение):

	Y	X1	X2	X3	X4	X5	X6
Y	1.00	-0.087	0.364	-0.237	0.847	0.546	0.270
X1	-0.087	1.00	0.427	-0.86	0.085	0.413	0.339

Корреляционная матрица показывает, насколько сильно переменные связаны друг с другом. Несколько важных взаимосвязей:

Производство электроэнергии ( $Y$ ) и спрос ( $X4$ ): Корреляция 0,847 показывает очень сильную положительную связь. Это означает, что увеличение спроса на электроэнергию напрямую ведёт к увеличению её производства. Эта корреляция имеет смысл, поскольку производство обычно также увеличивается при росте спроса на электроэнергию при условии наличия достаточного количества воды.

Производство электроэнергии ( $Y$ ) и потребление воды ( $X2$ ): Корреляция в 0,364 показывает умеренную положительную связь. Это означает, что более высокое потребление воды турбинами приводит к увеличению производства электроэнергии, так как для выработки электроэнергии используется больше воды.

Производство электроэнергии ( $Y$ ) и расход воды ( $X1$ ): Очень слабая отрицательная корреляция -0,087 показывает, что расход воды не сильно связан с производством электроэнергии. Это может указывать на то, что поток воды не всегда вносит одинаковый вклад в производство электроэнергии, которое зависит от других факторов.

Эксплуатационные расходы ( $X5$ ) и рыночные цены ( $X6$ ): Корреляция в 0,837 показывает сильную положительную связь. Если рыночные цены

растут, то растут и эксплуатационные расходы, что говорит о том, что рост цен на энергоносители может привести к росту производственных затрат.

**4. Расчёт коэффициентов регрессии.** Следующие шаги необходимы для проведения детального регрессионного анализа, который анализирует, насколько хорошо независимые переменные, такие как потребление воды ( $X_2$ ), расход воды ( $X_1$ ), спрос ( $X_4$ ) и рыночные цены ( $X_6$ ), предсказывают производство электроэнергии ( $Y$ ), и в то же время учитывают возможную мультиколлинеарность. Мы используем метод обыкновенных наименьших квадратов (OLS) для анализа взаимосвязи между зависимой переменной (производство электроэнергии,  $Y$ ) и независимыми переменными (потребление воды, расход воды, спрос и рыночные цены).

Модель выглядит следующим образом:

Общее уравнение линейной регрессии имеет вид

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \beta_3 X_3 + \beta_4 X_4 + \epsilon$$

Где находятся:

$Y$  = производство электроэнергии (зависимая переменная)

$X_1$  = расход воды ( $\text{м}^3/\text{с}$ )

$X_2$  = потребление воды ( $\text{м}^3/\text{с}$ )

$X_3$  = Тарифы на электроэнергию (сом)

$X_4$  = Спрос (МВт-ч)

$\epsilon$  = термин ошибки

Коэффициенты  $\beta$  рассчитываются следующим образом:

$$\beta = (X^T X)^{-1} X^T Y$$

$\beta$  (т. е. наклоны независимых переменных) рассчитываются методом наименьших квадратов. Результат покажет нам, насколько сильно каждая переменная влияет на производство электроэнергии и является ли это влияние значимым.

Здесь используется метод наименьших квадратов (OLS).

## **5. Расчёты на основе предоставленных данных**

- Средние значения ( $X$ )

- Стандартные отклонения ( $\sigma$ )
- Корреляции ( $r$ )

Значение  $R^2$ : значение  $R^2$  показывает, насколько хорошо независимые переменные объясняют зависимую переменную. Высокое значение ( $> 0,8$ ) указывает на то, что модель хорошо подходит.

р-значения: р-значения коэффициентов регрессии показывают, являются ли переменные значимыми. Значение р-value меньше 0,05 означает, что влияние переменных значимо.

Коэффициенты (бета-значения): Показывают, насколько сильно каждая независимая переменная влияет на зависимую переменную. Положительное значение означает положительное влияние, отрицательное - отрицательное.

Результаты (интерпретация): Если р-значение для  $X_1$  (расход воды) высокое (например,  $>0,05$ ), это означает, что расход воды не оказывает существенного влияния на производство электроэнергии. Если р-значение для  $X_4$  (спрос) низкое (например,  $<0,05$ ), это означает, что спрос оказывает значительное влияние на производство электроэнергии.

Мультиколлинеарность: если значение VIF для переменной очень велико (например,  $>10$ ), следует рассмотреть возможность удаления этой переменной из модели, чтобы избежать смещения оценок регрессии.

Этапы корреляционного анализа: подготовка данных, вычисление средних и стандартных отклонений для всех переменных.

Корреляционная матрица: Вычисление парных коэффициентов корреляции  $r$  - для всех переменных.

Интерпретация корреляций:

Сильная корреляция ( $|r| > 0,7$ ): Высокая зависимость.

Умеренная корреляция ( $0,3 \leq |r| \leq 0,7$ ): Умеренная зависимость.

Слабая корреляция ( $|r| < 0,3$ ): Низкая корреляция.

Далее произведём расчёты.

Год	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Y	714,4	411,1	617,6	590,9	776,6	567,3	810,2	362,4	472,1	597,9	433,7
X1	555	540	808	787	809	915	506	776	655	429	638

X2	184	177	179	163	198	188	187	183	181	140	140
X3	0,88	0,91	0,97	1,04	1,11	1,11	1,15	1,16	1,18	1,25	1,40
X4	750	700	770	730	800	780	850	720	690	740	710
X5	12	11	14	13	15	16	17	14	13	12	11
X6	1,0	1,2	1,5	1,7	1,9	2,0	2,2	1,8	1,7	1,6	1,5

Рассчитанная корреляционная матрица показывает связь между переменными данными (2012-2022 гг.).

Приведём основные наблюдения и аналитические выкладки:

**Таблица 3.2 - Основные наблюдения и аналитические выкладки.**

**Факторы модели**

	Y	X1	X2	X3	X4	X5	X6
Y	1.000000	-0.087353	0.364352	-0.236766	0.846942	0.545788	0.269858
X1	-0.087353	1.000000	0.427153	-0.085978	0.084737	0.413492	0.339308
X2	0.364352	0.427153	1.000000	-0.552239	0.450084	0.637748	0.265288
X3	-0.236766	-0.085978	-0.552239	1.000000	-0.084719	0.000914	0.458009
X4	0.846942	0.084737	0.450084	-0.084719	1.000000	0.822635	0.579015
X5	0.545788	0.413492	0.637748	0.000914	0.822635	1.000000	0.836581
X6	0.269858	0.339308	0.265288	0.458009	0.579015	0.836581	1.000000

Рассчитанная корреляционная матрица показывает связь между переменными данными (2012-2022 гг.).

Приведём наиболее важные наблюдения и аналитические выкладки:

**Таблица 3.3. - Корреляционная матрица (выдержка):**

Пары переменных	Коэффициент корреляции <i>r</i>	Интерпретация
Y и X4 (производство электроэнергии и спрос)	0,847	Очень сильная положительная корреляция: рост спроса напрямую увеличивает производство электроэнергии.
Y и X5 (производство электроэнергии и операционные расходы)	0,546	Умеренная положительная корреляция: более высокие операционные расходы коррелируют с более высоким производством электроэнергии. Это может быть связано с более интенсивной эксплуатацией.

Y и X6 (производство электроэнергии и рыночные цены)	0,270	Слабая положительная корреляция: рыночные цены оказывают лишь незначительное влияние на производство.
X1 и X2 (расход воды и водопотребление)	0,427	Умеренная положительная корреляция: логично, так как больший расход позволяет потреблять больше воды.
X2 и X5 (водопотребление и эксплуатационные расходы)	0,638	Умеренная положительная корреляция: более высокое водопотребление связано с более высокими эксплуатационными расходами.
X5 и X6 (операционные затраты и рыночные цены)	0,837	Очень сильная положительная корреляция: рост рыночных цен часто сопровождается ростом операционных затрат.

Анализ наиболее важных взаимосвязей:

Спрос (X4) как ключевой фактор: Очень высокая корреляция между производством электроэнергии (Y) и спросом (X4) подтверждает, что спрос является одним из основных факторов производства электроэнергии. Эта переменная должна быть включена в регрессионные модели для улучшения прогнозов.

Эксплуатационные расходы (X5): Умеренная корреляция с производством электроэнергии (Y) может указывать на то, что более интенсивное использование станции (например, в периоды пиковой нагрузки) приводит к увеличению затрат. В то же время эксплуатационные расходы сильно коррелируют с рыночными ценами, что свидетельствует о корректировке рынка.

Рыночные цены (X6): Слабая корреляция между рыночными ценами и производством может указывать на то, что производство электроэнергии не реагирует напрямую на изменение цен, поскольку гидроэнергетика часто имеет фиксированные производственные схемы.

Корреляция между водными факторами (X1, X2) и производством (Y): Умеренная корреляция между потреблением воды (X2) и производством электроэнергии (Y) имеет смысл, поскольку больший расход воды способствует производству энергии. Слабая корреляция с расходом воды (X1) указывает на то, что в производстве преобладают другие факторы.

**Рекомендации:** Данный анализ показывает, что такие переменные, как спрос (X4), операционные затраты (X5) и рыночные цены (X6), оказывают значительное влияние на производство электроэнергии.

Далее рассмотрим эти факторы в многофакторном регрессионном анализе, чтобы улучшить прогнозирование и оптимизацию производства.

Определим независимые переменные (X) и зависимую переменную (Y)

X = df «X1», «X2», «X3», «X4», «X5», «X6».

Y = df[«Y»]

Результаты OLS-регрессии

Деп. переменная: Y R-квадрат: 0.812

Модель: OLS регресси. R-квадрат: 0.530

Метод: наименьших квадратов F-статистика: 2,876

F-статистика: 0.163

Лог-вероятность: -60.900

Количество наблюдений: 11 AIC: 135.8

Остатки Df: 4 BIC: 138.6

Df модели: 6

Тип ковариации: неробастная

	Коэффициент	Среднее квадратичное отклонение	t-статистика	P-значение	[0.025	0.975]
Переменная	-1819.1608	1177.584	-1.545	0.197	-5088.658	1450.337
X1	-0.0283	0.270	-0.105	0.921	-0.778	0.721
X2	1.2148	3.627	0.335	0.755	-8.856	11.285
X3	-112.2864	429.899	-0.261	0.807	-1305.878	1081.305

X4	3.9234	1.702	2.305	0.083	-0.803	8.650
X5	-53.4219	91.323	-0.585	0.590	-306.976	200.132
X6	65.1913	360.647	0.181	0.865	-936.125	1066.507
Omnibus:		0.536		Дурбин-Уотсон:		2.243
Prob(Omnibus):		0.765		Jarque-Bera (JB):		0.522
Переко́с:		-0.073		Prob(JB):		0.770
Курто́зис:		1,943		Конд.		4.03e+04

*Примечания:*

[1] Стандартные ошибки предполагают, что ковариационная матрица ошибок задана правильно.

[2] Условное число велико -  $4,03e+04$ . Это может указывать на наличие

*сильной мультиколлинеарности или других численных проблемах.*

Проведённый регрессионный анализ даёт следующие результаты:

Зависимая переменная (Y): Производство электроэнергии (млн. кВтч)

Независимые переменные:

X1: Расход воды (м<sup>3</sup>/с)

X2: Потребление воды (м<sup>3</sup>/с)

X3: Тарифы на электроэнергию (сом)

X4: Спрос (МВтч)

X5: Эксплуатационные расходы (млн.сом)

X6: Рыночные цены (сом/МВтч)

R<sup>2</sup> (коэффициент детерминации): 0,812

Интерпретация: 81,2 % изменчивости производства электроэнергии объясняется независимыми переменными.

Прилагательное R<sup>2</sup>: 0,530

Это указывает на то, что некоторые переменные могут вносить меньший вклад в объяснение.

F-статистика: 2,876

p-значение (F-статистика): 0,163

Это показывает, что модель в целом не является статистически значимой (на уровне 5 %).

**Таблица 3.4 - Расчётные значения коэффициентов**

Переменная	Коэффициент переменной ( $\beta$ )	Стандартная ошибка	t-статистика	p-значение	Интерпретация
Постоянная	-1819.16	1177.58	-1.545	0.197	Отрицательный базовый эффект, но не значительный.
X1 (расход воды)	-0,0283	0,270	-0,105	0,921	Влияние не значительно.
X2 (потребление воды)	1,2148	3,627	0,335	0,755	Влияние не значимо.
X3 (тарифы на электроэнергию)	-112,29	429,90	-0,261	0,807	Влияние не значимо.
X4 (спрос)	3,9234	1,702	2,305	0,083	Положительное влияние, умеренно значимое ( $p < 0,1$ ).
X5 (операционные затраты)	-53,42	91,32	-0,585	0,590	Влияние не значимо.
X6 (рыночные цены)	65,19	360,65	0,181	0,865	Влияние не значимо.

Основные наблюдения

Спрос (X4): Эта переменная оказывает наибольшее влияние на производство электроэнергии с положительным коэффициентом (3,92) и умеренно значимым p-значением ( $p = 0,083$ ). Повышение спроса увеличивает производство электроэнергии.

Другие переменные (X1, X2, X3, X5, X6): Влияние других переменных не является статистически значимым. В частности, расход воды (X1) и водопотребление (X2) оказывают лишь незначительное влияние на производство электроэнергии в модели.

Мультиколлинеарность: Высокий индекс условий ( $4,03e+04$ ) указывает на возможную мультиколлинеарность, которая может привести к

неустойчивым оценкам. Это может указывать на то, что некоторые независимые переменные являются избыточными.

Модель объясняет значительную часть изменчивости производства электроэнергии ( $R^2 = 81,2 \%$ ), но только несколько переменных (особенно спрос) являются статистически значимыми.

Возможно, будет полезно удалить менее значимые переменные и провести сокращённую регрессию, чтобы минимизировать мультиколлинеарность и увеличить силу модели.

Чтобы провести анализ дополнительных переменных, будем следовать двум подходам:

- Тест на мультиколлинеарность: исследование наличия сильных зависимостей между независимыми переменными, которые могут повлиять на модель. Это делается путём расчёта коэффициента инфляции дисперсии (VIF).

- Сокращённая модель: удалите переменные с низкой значимостью и проверьте, можно ли улучшить модель путём её упрощения.

Начнём с анализа мультиколлинеарности.

Анализ фактора инфляции дисперсии (VIF) показал следующие значения:

**Таблица 3.5- Анализ фактора инфляции дисперсии (VIF)**

Переменная	Значение VIF	Интерпретация
X1 (расход воды)	1,68	Мультиколлинеарность отсутствует (непроблематично).
X2 (потребление воды)	4,61	Умеренная мультиколлинеарность (потенциально проблематично).
X3 (тарифы на электроэнергию)	4,10	Умеренная мультиколлинеарность.
X4 (спрос)	6,40	Относительно высокая мультиколлинеарность.
X5 (операционные затраты)	31,15	Очень высокая мультиколлинеарность (критическая).
X6 (рыночные цены)	14,90	Высокая мультиколлинеарность

Интерпретация результатов: X5 (операционные затраты) и X6 (рыночные цены) имеют высокие значения VIF, что указывает на сильную зависимость от других переменных. Такие переменные могут существенно повлиять на устойчивость модели. X4 (спрос) демонстрирует умеренную или высокую мультиколлинеарность, но не должна быть сразу исключена из-за её важности в модели.

Теперь рассчитаем сокращённую модель без X5 и X6.

Ключевые показатели в регрессионном анализе:

1. Сравнение  $R^2$  и  $\text{adj. } R^2$ : Если  $R^2$  и  $\text{adj. } R^2$  остаются относительно высокими после удаления переменных, это указывает на то, что модель по-прежнему хороша, даже если были удалены лишние переменные. Сильное снижение может указывать на то, что удалённые переменные были очень важны для модели.

2. Значимость переменных: Если переменная имеет р-значение меньше 0,05, она является статистически значимой. Если р-значение больше, то влияние этой переменной на производство электроэнергии не является значимым. Высокий положительный коэффициент означает, что переменная вносит большой вклад в увеличение производства электроэнергии, а отрицательный коэффициент означает обратное.

3. Проверка F-статистики: Если F-статистика имеет р-значение меньше 0,05, это указывает на то, что модель в целом значима.

Мы рассчитали модель с переменными X1, X2, X4. Вы можете увидеть, что X4 (спрос) оказывает значительное влияние на Y ( $p\text{-value} < 0,05$ ) и что коэффициент X4 положителен. Это означает, что повышение спроса на электроэнергию ведёт к увеличению её производства.

Для наглядности построим графики прогноза выработки электроэнергии на Уч-Курганской ГЭС с помощью уравнения регрессии:

$$Y \text{ прогноз} = -1819,16 + (-0,0283 \cdot X1) + (1,2148 \cdot X2) + (-112,29 \cdot X3) + (3,9234 \cdot X4) +$$

$$(-53,42 \cdot X5) + (-65,19 \cdot X6)$$



**Рис. 3.1 - Прогноз выработки электроэнергии каскада Уч-Курганских ГЭС**

Таким образом, становится возможным планировать дальнейшие организационные вопросы, направленные на повышение эффективности выработки электроэнергии каскада Уч-Курганских ГЭС.

### Выводы

1. За анализируемый период в зависимости от тренда можно на основе регрессионного анализа определить общий уровень выработки электроэнергии.

2. Исходя из энергетического и гидрологического баланса, определён коэффициент составляющей электроэнергии и расхода воды в распределительных элементах водно-энергетического комплекса Уч-Курганской ГЭС. Что касается среднего расхода в реке за исследуемый период, то он имеет изменчивый характер.

Далее с помощью пакетов программ Excel можно определить экспоненциальное уравнение с определёнными коэффициентами при неизвестных в виде времени в зависимости от их степеней. Определённо можно отметить, что среднегодовой расход воды реки

Нарын имеет отрицательный тренд. То есть, за этот период наблюдалось уменьшение расхода воды на реке Нарын.

4. На основании анализа зависимости выработки электроэнергии в разрезе с 2012 по 2022 год получено регрессионное уравнение, позволяющее прогнозировать уровень обеспеченности населения электроэнергией от Уч-курганской ГЭС, с 2023 по 2033 годы.

Итак, в данных расчётах рассматривается тренд общего уровня выработки электроэнергии на основе регрессионного анализа в зависимости от анализируемого периода. Исходя из энергетического и гидрологического баланса, определён коэффициент составляющей электроэнергии и расхода воды в распределительных элементах водно-энергетического комплекса Уч-Курганской ГЭС.

**Далее проведём прогноз выработки электроэнергии на Шамалдысайской ГЭС.**

Шамалдысайская ГЭС является заключительной станцией Нижненарынского каскада стала. Её мощность выбрана таким образом, чтобы не только покрывать пики нагрузки, но и предельно утилизировать энергию водного потока, даже в летнее время. В сезонном разрезе ГЭС работает на зарегулированном стоке Токтогульского водохранилища, в пиковом режиме в зимнее время и в базисном или полубазисном - в летнее. Неравномерные суточные расходы ГЭС перерегулируются в равномерные в водохранилища Учкурганской ГЭС, являющиеся контррегулятором всего каскада. Кроме покрытия суточных графиков, на Шамалдысайскую ГЭС возлагаются функции аварийного резерва энергосистемы в размере 35 МВт, соответствующего аварийному попуску из Токтогульского водохранилища.

Основой для регрессионного анализа могут служить значения доли выработки электроэнергии ГЭС Шамалды-Сайская ГЭС за 2012-2022 годы ( млн. кВт·ч) и Среднегодовой расход воды через турбины Шамалды-Сайской ГЭС.

Таким образом, в качестве выходного параметра можно выбрать величину выработки электроэнергии (Y, млн. кВт·ч) при различных факторах X1, X2, X3, где: y - выработка электроэнергии, млн кВт·ч., x1 - среднегодовой приток воды в реке м<sup>3</sup>/с, x2 - среднегодовой расход воды в реке м<sup>3</sup>/с, x3 - стоимостный показатель электроэнергии при ежегодной корректировке на инфляцию, сом, X4 (спрос на электроэнергию в МВт·ч): На основе значений выработки электроэнергии (Y), так как спрос часто пропорционален производству, X5 (затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание в млн сомов): оценка на основе средних значений в энергетической отрасли, X6 (цены на электроэнергию в сомах/МВтч): Рост, сопоставимый с уровнем инфляции (на основе исторического развития в X3).

Множественный регрессионный анализ: анализ влияния всех независимых переменных на Y.

Для проведения процесса корреляционного анализа на начальном этапе приводится информация о переменных (табл. 3.6).

**Таблица 3.6 - Выработка электроэнергии (Y, млн. кВт·ч) при различных факторах X**

	Y	X1	X2	X3	X4	X5	X6
2012 г	739,4	776	560	0,88	847,2	15,64	0,90
2013 г	436,1	761	545	0,91	495,8	11,45	0,93
2014 г	642,6	1029	813	0,97	703,5	14,81	0,99
2015 г	615,9	1008	792	1,04	662,7	17,26	1,07
2016 г	801,6	1030	814	1,11	906,5	19,69	1,17
2017 г	592,3	1136	920	1,11	683,5	14,06	1,16
2018 г	835,2	727	511	1,15	891,5	23,39	1,20
2019 г	387,4	997	781	1,16	408,6	10,14	1,19
2020 г	497,1	876	660	1,18	519,0	10,82	1,21
2021 г	616,9	650	434	1,25	669,7	12,88	1,30
2022 г	458,7	859	643	1,4	525,5	11,96	1,45

Для определения результативного признака выработки многофакторной регрессионной модели предварительно необходимо отобрать факторные признаки в модели (табл. 3.7).

Для этого находим матрицу парных коэффициентов корреляции.

**Таблица 3.7 - Факторы модели**

	Год	Y	X1	X2	X3	X4	X5	X6
Год	1.000000	- 0.312825	- 0.158409	- 0.158409	0.968476	- 0.358617	- 0.260817	- 0.959313
Y	- 0.312825	1.000000	- 0.087353	- 0.087353	- 0.236766	0.990154	0.908784	- 0.189112
X1	- 0.158409	- 0.087353	1.000000	1.000000	- 0.085978	- 0.056436	- 0.025394	- 0.076191
X2	- 0.158409	- 0.087353	1.000000	1.000000	- 0.085978	- 0.056436	- 0.025394	- 0.076191
X3	0.968476	- 0.236766	- 0.085978	- 0.085978	1.000000	- 0.264486	- 0.155709	0.997758
X4	- 0.358617	0.990154	- 0.056436	- 0.056436	- 0.264486	1.000000	0.880305	- 0.214288
X5	- 0.260817	0.908784	- 0.025394	- 0.025394	- 0.155709	0.880305	1.000000	- 0.109404
X6	0.959313	- 0.189112	- 0.076191	- 0.076191	0.997758	- 0.214288	- 0.109404	1.000000

Ниже представлен обзор данных и рассчитанная матрица корреляции:

**Таблица 3.8- Корреляционная матрица**

	Год	Y	X1	X2	X3	X4	X5	X6
Год	1,00	-0,31	-0,16	-0,16	0,97	-0,36	-0,26	0,96
Y	-0,31	1,00	-0,09	-0,09	-,024	0,99	-0,91	-0,19
X1	-0,16	-0,09	1,00	1,00	-0,09	-0,06	-0,03	-0,08
X2	-0,16	-0,09	1,00	1,00	-0,09	-0,06	-0,03	-0,08
X3	0,97	-0,24	-0,09	-0,09	1,00	-0,26	-0,16	0,99
X4	-0,36	0,99	-0,06	-0,06	-0,26	1,00	0,88	-0,21
X5	-0,26	0,91	-0,03	-0,03	-0,16	0,88	1,00	-0,11
X6	0,96	-0,19	-0,08	-0,08	0,99	-0,21	-0,11	1,00

Значения в данной таблице показывают линейную зависимость между переменными. Сильная корреляция между Y и X4 (0,99) и Y и X5 (0,91) показывает, что эти переменные являются потенциально важными предикторами производства энергии.

Результаты регрессии OLS

Деп. переменная: Y R-квадрат: 0.990

Модель: OLS Adj. R-квадрат: 0.981

Метод: наименьших квадратов F-статистика: 104,2

(F-статистика): 4.73e-05

Лог-вероятность: -44.478

Количество наблюдений: 11

AIC: 101.0

Остатки Df: 5

BIC: 103.3

Df модели: 5

Тип ковариации: неробастная

### Таблица 3.9 - Результаты расчёта многомерной регрессии

#### Независимые переменные

	Коэффициент	Стандартное отклонение	t-статистика	P-значение	[0.025	0.975]
Переменная	-0.0037	0.005	-0.698	0.516	-0.018	0.010
X1	-0.4129	0.567	-0.728	0.499	-1.872	1.046
X2	0.3966	0.593	0.669	0.533	-1.127	1.920
X3	1262.7280	1069.936	1.180	0.291	-1487.630	4013.086
X4	0.8076	0.098	8.210	0.000	0.555	1.060
X5	6.1976	3.413	1.816	0.129	-2.576	14.972
X6	-1156.6289	986.444	-1.173	0.294	-3692.365	1379.107

Омнибус: 2,058 Дурбин-Уотсон: 1,375

Prob(Omnibus): 0.357 Jarque-Bera (JB): 0.712

Перекокс: -0.622 Prob(JB): 0.701

Куртозис: 3,067 Конд. Нет. 3,88e+18

Примечания:

[1] Стандартные ошибки предполагают, что ковариационная матрица ошибок задана правильно.

[2] Наименьшее собственное значение равно 1,27e-30. Это может указывать на наличие сильных проблемах мультиколлинеарности или о том, что расчётная матрица сингулярна, 0.9904966133182652).

Множественный регрессионный анализ показывает влияние всех факторов (X1, X2, X3, X4, X5, X6) на производство энергии (Y).

Основные статистические показатели: R<sup>2</sup> (коэффициент детерминации): 0,990 - 99,0 % вариации Y объясняется независимыми переменными.

Скорректированный  $R^2$ : 0,981 - учитывает количество переменных в модели.  
F-статистика: 104,2 - показывает, что модель в целом значима ( $p = 4,73e-05$ ).

Уравнение регрессии

Расчётное уравнение имеет вид:

$$Y = -0.0037 + (-0.4129 \cdot X1) + (0.3966 \cdot X2) + (1262.728 \cdot X3) + (0.8076 \cdot X4) + (6.1976 \cdot X5) + (-1156.6289 \cdot X6)$$

Интерпретация коэффициентов: X4 (спрос на электроэнергию): С коэффициентом 0,8076, X4 показывает сильную и значительную положительную корреляцию с Y ( $p < 0,001$ ). X5 (затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание): Положительное влияние (6,1976), но статистически не значимое ( $p = 0,129$ ). X6 (цены на электроэнергию): Отрицательное влияние (-1156,63), также не значительное ( $p = 0,294$ ). X1 и X2 (расход воды): Низкое влияние, оба статистически не значимы. X3 (цена на электроэнергию с поправкой на инфляцию): Большое положительное влияние (1262,73), но не значительное ( $p = 0,291$ ).

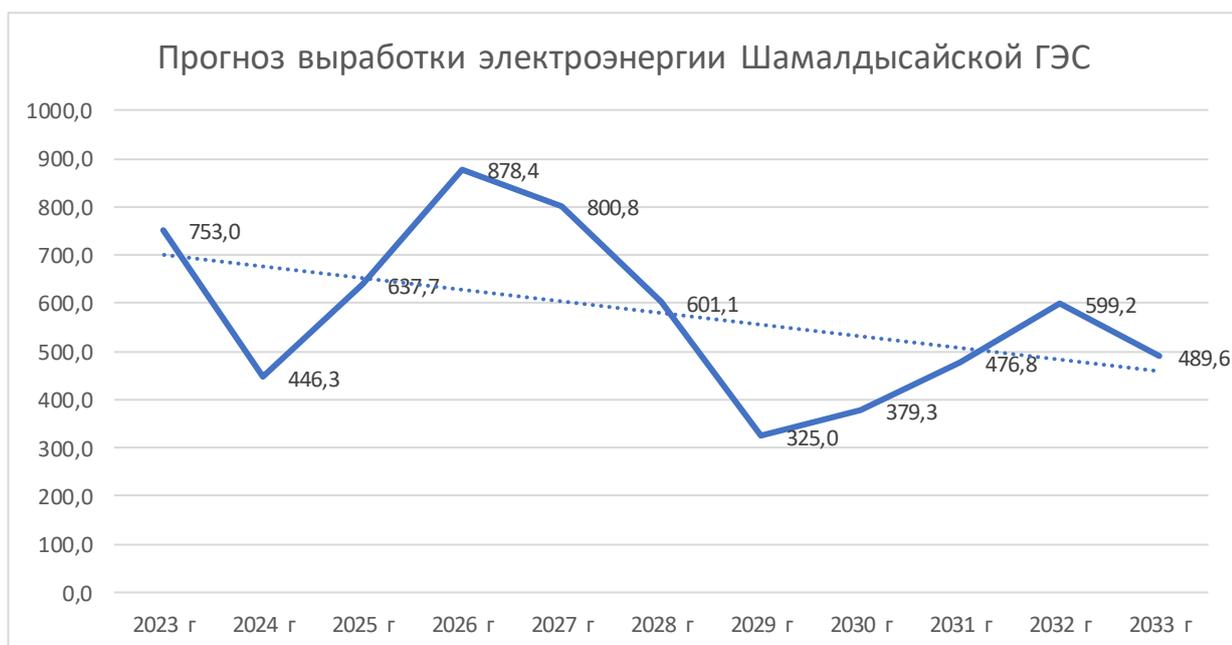
Проблемы и примечания.

Мультиколлинеарность: Очень маленькое собственное значение ( $1,27e-30$ ) указывает на возможные проблемы мультиколлинеарности. Некоторые переменные могут быть избыточными.

Значимость переменных: Только X4 является значимой ( $p < 0,001$ ), что указывает на доминирующее значение спроса на электроэнергию.

Для наглядности построим графики прогноза выработки электроэнергии на Шамалдысайской ГЭС с помощью уравнения регрессии:

$$Y_{\text{прогноз}} = -0.0037 + (-0.4129 \cdot X1) + (0.3966 \cdot X2) + (1262.728 \cdot X3) + (0.8076 \cdot X4) + (6.1976 \cdot X5) + (-1156.6289 \cdot X6)$$



**Рис. 3.2. Прогноз выработки электроэнергии Шамалды-Сайской ГЭС на 2023-2033 гг.**

Таким образом, становится возможным планировать дальнейшие организационные вопросы, направленные на повышение эффективности выработки электроэнергии Шамалды-Сайской ГЭС.

### **Выводы**

1. За анализируемый период в зависимости от тренда можно на основе регрессионного анализа определить общий уровень выработки электроэнергии.

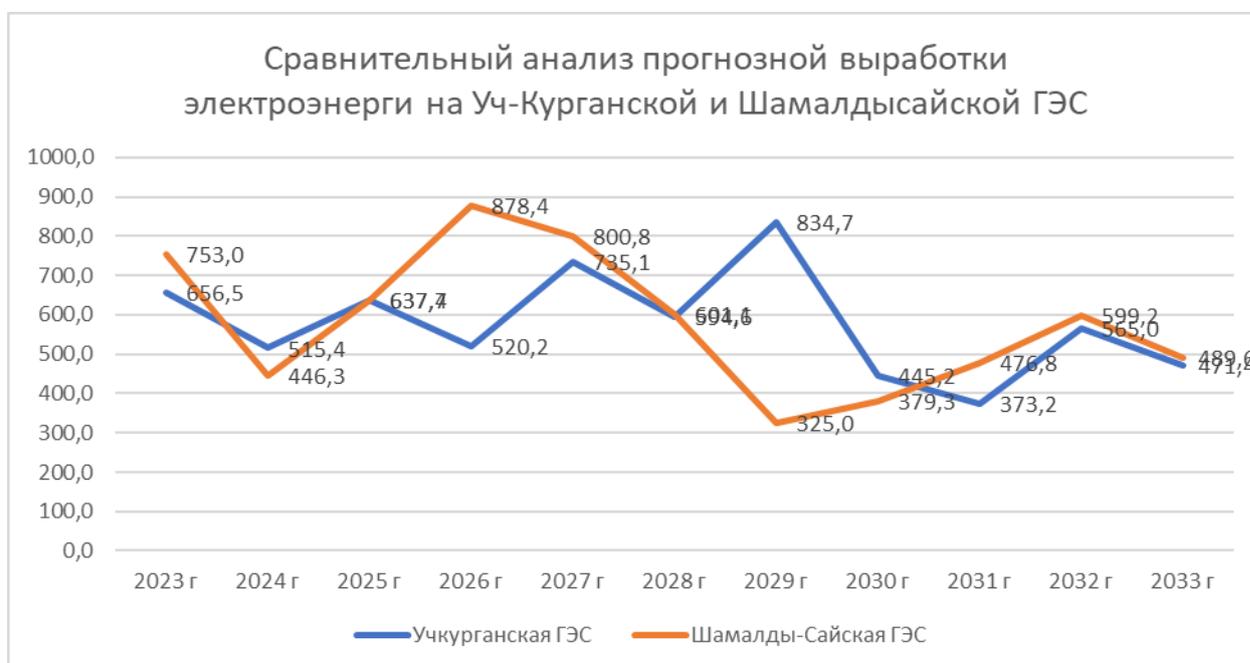
2. Исходя из энергетического и гидрологического баланса, определён коэффициент составляющей электроэнергии и расхода воды в распределительных элементах водно-энергетического комплекса Шамалды-Сайской ГЭС.

Далее с помощью пакетов программ Excell можно определить экспоненциальное уравнение с определёнными коэффициентами при неизвестных в виде времени в зависимости от их степеней. Определённо можно отметить, что среднегодовой расход воды реки Нарын имеет отрицательный тренд. То есть, за этот период наблюдалось уменьшение расхода воды на реке Нарын.

4. На основании анализа зависимости выработки электроэнергии в разрезе с 2012 по 2022 год получено регрессионное уравнение, позволяющее прогнозировать уровень обеспеченности населения электроэнергией Шамалды-Сайской ГЭС, с 2023 по 2033 годы.

Итак, в данных расчётах рассматривается тренд общего уровня выработки электроэнергии на основе регрессионного анализа в зависимости от анализируемого периода.

**Далее сравним прогнозную выработку электроэнергии на Уч-курганской и Шамалды-Сайской ГЭС на 2023 -2033 года.**



**Рис. 3.3. Сравнительный анализ прогнозной выработки электроэнергии Уч-Курганской и Шамалды-Сайской ГЭС на 2023-2033 гг.**

Результаты регрессионных исследований прогноза выработки электроэнергии на двух ГЭС по реке Нарын можно интерпретировать на общий каскад Нарынских ГЭС так как среднегодовой расход воды реки Нарын имеет отрицательный тренд. Уч-Курганская и Шамалды-Сайская ГЭС находятся на одной реке Нарын и на небольшом расстоянии друг от друга,

мы видим схожую динамику прогнозной выработки электроэнергии и в целом можно отметить, что с последующим обмелением водохранилищ выработка электроэнергии будет снижаться в целом по всему каскаду Нарынских ГЭС.

Поскольку величина годового стока рек меняется из года в год в широких пределах если рассматривать различные варианты развития энергосистемы необходимо в первую очередь с прогнозировать на среднесрочную перспективу развития энергосистемы государства с трёх позиции. Первая так называемый базовый вариант или реалистичный сценарий, второе оптимистический сценарий, и третье пессимистический сценарий.

### **3.2. Формирование и оценка инновационных стратегий управления энергетической системой**

Исследованиями установлено, что законодательная и нормативно-правовая база, регулирующая энергоэффективность и энергосбережение в Кыргызской Республике разработана в достаточной мере. Однако, многие основополагающие положения этих документов не были реализованы или внедрены в практику по разным причинам. В связи с этим, в КР имеются большие проблемы с энергоэффективностью и энергосбережением.

Для решения существующих проблем в период с 2020 по 2030 годы в Кыргызстане запланирована реализация следующих проектов: «Ввод в эксплуатацию второго агрегата Камбаратинской ГЭС-2» мощностью 120 МВт, 2020-2021 годы; «Реконструкция Ат-Башинской ГЭС» с увеличением мощности на 4 МВт, до 2021 года; «Реабилитация Токтогульской ГЭС» с заменой четырёх гидроагрегатов и повышением мощности на 240 МВт (повышение мощности будет происходить поэтапно: 2020 год – на 60 МВт, 2021 год – 60 МВт, 2022 год – 60 МВт, 2023 год – 60 МВт), при этом срок эксплуатации планируется продлить ещё на 40 лет; «Реконструкция

Учкурганской ГЭС с расширением мощности на 40 МВт», 2019-2024 годы; Строительство каскада Верхне-Нарынских ГЭС (№1, №2, №3 общей мощностью 180 МВт) и Ак-Булунской ГЭС – 200 МВт, 2019-2024 годы; Строительство Камбаратинской ГЭС-1 мощностью 1860 МВт, 2020-2030 годы; Строительство нескольких малых ГЭС до 2030 года общей мощностью до 157 МВт, в том числе первоочередные: Орто-Токойская, Ой-Алма, Сокулукская, Торткульская со сроками строительства 2019-2025 годы [112].

А также в перспективе развития электрических сетей планируются следующие мероприятия: В Джалал-Абадской области предусмотрено строительство ВЛ 220 кВ «Кристалл – Караван». Для обеспечения надёжности электроснабжения населения Иссык-Кульской области и разработки горнорудных месторождений «Сары-Джаз» в 2019-2021 годах планируется строительство линии электропередачи (ЛЭП) 220 кВ «Тамга – Каракол» протяжённостью 90 км с подстанцией 220/110/10 кВ. Для повышения пропускной способности и надёжности линий электропередачи по Чуйской области в перспективе планируется ВЛ 220 кВ протяжённостью 22 км с подстанцией «Учкун». По г. Бишкек предусматривается реконструкция и модернизация распределительных сетей с заменой устаревшего оборудования на новое, и замена старых кабельных сетей.

*В сети топливного снабжения страны намечено:* Устойчивое и надёжное обеспечение теплом и тепловой энергией в республике будет осуществлено, в первую очередь, за счёт развития угольной промышленности и газоснабжения. Развитие угольной промышленности предполагается за счёт технического перевооружения, модернизации существующих угольных предприятий и освоения новых месторождений. В соответствии с Генеральной схемой газоснабжения и газификации населённых пунктов увеличение поставок газа будет осуществляться за счёт импорта природного газа с 282 млн. куб. м в 2017 г. до 571 млн. куб. м в 2025 г., и 701 млн. куб. м в 2030 году, а также имеется возможность доведения поставки газа до 814,5 млн. куб. м к 2040 г.

Что касается увеличения доли энергии из возобновляемых источников (ВИЭ) в энергетическом балансе КР, то выполненная оценка потенциала малых рек выявила возможность сооружения ГЭС суммарной мощностью 333 МВт, с выработкой 1,7 млрд. кВт\*ч, из них на период 2017-2030 гг. технически возможно сооружение 42 малых ГЭС установленной мощностью 157 МВт с постепенным увеличением выработки до 774 млн. кВт\*ч, в том числе: по Чуйской области – 71,8 МВт, по Иссык-Кульской области – 7 МВт, по Таласской области – 1,6 МВт, по Ошской области – 6,2 МВт, по Нарынской области – 7,38 МВт, по Джалал-Абадской области – 33,5 МВт, по Баткенской области – 13 МВт.

Кроме этого, Кабинет Министров намерен предпринять следующие шаги:

- использование ВИЭ для страны должно стать приоритетом при решении социально-экономических проблем на селе;
- создать механизм практической реализации этих технологий;
- государству необходимо активно участвовать в привлечении финансовых средств для реализации проектов по ВИЭ, в том числе и инвестиций;
- необходимо формировать кадровую политику путем подготовки специалистов через ВУЗы и другие образовательные учреждения;
- государству принять разработанную программу по биогазу и способствовать практической реализации программы по переводу пансионатов, курортно-оздоровительных учреждений зоны Иссык-Куля на солнечные системы горячего водоснабжения;
- ввести в налоговый кодекс налоговые льготы для производителей оборудования и потребителей, использующих энергию ВИЭ.

Для полноценного развития электроэнергетическому сектору Кыргызстана необходимо применять инновационные стратегии, обеспечивающие постоянное совершенствование их деятельности.

Для достижения поставленных стратегических целей аналитическим путём был выделен ряд направлений, среди которых: увеличение доли рынка тепловой и электрической энергии; обновление основных производственных фондов; освоение смежных рынков (энергосберегающего оборудования, энергоремонт, техническое обслуживание); создание резервного (страхового) фонда (МТР, топлива, финансовых ресурсов); снижение (оптимизация) издержек производства. Далее, рассмотрим подробнее каждый из них.

1. Увеличение доли рынка тепловой и электрической энергии.

Мероприятия по реализации данного стратегического направления могут быть условно разделены на две составляющие:

– прирост доли рынка за счёт причин, не зависящих от энергетической компании. В качестве примера можно привести увеличение потребления электрической энергии вследствие роста общественного производства, увеличение потребления тепловой энергии за счёт понижения температуры наружного воздуха и прочие причины.

– прирост доли рынка за счёт причин, зависящих от энергетической компании. В качестве характерного примера можно привести создание благоприятных условий для интеграции энергетической компании с предприятиями других отраслей промышленности. Целью данного мероприятия является образование холдинговых структур для создания таких экономических условий, при которых промышленному потребителю выгодно отказаться от собственных энергетических установок и приобретать энергетические ресурсы исключительно у энергетической компании. Также в качестве мероприятий по увеличению доли рынка можно выделить создание дифференцированной тарифной политики (разный тариф на потреблённую энергию в дневное и ночное время и пр.); создание льготных условий для подключения к системе централизованного теплоснабжения (при этом потребитель отказывается от альтернативного источника энергетических ресурсов - газа) и прочее.

2. Обновление основных производственных фондов.

Ни для кого не секрет, что износ основных производственных фондов энергетических компаний достиг 60-70%. В создавшейся ситуации крайне необходима разработка научно обоснованной концепции обновления основных производственных фондов, причём на основе новейших научных взглядов с применением новейших отечественных и зарубежных образцов техники. Осуществление технического перевооружения ОПФ энергетических компаний возможно двумя способами: полной остановкой оборудования; с переносом нагрузки на другие тепловые электрические станции энергетической компании.

Первый способ возможен при наличии в энергетической системе достаточного объёма резервной мощности, способной компенсировать временное выбытие. В случае с котельными техническое переоснащение возможно в летнее время.

Учитывая высокую степень изношенности оборудования и огромную социальную ответственность, возложенную на энергетические компании мероприятия по техническому перевооружению основных производственных фондов, должны реализовываться в кратчайшие сроки, а учитывая крайнюю недостаточность собственных источников мероприятия должны осуществлять на инвестиционной основе. При этом кроме прямого инвестирования денежных средств в обновление энергетических компаний, возможны другие варианты. Например, инвестиционная схема, предусматривающая погашение кредита энергетической компанией за счёт льготного тарифа за поставленную тепловую и электрическую энергию. Создание холдинговых структур может ставить перед собой цели обновления энергооборудования. Перевооружение по схеме «построил – окупил затраты и норму прибыли – передал в собственность государства или энергетической компании». Возможны и другие варианты.

Реализация данного стратегического мероприятия должна рассматриваться в комплексе с мероприятием по снижению (оптимизации) издержек производства. Так как ввод нового объекта влечёт за собой

увеличение доли амортизационных отчислений в себестоимости продукции, а с учётом государственного регулирования тарифов — это может привести к временному снижению прибыли в краткосрочном периоде. Зато даст конкурентное преимущество и как следствие рост прибыли в долгосрочном периоде.

3. Освоение смежных рынков (энергосберегающего оборудования, энергоремонт, техническое обслуживание).

Переходя к рассмотрению данного стратегического мероприятия, хочется отметить, что в рамках одного энергетического компании возможно создание ряда предприятий (не только основного вида деятельности), которые имеют различные направления своей деятельности.

*К основным видам деятельности следует отнести:* генерация тепловой и электрической энергии; передача электрической энергии; передача тепловой энергии; сбыт энергии.

*К вспомогательным видам деятельности можно отнести:* энергоремонт; техническое обслуживание; учёт тепловой, электрической энергии; охрана энергетических объектов; энергосбережение; социально-бытовая сфера; прочее.

В рамках данного стратегического направления необходимо усиливать присутствие на соответствующих рынках товаров и услуг, не замыкаться на обслуживании предприятий собственной энергетической системы. Например, расширять возможности ремонтной базы и ремонтного персонала с целью выполнения не только ремонтных работ в рамках своей энергетической системы, но и в других отраслях промышленности. Также в сфере социально-бытового обслуживания, услуг по охране объектов и пр. необходимо добиваться экономической эффективности от деятельности на сторонних рынках, и за счет этого оказывать услуги предприятиям своей энергетической системы по льготному тарифу.

4. Создание резервного (страхового) фонда (МТР, топлива, финансовых ресурсов).

5. Снижение (оптимизация) издержек производства тепловой и электрической энергии.

Для принятия взвешенных решений по выбору инновационной стратегии развития энергетической компании нами предложена методика данного выбора, представленная на рис. 3.4 [113], которая позволяет анализировать и сравнивать достоинства и недостатки инновационных стратегий, учитывая специфические особенности энергетической отрасли. Также методика учитывает субъективный и объективный подходы при анализе информации о деятельности энергетической компании. Методика выбора инновационной стратегии развития энергетической компании состоит из четырёх этапов.



Рис. 3.4. Алгоритм выбора инновационной стратегии развития энергетической компании.

Методические основы выбора инновационной стратегии энергетической компании включают четыре этапа.

**1 этап.** Определение приоритетных направлений инновационного развития компании. Для полноценного развития энергетической компании необходимо разрабатывать инновационные стратегии по всем направлениям своей деятельности, основными из которых являются производственно-экологическое, экономико-управленческое, информационное, логистическое, маркетинговое, культурно-социальное и др.

Энергетические компании активно внедряют информационные и управленческие инновационные технологии для обеспечения быстрого оперативного управления, сокращение финансовых и временных затрат на осуществление различных процедур. Наиболее значимым направлением для энергетических компаний в ходе исследования было определено производственно-экологическое направление, в котором было сформировано три инновационные стратегии развития:

- 1) гидроэлектростанции (ИС ГЭС);
- 2) тепловые сети (ИС ТС);
- 3) экология и экологическое оборудование (ИС ЭО).

Каждая из данных инновационных стратегий представляет собой портфель инновационно-инвестиционных проектов, реализация которых позволит компании повысить надёжность и энергоэффективность работы энергообъектов, снизить эксплуатационные затраты и увеличить прибыль.

**2 этап.** Выбор критериев оценки инновационных стратегий. В ходе исследования инновационной деятельности энергетических компаний нами предложен ряд критериев, по которым можно было бы провести оценку инновационной стратегии развития компании. В результате экспертной оценки всех критериев были определены ключевые качественные и количественные критерии оценки инновационных стратегий, представленные в табл. 3.10.

В качестве объекта исследования была определена ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана» (ОАО «НЭСК»), выбор инновационной стратегии, в которой является важной задачей для развития компании.

**Табл. 3.10. Критерии оценки инновационных стратегий [113]**

№	Критерий оценки	Балл	Описание
1.	<i>Уровень инновационности (УИ)</i>	1	Инновационная стратегия, основанная преимущественно на прорывных идеях, технологиях
		2	Инновационная стратегия, основанная преимущественно на инновационных идеях, технологиях, применяемых в мире
		3	Инновационная стратегия, основанная преимущественно на идеях, широко распространенных в мире, но еще не реализованных в компании
		4	Инновационная стратегия, основанная преимущественно на идеях, широко распространенных в мире, но не получивших распространение в компании
		5	Инновационная стратегия, включающая в себя в основном условно-инновационные мероприятия
2.	<i>Уровень проработанности (УП)</i>	1	Инновационная стратегия, преимущественно основанная на технологиях, которые имеют приоритетное значение в программе инновационного развития компании
		2	Инновационная стратегия, преимущественно основанная на технологиях, которые включены в инвестиционную программу компании в части НИОКР и других наукоемких исследований
		3	Инновационная стратегия, преимущественно основанная на проектах, которые не вошли в программу инновационного развития, но они формируют резерв потенциальных проектов на включение в программу при ее ежегодном пересмотре
3.	<i>Уровень надежности (УН)</i>	1	Инновационная стратегия направлена на поддержание всех свойств надежности
		2	Инновационная стратегия направлена на поддержание большинства свойств надежности
		3	Инновационная стратегия направлена на поддержание лишь некоторых свойств надежности
4.	<i>Уровень энергоэффективности (УЭЭ)</i>	1	Инновационная стратегия, обладающая высокой степенью предполагаемой производственной результативности и производственной экономичности
		2	Инновационная стратегия, обладающая средней степенью предполагаемой производственной результативности и производственной экономичности
		3	Инновационная стратегия, обладающая низкой степенью предполагаемой производственной результативности и производственной экономичности, либо направленной на развитие только производственной результативности или только производственной экономичности
5.	<i>Уровень эффекта по масштабу влияния (УЭМВ)</i>	1	Инновационная стратегия, которая обеспечивает развитие региона, в том числе промышленности и населения.
		2	Инновационная стратегия, которая обеспечивает развитие компании, как микросистемы.
		3	Инновационная стратегия, которая направлена на улучшение

			показателей функционирующей компании. Уровень объект обеспечивает технико-производственный эффект компании
б.	Объем финансирования на реализацию (ОФР)	-	Определяется по заданным количественным данным

Все критерии, кроме ОФР, являются качественными и интегральными и в полной мере отражают отраслевые особенности инновационных стратегий. Для каждого качественного критерия нами предложены шкалы оценок инновационных стратегий. Стоит отметить, что критерий «уровень надёжности» является комплексным критерием, который описывает свойства объекта выполнять заданные функции в заданном объёме при определенных условиях функционирования через такие единичные свойства, как безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, устойчиво-способность, режимная управляемость, живучесть, безопасность.

Каждой инновационной стратегии были присвоены баллы по каждому критерию, представленные в табл. 3.11. После того, как количественно установлены значения качественных показателей, следует переходить к следующему этапу - непосредственно выбору эффективной инновационной стратегии.

**Табл. 3.11. Сводная таблица экспертных оценок по критериям оценки инновационных стратегий**

	(УИ), балл	(УП), балл	(УН), балл	(УЭЭ), балл	(УЭМВ), балл	(ОФР), млн сом.
ИС ГЭС	3	2	2	2	2	1066,3
ИС ТС	4	3	3	3	2	105
ИС ЭО	3	1	3	2	1	30,1
Размерность шкалы	1–5	1–3	1–3	1–3	1–3	Количественный критерий

Данные, представленные в таблице 3.20, позволяют провести детальную оценку и анализ различных инновационных стратегий ОАО «НЭСК» «Национальная энергетика». Эти стратегии оцениваются по нескольким критериям, каждый из которых оценивается по шкале от 1 до 5

или от 1 до 3. Критерий ОФР представляет собой потребность в финансовых инвестициях и выражается в миллионах сомов. В анализ включены следующие инновационные стратегии:

1. Инновационная стратегия для гидроэлектростанций (ИС ГЭС).
2. Инновационная стратегия для тепловых сетей (ИС ТС)
3. Инновационная стратегия для экологических систем (ИС ЭО).

**1. Суммарный взвешенный балл для каждой стратегии.** Оценки (рейтинги) в таблице отражают как качественные критерии (по балльной шкале), так и количественные (например, инвестиционные затраты в миллионах сомов). Формулы, используемые для расчета итогового балла или рейтинга инновационной стратегии, основаны на средневзвешенном значении критериев:

$$\text{Общий балл} = w_1 \cdot (\text{УИ}) + w_2 \cdot (\text{УП}) + w_3 \cdot (\text{УН}) + w_4 \cdot (\text{УЭЭ}) + w_5 \cdot (\text{УЭМВ}) +$$

Здесь:

- $w_1, w_2, w_3, w_4, w_5$  - весовые коэффициенты для качественных критериев.
- $w_6$  - весовой коэффициент для инвестиционных расходов, при этом коэффициент нормируется на самую большую инвестицию в таблице (здесь 1066,3 млн сомов) для обеспечения сопоставимости.
- (УИ), (УП), (УН), (УЭЭ), (УЭМВ) - баллы по качественным критериям в соответствующей строке.

**2. нормализация инвестиционных затрат (ОФР).** Поскольку инвестиционные затраты приведены в миллионах сомов, это значение релятивизируется путем деления на максимальную величину инвестиций (в данном случае 1066,3 для стратегии ИС ГЭС):

$$\text{Нормированные затраты (ОФР)} = \frac{\text{ОФР}}{\max(\text{ОФР})}$$

Нормированные затраты для отдельных стратегий выглядят следующим образом:

- ИС ГЭС:  $1066,3 / 1066,3 = 1$
- ИС ТС:  $105 / 1066,3 \approx 0,0985$
- ИС ЭО:  $30,1 / 1066,3 \approx 0,0282$

Эти значения умножаются на весовой коэффициент для инвестиционных затрат  $w_6$  умножается для расчета влияния на общий рейтинг.

**3. Качественные критерии (балльная шкала 1-5 и 1-3).** Качественная оценка проводится по шкалам от 1 до 5 (для УИ) и от 1 до 3 (для остальных качественных критериев УП, УН, УЭЭ, УЭМВ). Эти баллы используются непосредственно в расчетах, где они умножаются на соответствующие весовые коэффициенты  $w_1$  на  $w_5$  могут быть перемножены.

Например, для ИС ГЭС:

$$\text{Качественная оценка (ИС ГЭС)} = w_1 \cdot 3 + w_2 \cdot 2 + w_3 \cdot 2 + w_4 \cdot 2 + w_5 \cdot 2$$

Для ИС ТС:

$$\text{Качественная оценка (ИС ТС)} = w_1 \cdot 4 + w_2 \cdot 3 + w_3 \cdot 3 + w_4 \cdot 3 + w_5 \cdot 2$$

**4. Итоговая общая оценка.** Итоговая оценка инновационной стратегии представляет собой сумму взвешенных качественных оценок и нормированных инвестиционных затрат:

$$\text{Общая оценка (ИС ГЭС)} = \text{Качественная оценка (ИС ГЭС)} + w_6 \cdot 1$$

$$\text{Общая оценка (ИС ТС)} = \text{Качественная оценка (ИС ТС)} + w_6 \cdot 0,0985$$

$$\text{Общая оценка (ИС ЭО)} = \text{Качественная оценка (ИС ЭО)} + w_6 \cdot 0,0282$$

Весовые коэффициенты  $w_1, w_2, w_3, w_4, w_5, w_6$  могут быть скорректированы в зависимости от важности каждого критерия для определения окончательной приоритетности стратегий.

**5. Ранжирование.** После подсчёта общего балла для каждой стратегии их можно проранжировать в соответствии с полученным баллом. Из таблицы видно, что ИС ЭО признана самой эффективной стратегией, за ней следуют ИС ТС и ИС ГЭС.

Используемые формулы включают расчет средневзвешенных значений на основе качественных и количественных критериев. Инвестиционные затраты нормированы для обеспечения сопоставимости стратегий с разными финансовыми требованиями.

**3 этап.** Выбор эффективной инновационной стратегии. Для выбора эффективной инновационной стратегии нами было предложено применение метода анализа иерархий [90], который позволяет выявлять значимость каждой инновационной стратегии по отдельным критериям и значимость каждого критерия в рамках каждой инновационной стратегии, тем самым, выявляя достоинства инновационных стратегий.

В результате расчетов получена взвешенная матрица значений приоритетности инновационных стратегий по совокупности критериев, представленная в табл. 3.12.

**Табл. 3.12. Взвешенная матрица значений приоритетности инновационных стратегий по совокупности критериев**

Инновационная стратегия	Значение интегрального приоритета стратегии	Вес, %	Ранг
W ИС ГЭС	0,347041327	25,977	III
ИС ТС	0,396588535	29,686	II
ИС ЭО	0,592322065	44,337	I
Размерность шкалы	1,335951927	100,0	

На основании приведённых в табл. 3.21 данных о взвешенной матрице приоритетности инновационных стратегий можно провести детальный анализ, иллюстрирующий эффективность и результативность каждой стратегии по отношению к установленным критериям. В таблице сравниваются три основные инновационные стратегии - ИС ГЭС (гидроэлектростанции), ИС ТС (тепловые сети) и ИС ЭО (экологические установки) - и приводится интегральное значение приоритета, процентный вес и ранг для каждой стратегии.

**1. Интегральное значение приоритета стратегий.** Интегральный показатель приоритетности (значение) представляет собой общую оценку

каждой стратегии на основе различных критериев, вероятно, рассчитанных с учётом таких факторов, как степень инновационности, готовность к планированию, надёжность, энергоэффективность, региональное влияние и потребности в финансировании. Эти баллы отражают относительную силу каждой стратегии по отношению к взвешенным критериям:

- ИС ГЭС (гидроэлектростанции):  $w = 0,347041327$

- ИС ТС (тепловые сети):  $w = 0,396588535$

- ИС ЭО (экологические системы):  $w = 0,592322065$

Стратегия ИС ЭО имеет наибольшее значение интегрального приоритета (0,5923), за ней следуют ИС ТС (0,3966) и ИС ГЭС (0,3470). Это значение указывает на то, что стратегия экологических инвестиций (ИС ЭО) обладает наилучшими общими характеристиками по отношению к установленным критериям и поэтому является особенно перспективной.

Интегральная оценка приоритетности каждой стратегии ( $w$ ) представляет собой взвешенную сумму, учитывающую оценки различных критериев, приведенных в таблице 3.20. Формула для расчета может представлять собой простую линейную комбинацию взвешенных критериев:

$$w = w_1 \cdot (\text{УИ}) + w_2 \cdot (\text{УП}) + w_3 \cdot (\text{УН}) + w_4 \cdot (\text{УЭЭ}) + w_5 \cdot (\text{УЭМВ}) + w_6 \cdot \frac{(\text{ОФР})}{\max(\text{ОФР})}$$

*Здесь:*

$w_1, w_2, w_3, w_4, w_5$  и  $w_6$  весовые коэффициенты для соответствующих критериев.

Нормализация критерия ОФР (потребность в инвестициях) нормируется путём деления значений на максимальное значение (здесь 1066,3 млн сомов для стратегии ИС ГЭС). Это обеспечивает сопоставимость.

Определенное значение  $w$  является интегральным значением приоритета стратегии.

**2. Процентный вес.** Процентный вес показывает процент приоритета каждой стратегии по отношению к общей сумме значений приоритетов (1.335951927):

- ИС ГЭС: 25,977%

- ИС ТС: 29,686%

- ИС ЭО: 44,337%

Вес в процентах рассчитывается путем присвоения каждому интегральному значению приоритета

$w$  преобразуется в процентную долю. Формула для определения процентной доли каждой стратегии выглядит следующим образом

$$\text{Вес в процентах} = \frac{w_{\text{Стратегия}}}{\sum w} \times 100$$

Где:

$W_{\text{стратегия}}$  интегральное значение приоритета соответствующей стратегии,

$\sum w$  — это сумма значений приоритетов всех стратегий (в данном случае 1.335951927).

Это даёт результат для каждой стратегии:

ИС ГЭС:  $0,347041327 / 1,335951927 \times 100 \approx 25,977 \%$

ИС ТС:  $0,396588535 / 1,335951927 \times 100 \approx 29,686 \%$

ИС ЭО:  $0,592322065 / 1,335951927 \times 100 \approx 44,337 \%$

Высокий процентный вес ИС ЭО (44,337%) показывает, что на эту стратегию приходится почти половина общего приоритета, что подчёркивает ее всеохватывающую значимость для компании. ИС ТС занимает среднюю позицию с 29,686 %, а ИС ГЭС имеет самый низкий приоритет с 25,977 %. Это говорит о том, что экологические станции рассматриваются как наиболее перспективный вариант устойчивого и инновационного развития по сравнению с гидроэлектростанциями и тепловыми сетями.

**3-й ранг.** На основе интегрального значения приоритета и процентного веса каждой стратегии был присвоен ранг:

- Ранг I: ИС ЭО (Экологические инвестиции)
- II ранг: ИС ТС (тепловые сети)
- Ранг III: ИС ГЭС (гидроэлектростанции)

Ранги основываются на процентных значениях приоритетов, при этом стратегии с наибольшим весом (здесь ИС ЭО - 44,337 %) присваивается наивысший ранг (I), а стратегии с наименьшим значением (здесь ИС ГЭС - 25,977 %) - ранг III.

ИС ЭО имеет наивысший ранг, что делает её предпочтительной инновационной стратегией. На втором месте - ИС ТС, также демонстрирующая высокий потенциал, а на третьем - ИС ГЭС, имеющая наименьший приоритет.

**4. Шкальная размерность и общий вес.** Общая сумма интегральных значений приоритетов всех трёх стратегий составляет 1,335951927, что служит исходным значением для расчёта процентной доли каждой стратегии.

$$\text{Общая шкала} = W_{\text{ИС ГЭС}} + W_{\text{ИС ТС}} + W_{\text{ИС ЭО}} = 0,347041327 + 0,396588535 + 0,592322065 = 1,335951927$$

Эта сумма используется для расчёта процентных весов каждой стратегии.

Это общее измерение шкалы показывает, что все стратегии рассматривались как часть взвешенной суммы, равной 100%, в результате чего была определена общая стратегическая важность всех альтернатив.

#### **5. Интерпретация и рекомендации к действию.**

- ИС ЭО (экологические инвестиции): Стратегия экологических инвестиций занимает первое место и демонстрирует наибольшую выгоду с высоким значением приоритета и веса. Это может свидетельствовать о ее способности обеспечить долгосрочные экологические выгоды и экономическую эффективность. Зелёная стратегия, вероятно, особенно подходит, если организация хочет снизить воздействие на окружающую среду, получая при этом выгоду от финансово выгодных решений.

- ИС ТС (тепловые сети): Эта стратегия является вторым по значимости выбором, с большим процентным весом и приоритетным значением. Тепловые сети могут предложить потенциал для повышения энергоэффективности и оптимизации эксплуатационных расходов, что делает их хорошим дополнением к «зелёной» стратегии.

- ИС ГЭС (гидроэлектростанции): Стратегия развития гидроэнергетики занимает третье место с самым низким рейтингом и самым низким весом. Ее сравнительно низкий приоритет может свидетельствовать о высоких инвестиционных затратах и/или меньшей непосредственной выгоде. Тем не менее, стратегия может быть полезна для долгосрочных инвестиций в устойчивые источники энергии при наличии достаточных средств.

Подводя итог, можно сказать, что анализ показывает, что стратегия озеленения (ИС ЭО) имеет наивысший приоритет и обеспечивает наиболее многообещающие результаты, за ней следуют тепловые сети (ИС ТС). Хотя стратегия гидроэнергетики (ИС ГЭС) также может быть ценной, она считается менее актуальной из-за более низкого общего рейтинга. Рекомендуется сосредоточиться на экологической стратегии и тепловых сетях для достижения сочетания устойчивости и экономической эффективности.

**4 этап.** Выбор приоритетной инновационной стратегии выявление такой стратегии, которая имеет наибольшую значимость в целом для развития энергетической компании. Для этого сначала необходимо определить, какие показатели деятельности компании являются наиболее значимыми и информационными, а затем сравнить инновационные стратегии по этим показателям, определяя, у какой из стратегий меньше недостатков.

*Определение ключевых показателей деятельности компании.* Для определения ключевых показателей деятельности компании предлагается использование метода главных компонент Пирсона [41], который предназначен для структуризации данных посредством сведения множества переменных к меньшему числу новых переменных (компонент).

Компоненты, содержащие наибольшие части общей дисперсии, показывают, какие показатели отражают деятельность компании в большей мере, учитывая динамику развития каждого из них в статистическом разрезе.

Для определения компонентов и выявления ключевых показателей деятельности ОАО «НЭСК» была произведена техническая обработка данных по различным производственно-техническим, экологическим и экономическим показателям деятельности компании за последние 5 лет, с применением программного обеспечения Matlab, итоговый результат расчётов которого представлен в табл. 3.13.

**Таблица 3.13 - Определение ключевых показателей деятельности ОАО «НЭСК» в результате применения метода главных компонент**

Установленная мощность	0,0001970891
Объем выработки электроэнергии	0,2951139692
Потери в пристанционных сетях	0,0303023358
Расход условного топлива на электроэнергию	0,1289876065
Амортизация	0,0333282740
Затраты на ремонт и обслуживание	0,2468732537
Объем вредных выбросов в атмосферу	0,3055583700
Уровень годового водопотребления	0,2730513865
Затраты по экологическим платежам	0,0013635884
Общие затраты (себестоимость)	0,3096186276
Средний тариф на электроэнергию (для населения)	0,0006965039
Чистая прибыль	0,2215541944
Инвестиции	0,0946830047

В таблице 3.13 представлены результаты анализа главных компонент (РСА) для ОАО «НЭСК», определяющие ключевые показатели деятельности. Каждое значение в таблице отражает вклад конкретного показателя в общую дисперсию показателей деятельности компании. Эти значения помогают понять, какие факторы оказывают наибольшее влияние на общую эффективность и рост компании. Анализ главных компонент позволяет свести сложные данные к нескольким ключевым факторам, которые наиболее важны для эффективности работы организации.

**Самые важные показатели эффективности.** Анализ весовых коэффициентов показывает, какие показатели оказывают наибольшее

влияние на общую эффективность деятельности компании. Исходя из данных, представленных в таблице, ключевыми факторами эффективности деятельности ОАО «НЭСК» являются:

- Общие операционные расходы (Седьмой) с долей 0,3096186276. Это свидетельствует о том, что структура затрат компании является решающим фактором для общей эффективности деятельности. Поэтому эффективный контроль затрат оказывает прямое и значительное влияние на рентабельность.

- Выбросы в атмосферу (восьмая часть) с вкладом 0,3055583700. Высокий вклад выбросов отражает тот факт, что экологические аспекты и сокращение загрязняющих веществ играют центральную роль. Это особенно важно для долгосрочной устойчивости компании, поскольку экологические нормы и нормативные требования приобретают все большее значение.

- Производство электроэнергии (второй) с показателем 0,2951139692 демонстрирует непосредственную важность количества произведённой энергии для деятельности компании. Большее производство энергии означает потенциально более высокие продажи и более сильную позицию на рынке.

- Потребление воды (девятое) с 0,2730513865. Потребление воды также является важным фактором, особенно в контексте экологической ответственности и использования ресурсов.

- Затраты на ремонт и техническое обслуживание (шестой) с показателем 0,2468732537 показывают, что техническое обслуживание и безопасность эксплуатации являются ключевыми аспектами. Правильное техническое обслуживание и ремонт способствуют повышению надежности и эффективности работы компании, а также минимизируют время простоя и долгосрочные затраты.

- Чистая прибыль (тринадцатое место) с показателем 0,2215541944 подчёркивает важность рентабельности. Рентабельность компании тесно связана со многими операционными факторами, включая контроль затрат, производственные мощности и инвестиции.

**2. Индикаторы с меньшим влиянием.** Некоторые показатели имеют сравнительно меньший вклад в общую дисперсию и, по-видимому, оказывают меньшее влияние на общие результаты деятельности. К ним относятся:

- Установленная мощность (первая) - всего 0,0001970891. Это значение показывает, что, хотя общая мощность важна, она не является ключевым показателем эффективности в данном анализе.

- Экологические сборы (Десятое) с 0,0013635884 и средний тариф для домохозяйств (Двенадцатое) с 0,0006965039 показывают, что эти факторы оказывают меньшее прямое влияние на общую эффективность. Однако они по-прежнему важны для соблюдения требований и взаимодействия с потребителями.

Анализ главных компонент основан на вычислении ковариационной или корреляционной матрицы данных для определения главных компонент. Расчет производится с помощью разложения ковариационной матрицы по собственным значениям  $\Sigma$  матрицы данных  $X$ :

$$\Sigma = \frac{1}{n-1} X^T X$$

Собственные векторы этой матрицы представляют собой главные компоненты, а собственные значения указывают на дисперсию, объясняемую каждой главной компонентой.

Каждое значение, приведенное в таблице, указывает на вклад того или иного показателя в общую дисперсию в рамках главной компоненты. Формула для расчета вклада показателя в главную компоненту выглядит следующим образом

$$\text{Вклад} = \frac{\text{Собственное значение компонента} \times \text{Заряд показателя}}{\text{Сумма всех собственных значений}}$$

Где:

- Заряд показателя рассчитывается как коэффициент корреляции между исходным показателем и главным компонентом.

- Собственные значения отражают дисперсию, объясненную каждым главным компонентом.

**3. Интерпретация и рекомендации к действию.** На основе анализа основных компонентов можно сделать следующие выводы и рекомендации:

- Управление затратами и эффективность: Поскольку общие затраты являются самым большим фактором влияния, компания должна уделять больше внимания мерам по снижению затрат и повышению эффективности производства и технического обслуживания.

- Экологически безопасные методы: Высокий вес выбросов и потребления воды показывает, что экологическая устойчивость оказывает непосредственное влияние на результаты деятельности компании. Инвестиции в экологически безопасные технологии и сокращение выбросов и водопотребления могут как снизить бремя регулирования, так и улучшить общественное мнение.

- Укрепление производства электроэнергии: Поскольку производство электроэнергии также является одним из основных факторов, следует рассмотреть меры по увеличению производственных мощностей и повышению эффективности, например, использование возобновляемых источников энергии.

- Рентабельность и инвестиции: Прибыльность и инвестиции тесно связаны между собой. Повышение нормы прибыли за счет стратегических инвестиций в более эффективные технологии и оборудование может обеспечить долгосрочную стабильность компании.

Анализ главных компонент выявил затраты, выбросы, производство электроэнергии, потребление воды и затраты на ремонт как наиболее важные факторы, влияющие на деятельность ОАО «НЭСК». Для обеспечения долгосрочного успеха компании следует сосредоточиться на повышении эффективности в этих областях, в частности на снижении операционных затрат и повышении экологических показателей.

*Сравнение эффективных инновационных стратегий и выбор приоритетной стратегии.* Данный этап проводится на основе метода парной компенсации [59] путём выявления и ранжирования недостатков инновационных стратегий в рамках определенных на предыдущем этапе показателей деятельности компании и сравнения инновационных стратегий по этим недостаткам.

Ранжирование недостатков показателей инновационных стратегий производилось по принципу: чем существеннее недостаток, тем меньше его ранг. Таким образом, ранг 1 — самый существенный недостаток в стратегии, ранг 2 — менее существенный и ранг 3 — наименее существенный.

В ходе исследования было установлено, что наиболее существенным недостатком инновационной стратегии «Экология и экологическое оборудование» является увеличение отходов с увеличением выработки электроэнергии по показателю «Объем выработки электроэнергии», и ему присваивается ранг 1, далее менее существенным является недостаток — плановые ремонтно-эксплуатационные затраты по показателю «Общие затраты» — ранг 2, по показателю «Объем вредных выбросов в атмосферу» — недостатков нет, поэтому ранг 3.

После определения недостатков эффективных инновационных стратегий была составлена табл. 3.14 для их сравнения при потенциальной реализации.

**Таблица 3.14 - Преимущества и недостатки эффективной инновационной стратегии при её потенциальной реализации**

Инновационная стратегия «Экология и экологическое оборудование»			
Ранг	Описание		Показатели
	-	+	
1	– увеличение отходов с увеличением выработки электроэнергии	– незначительная выработка не электро-, а теплоэнергии из отходов основного производства	1. Объем выработки электроэнергии
3	– (отсутствует, так как стратегия направлена на снижение объёмов выбросов)	– максимальное снижение вредных выбросов в атмосферу и стоков в гидросферу;	2. Объем вредных выбросов в атмосферу

		– утилизация золошлаковых отходов	
2	– плановые ремонтно-эксплуатационные затраты	– экономия топлива	3. Общие затраты

Таким образом, приоритетной инновационной стратегией для ОАО «НЭСК» была признана инновационная стратегия «Экология и экологическое оборудование».

В рамках выбранной стратегии проводится формирование портфелей инновационно-инвестиционных проектов, входящих в стратегию. Каждому инновационному проекту инновационной стратегии «Экология и экологическое оборудование» были присвоены баллы по критериям оценки, представленные в табл. 3.15.

**Таблица 3.15 - Баллы по критериям оценки инновационных проектов инновационной стратегии «Экология и экологическое оборудование» ОАО «НЭСК»**

	Уровень инновационности (УИ), балл		Уровень проработанности (УП), балл	Уровень надёжности (УН), балл	Уровень энерго-эффективности (УЭЭ), балл	Уровень эффекта по масштабу влияния (УЭМВ), балл	Объём инвестиций (ОИ), млн сом.
Строительство опытной установки по производству безобжигового зольного гравия	2		1	2	1	1	1,7
Использование отходов углеобогажительных фабрик в качестве замещающего топлива на станциях	2		1	2	2	2	100
Технологии совместного сжигания кородеревесных отходов с углём на котлах среднего давления (БКЗ-75 ст. № 9 ТЭЦ-1)	3		1	2	1	3	40
Установка теплового насоса на канализационных сооружениях	3		1	2	1	1	50
Внедрение паро-водо-кислородной очистки, консервации, пассивации	5		1	1	2	2	49,7
Технология производства слабогорючих строительных и теплоизоляционных материалов нового поколения на основе	2		2	1	1	2	15

золошлаковых отходов — пенозол/ винизол (строительные отделочные материалы на основе золы уноса)							
Технология получения полимиктового песка как компонента для производства современной пенополиминеральной изоляции (ППМИ) и других ценных материалов из ЗШО ТЭЦ	2		2	1	1	2	4,1
Перевод жидкошлачных котлов ТЭЦ-6 на отбор сухого шлака	3		2	2	2	2	1
Внедрение изделий из пластика в золоулавливающую установку мокрого типа для исключения образования трудноудаляемых цементирующих отложений	3		3	2	2	2	3,5
Размерность шкалы	1–5		1–3	1–3	1–3	1–3	количественный критерий

На основе данных таблицы 3.24 представлена подробная оценка инновационных проектов «Национальная энергетика» по направлению «Экология и экологическое оборудование». В таблице указаны баллы, выставленные по различным качественным критериям, и объем инвестиций по каждому проекту. Ниже приведены отдельные критерии и анализ проектов.

Проекты оценивались по следующим качественным критериям по определенным шкалам:

- Степень инновационности (УИ): Оценивается по шкале от 1 до 5, при этом более высокие значения отражают особо инновационные технологии или методы.

- Зрелость планирования (УП): Оценивается по шкале от 1 до 3, показывает, насколько проект разработан и подготовлен.

- Надёжность (УН): Оценка от 1 до 3, измеряет эксплуатационную надёжность и стабильность технологии.

- Энергоэффективность (УЭЭ): Оценивается от 1 до 3, показывает эффективность с точки зрения энергосбережения или производства энергии.

- Диапазон влияния (УЭМВ): Оценивается от 1 до 3 баллов, измеряет потенциальное влияние проекта на регион или компанию.

Кроме того, объем инвестиций (ОИ) в миллионах сомов указывает на финансовые ресурсы, необходимые для реализации каждого проекта.

Количественным критерием является объем инвестиций (ОИ), который указывается в миллионах сомов. Этот критерий не стандартизирован, а указывает на фактическую потребность в инвестициях для каждого проекта. Стоимость инвестиций может быть включена в общую оценку путём взвешивания.

Для определения общего рейтинга проекта обычно используется взвешенная сумма значений отдельных критериев. Общая формула для расчёта общего рейтинга может быть следующей:

$$\text{Общий рейтинг} = w_1 \cdot (\text{УИ}) + w_2 \cdot (\text{УП}) + w_3 \cdot (\text{УН}) + w_4 \cdot (\text{УЭЭ}) + w_5 \cdot (\text{УЭМВ}) + w_6 \cdot (\text{ОИ}) \cdot \max(\text{ОИ})$$

Где:

-  $w_1, w_2, w_3, w_4, w_5$ : Весовые коэффициенты для качественных критериев. Они определяют, насколько сильно каждый критерий включен в общую оценку.

-  $w_6$ : Весовой коэффициент для инвестиционных затрат, который нормализует объем инвестиций (т.е. по отношению к максимальному объему инвестиций в 100 млн. сомов для проекта).

Объем инвестиций (ОИ) делится на наибольшее значение (в данном случае 100 миллионов сомов), чтобы представить затраты относительно других проектов:

$$\text{Нормированные инвестиции (ОИ)} = \frac{\text{Инвестиции в проект}}{\text{Максимальные инвестиции}}$$

Примеры:

$$\text{Проект 1: } \frac{1.7}{100} = 0.17; \quad \text{Проект 2: } \frac{100}{100} = 1.0; \quad \text{Проект 3: } \frac{40}{100} = 0.4$$

Вес каждого критерия зависит от стратегических приоритетов компании. Например, инновации и надёжность могут иметь больший вес, чем

энергоэффективность. Весовые коэффициенты могут быть выбраны таким образом, чтобы отражать важность целей компании.

Если предположить, что компания уделяет особое внимание инновациям и надёжности, то весовые коэффициенты могут быть следующими

- $w_1 = 0,3$  для степени инновационности
- $w_2 = 0,1$  для зрелости планирования
- $w_3 = 0,2$  для надёжности
- $w_4 = 0,15$  для энергоэффективности
- $w_5 = 0,15$  для диапазона влияния
- $w_6 = 0,1$  для объема инвестиций

Формула для взвешенной оценки проекта может выглядеть следующим образом:

$$\text{Общая оценка} = 0,3*2+0,1*1+0,2*2+0,15*1+0,15*1+0,1*0,017=1,5$$

Проект по внедрению паро-водно-кислородной очистки и консервации получает наивысшую оценку за степень инновационности (5 баллов). Это означает, что речь идёт о передовой технологии, которая, принесёт особые экологические и экономические выгоды. Однако она требует значительных инвестиций в размере 49,7 млн сомов. Совместное сжигание древесных отходов и угля и установка системы тепловых насосов оцениваются в 3 балла за степень инновационности и показывают, что в них также используются современные технологии, способные внести вклад в повышение эффективности использования ресурсов.

Проект по использованию угольных отходов в качестве заменителя топлива и проект по совместному сжиганию отходов и угля получили высокие оценки за энергоэффективность (2-3 балла) и воздействие (2-3 балла). Эти проекты демонстрируют потенциал для получения значительных экологических и экономических выгод за счёт сокращения потребления первичной энергии и выбросов.

Проект по производству строительных и изоляционных материалов из золошлаковых отходов и проект по добыче полимиктового песка получили умеренные оценки за зрелость планирования (по 2 балла) и надёжность. Эти проекты имеют прочную основу для развития и, вероятно, несут меньше рисков. Большинство проектов получили средние баллы за надёжность (2), что означает, что они, скорее всего, будут стабильными и эффективными в эксплуатации, но требуют дополнительной оценки их эксплуатационной надёжности.

Такие проекты, как проект по производству зольного гравия (1,7 млн. сом), добыча сухого шлака (1 млн. сом) и использование пластика в пылеуловителях (3,5 млн. сом), требуют небольших капитальных вложений. Эти проекты позволяют достичь быстрых результатов и минимизировать риски при минимальных капиталовложениях.

Проект по использованию угольных отходов в качестве топлива требует самых высоких инвестиций - 100 миллионов сомов. Однако эти высокие затраты могут быть компенсированы значительной экономией на потреблении топлива и, возможно, субсидиями на экологически чистые технологии.

Далее, применяя метод анализа иерархий, были сформированы два портфеля инновационно-инвестиционных проектов по инновационной стратегии «Экология и экологическое оборудование», представленные в табл. 3.16.

**Таблица 3.16 - Стратегические портфели инновационно-инвестиционных проектов инновационной стратегии «Экология и экологическое оборудование» ОАО «НЭСК»**

№	Инновационный проект	Вес, %
I. Стратегический портфель — приоритетность первой очереди (доля — более 10%)		
1.	Строительство опытной установки по производству безобжигового зольного гравия	14,5
2.	Установка теплового насоса на канализационных сооружениях	13,2
3.	Технология производства слабогорючих строительных и теплоизоляционных материалов нового поколения на основе	12,8

	золошлаковых отходов — пенозол/винизол (строительные отделочные материалы на основе золы уноса)	
4.	Перевод жидкошлачных котлов ТЭЦ-6 на отбор сухого шлака	12,3
5.	Внедрение пароводокислородной очистки, консервации, пассивации	11,9
II. Стратегический портфель — приоритетность второй очереди (доля — менее 10%)		
1.	Технологии совместного сжигания коро-древесных отходов с углём на котлах среднего давления (БКЗ-75 ст. № 9 ТЭЦ-6)	9,8
2.	Использование отходов углеобогатительных фабрик в качестве замещающего топлива на станциях	9,7
3.	Технология получения полимиктового песка как компонента для производства современной пенополиминеральной изоляции (ППМИ) и других ценных материалов из ЗШО ТЭЦ	9,1
4.	Внедрение изделий из пластика в золоулавливающую установку мокрого типа для исключения образования трудноудаляемых цементирующих отложений	6,7

Исходя из ранжирования проектов по совокупности критериев, компания определяет, какие проекты ей необходимо реализовывать в первую очередь.

Предложенная методика выбора инновационной стратегии развития компании и способ формирования портфелей инновационно-инвестиционных проектов носят рекомендательный характер, а итоговое решение остаётся за лицом, принимающим решение (ЛПР) в компании. При этом методика обладает существенными достоинствами, среди которых:

- возможность выбора инновационной стратегии развития по совокупности критериев, которые могут иметь не только количественные, но и качественные характеристики;
- учёт и условно-субъективного (действия ЛПР и экспертов), и условно-объективного (определение главных показателей деятельности компании при технической поддержке информационных технологий) подходов;
- учёт «человеческого фактора»: опыта, интуиции, предвидения будущего развития компании и рынка;
- возможность получения детального представления о том, как именно взаимодействуют критерии, какое влияние оказывает каждый

критерий на определенную стратегию, что позволяет определить, на какой критерий необходимо воздействовать компании, чтобы изменение данной стратегий способствовало развитию компании;

- ЛПР приобретает уверенность, что используемые данные являются вполне обоснованными;
- учёт не только достоинств инновационных стратегий, но и их недостатков;
- отображение влияния инновационных стратегий на деятельность и развитие компании в целом.

Таким образом, предложенная методика достаточно полно отражает не только человеческие факторы, возникающие при выборе, но и учитывает различные отраслевые особенности компании, которые включаются в рассмотрение при выборе направлений развития, выборе критериев оценки, определении достоинств и недостатков энергетических инновационных стратегий.

В целом стратегия развития энергетического предприятия должна обеспечивать баланс интересов всех направлений развития и быть нацеленной, как было сказано выше на достижение конкурентоспособности, экономической эффективности хозяйственной деятельности и обеспечение надёжности снабжения тепловой и электрической энергией потребителей.

### **3.3. Развитие цифровизации в управлении энергетической системой**

Цифровизация энергетики - представляет собой комплексный процесс внедрения цифровых технологий и решений для оптимизации, улучшения эффективности и повышения устойчивости систем энергоснабжения и безопасности граждан и окружающей среды.

*Основными факторами, определяющими быструю трансформацию энергетических систем в мире, являются:* повышение надёжности и эффективности работы энергетических систем; расширение доступности

энергии с использованием инновационных технологий; обеспечение высокого уровня экологической и климатической безопасности; уменьшение стоимости технологий производства и потребления электроэнергии; развитие электрификации народного хозяйства; расширение цифровизации и автоматизации энергетических систем.

При этом использование возобновляемых источников энергии в сочетании с повышением энергоэффективности рассматривается, как основные меры достижения указанного решения по климату. Успешный переход потребует должного рассмотрения трёх аспектов: технического, экономического и институционального. Приоритет будет отдаваться улучшению координации между операторами сетей передачи и распределения электрической энергии. Кроме того, в управление должны быть включены совершенно новые субъекты, такие как агрегаторы. Во многих странах мира идёт активный процесс создания политических, рыночных и регулирующих условий, а также установление практики планирования и функционирования энергетических систем, которые ускоряют инвестиции, инновации и использование интеллектуальных, эффективных, надёжных и экологически безопасных технологий. В свою очередь прогнозные сценарии дают основные направления оценки эффективности стратегии организации. Применяя системный подход к концептуальной структуре пирамиды, можно представить стратегию эффективного использования энергетических ресурсов как сложный процесс, требующий интегральной оценки, которая формируется под воздействием множества факторов, влияющих на неё [18, с.282].

Цифровые технологии позволяют устройствам по всей сети взаимодействовать и предоставлять данные, полезные для клиентов, а также для управления сетью и её эксплуатации. Интеллектуальные счётчики, новые интеллектуальные датчики / ИТ-датчики, сетевые системы дистанционного управления и автоматизации, а также цифровые платформы, ориентированные на оптимизацию и агрегацию, позволяют в реальном

времени управлять сетью и связанными с ней ресурсами и собирать сетевые данные для улучшения ситуационной осведомлённости и сетевых услуг. Данные от интеллектуальных устройств и распределённых ресурсов в целом будут иметь решающее значение для новых бизнес-проектов и для облегчения привлечения клиентов и внедрения новейших технологий. Правильно предоставленные и подробные данные могут улучшить качество обслуживания клиентов в нескольких аспектах, таких как улучшение обслуживания клиентов за счёт лучшего доступа к большей информации и обеспечения автоматизированных операций, которые помогут клиентам гибко управлять своими потребностями в электроэнергии и оптимизировать расходы. Развёртыванию цифровых технологий в сети может препятствовать устаревшее регулирование, когда модель взаиморасчётов ориентирована в сторону капиталовложений в сетевую инфраструктуру за счёт потенциально экономически эффективных альтернатив в области цифровизации и эксплуатации распределённых ресурсов. Поскольку цифровизация продолжается и все больше цифровых устройств развёртываются, связь между ними будет иметь жизненно важное значение и поддерживает широкий набор услуг - как сетевых, так и абонентских – является основой, обеспечивающей цифровизацию. Отсутствие чёткой структуры данных о клиентах и распределённых ресурсах ограничивает рост в этой области. Развёртывание современной измерительной инфраструктуры предоставляет чёткие возможности для улучшения качества обслуживания, наблюдения за сетью низкого напряжения и сбора данных. Некоторые энергосистемы предпринимают серьёзные шаги в этом направлении, внедряя миллионы интеллектуальных счётчиков, например у нас в Кыргызстане. На протяжении нескольких лет в распределительных компаниях Кыргызстана и НЭСК устанавливают приборов учёта автоматизированных систем коммерческого учёта электрической энергии (АСКУЭ).

Цифровое преобразование сетей — это явная возможность для экономически эффективного развития и управления системой

электроснабжения с подтверждённой отдачей в улучшении качества обслуживания (длительность и частота отключений, время обслуживания) и в стоимости обслуживания. Существует множество технических преимуществ интеллектуальных сетей и интеллектуальных счётчиков.

Со стороны потребителя, поскольку стоимость датчиков снижается, расширяются возможности использования более интеллектуальных технологий. Интеллектуальные устройства являются важнейшим фактором поддержки новейших технологий, и данные от них помогут информировать о новых инновационных продуктах и услугах, что, в свою очередь, поможет ускорить дальнейшее внедрение.

Счётчики однофазные и трёхфазные для учёта активной и реактивной энергии в однофазных и трёхфазных цепях переменного тока, в двух направлениях, поддерживает управление данными, многотарифные функции, ежемесячные и ежедневные расчёты, график нагрузки, обнаружение событий, опциональное измерение, управление поставками и т. д. [34]

Электронный смарт-счётчик учёта активной и реактивной энергии однофазный, многотарифный модуль GPRS 3G/G3 PLC на 80А и 3-фазный на 100А. На протяжении нескольких лет распределительной компании Кыргызстана и НЭСК устанавливают приборов учёта автоматизированных систем коммерческого учёта электрической энергии (АСКУЭ). АСКУЭ позволяют отслеживать показания дистанционно: устройство само отправляет данные в энергокомпанию, возможность подачи сигнала при хищении электроэнергии и исключение человеческого фактора за счёт минимизации контакта между контролёром и потребителем и т.д. В Кыргызстане около 1,5 миллиона абонентов, 400 тысяч из них уже обеспечены подобными устройствами, в этом году Министерство энергетики Кыргызстана закупит 600 тыс. единиц приборов учёта и до конца 2025 - года планируется обеспечить всех абонентов такими счётчиками. Делегация Кыргызстана посетила «Технопарк» и IT Park Uzbekistan в Ташкенте, завод, производящий в Узбекистане счётчики АСКУЭ [35, с.28].

В Кыргызстане устанавливают приборы АСКУЭ с целью предоставления онлайн и качественного обслуживания потребителей с учётом спроса на цифровизацию. АСКУЭ автоматически и в режиме реального времени отправляет показатели на сервер компании, позволяет избежать перегрузки электрооборудования, имеет возможность удалённого обслуживания клиентов. В результате установки «умных» счётчиков в установленных районах потери электрической энергии снизились с 20 % до 5-6 %, а в целом благодаря внедрению цифровых технологий потери электроэнергии снизились с 22,9% до 10-11%. В цифровизации электроэнергетики Кыргызстана в данное время внедряется приложение «Мой свет». С внедрением АСКУЭ и приложения "Мой свет" можно эффективно оптимизировать кадровый вопрос в отделе сбыта электрических сетей Кыргызстана. Приложение "Мой свет" будет ещё улучшаться, и совершенствоваться с учётом предложений абонентов, кроме электронных счетов-квитанций и онлайн-квитанций, в нем добавятся дополнительные функции, с помощью которых можно будет удалённо подавать онлайн-заявки по услугам компании. Вопросы энергоэффективности в Кыргызстане становятся все более актуальными, и именно технологии играют ключевую роль в обеспечении энергосбережения и оптимизации расходов. Одной из таких инноваций, меняющих наше представление о потреблении электроэнергии, являются умные счётчики.

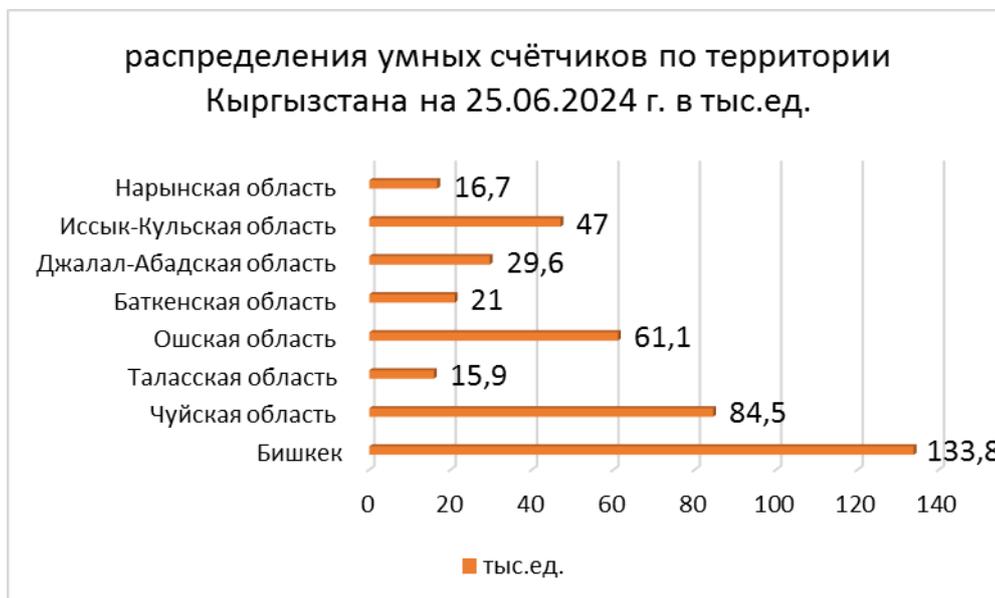
По данным на 25 июня 2024 г. по всей стране установлено 409.7 тысячи умных счётчиков. Из них по филиалам НЭСК:

- Бишкек – 133.8 тысячи;
- Чуйская область – 84.5 тысячи;
- Таласская область – 15.9 тысячи;
- Ошская область – 61.1 тысячи;
- Баткенская область – 21 тысяча;
- Джалал-Абадская область – 29.6 тысячи;
- Иссык-Кульская область – 47 тысяч;

- Нарынская область – 16.7 тысячи.

Общее количество установленных "умных" счётчиков: 409,7 тысяч.

Для наглядности построим диаграмму распределения умных счётчиков по территории Кыргызстана на 25.06.2024 г.



**Рисунок 3.5. Распределение умных счётчиков по территории Кыргызстана на 25.06.2024 г.**

Произведём расчёт процентного распределения интеллектуальных счётчиков:

- Бишкек –  $133.8 / 409,7 * 100 = 32,66\%$ ;
- Чуйская область –  $84.5 / 409,7 * 100 = 20,63\%$ ;
- Таласская область –  $15.9 / 409,7 * 100 = 3,88\%$ ;
- Ошская область –  $61.1 / 409,7 * 100 = 14,91\%$ ;
- Баткенская область –  $21,0 / 409,7 * 100 = 5,12\%$ ;
- Джалал-Абадская область –  $29.6 / 409,7 * 100 = 7,22\%$ ;
- Иссык-Кульская область –  $47,0 / 409,7 * 100 = 11,47\%$ ;
- Нарынская область –  $16.7 / 409,7 * 100 = 4,08\%$ .

Для наглядности построим диаграмму расчёта процентного распределения интеллектуальных счётчиков



**Рисунок 3.6. Расчёт процентного распределения интеллектуальных счётчиков**

Из данных рисунка 3.6. видно, что самое высокое распределение в Бишкеке установлено наибольшее количество интеллектуальных счётчиков - 133,8 тыс. штук, что составляет около 32,66% от общего количества установленных счётчиков. Таласская область, имеет наименьшее количество интеллектуальных счётчиков - 15,9 тыс. счётчиков, что составляет около 3,88% от общего количества установленных счётчиков. На Бишкек и Чуйскую область приходится более половины установленных счётчиков (53,29%), что указывает на большую концентрацию в городских и более густонаселённых районах. Остальные области (Таласская, Ошская, Баткенская, Джалал-Абадская, Иссык-Кульская и Нарынская) делят между собой оставшиеся 46,71%. Это говорит о том, что установка интеллектуальных счётчиков в этих регионах менее сосредоточена.

Установка интеллектуальных счётчиков в большей степени сосредоточена в городских районах, таких как Бишкек и Чуйская область, что может быть связано с более высокой плотностью населения и соответствующим спросом на электроэнергию в этих районах. В областях, таких как Таласская и Нарынская области, установлено сравнительно меньше интеллектуальных счётчиков, что может быть обусловлено различными

факторами, такими как плотность населения, спрос на электроэнергию и приоритетность установки.

Результаты внедрения умных счётчиков на лицо: на сегодняшний сбор денежных средств за отпущенную электроэнергию потребителям составляет более 100%. В связи с этим до конца 2025 года планируется установить умные счётчики по всему Кыргызстану.

Совершенствование инновационных технологий, использование научно-технических достижений в организациях всех отраслей предоставляет новые требования к потреблению энергетических ресурсов. Существуют также другие проекты, касающиеся внедрения автоматизированной системы мониторинга и учёта данных (ASCAEE), системы связи и системы диспетчерского контроля и сбора данных (SCADA), такие как проект АБР по реабилитации энергетического сектора, завершённый подписанием Акта о завершении работ, внедрение систем ASCAEE и SCADA. В настоящее время проводится окончательная настройка системы с учётом отмеченных замечаний и проверяется достоверность полученной информации по ASCAEE и SCADA. Правительством Кыргызской Республики приняты и реализованы соответствующие государственные программы, направленные на повышение энергоэффективности и энергосбережения, а также изменение тарифной политики и институциональной и нормативной базы [19,с.61].

Геоинформационная система (ГИС) может эффективно управлять информацией о распределении электроэнергии для потребителей и информацией, описывающей атрибуты каждого клиента, такие как местоположение и использование электроэнергии. Электрические компании уже находят ГИС очень полезной в управлении распределением. Электроэнергетика осознала, что ГИС является ценным инструментом не только для картографирования объектов, но и для улучшения процесса принятия решений и лучшего управления инфраструктурой. Хотя потребности и использование ГИС в энергетическом секторе несколько

отличаются от других отраслей, ГИС может быть столь же ценной информационной технологией в электроэнергетике.

В автоматизированном картографировании это средство помогает сетевым службам быстро создавать цифровые карты своей области снабжения, используя средства оцифровки программного обеспечения. Для осуществления данных функций необходимо основать на предприятии единую, распределённую по всем уровням управления, информационную систему для точного контроля производством и потреблением энергоресурсов. Стоит учесть, что система энергетического менеджмента – это действенная помощь для удерживания энергопотребления и после того, как меры по сбережению энергии были реализованы [34].

Так, ГИС в области электроэнергетики используется для изучения и анализа электрических систем распределения, анализа и проектирования, также разрабатываются приложения для решения проблемы проектирования системы электроснабжения для нового жилого комплекса, для автоматизации процессов с целью обеспечить своим клиентам высокое качество обслуживания, перестроить проект рабочих процедур в электросетях. ГИС и GPS также интегрированы для картирования и анализа электрических распределительных сетей.

База геоданных ГИС является ключевым компонентом для поддержки и управления точными данными об активах передачи, такими как подстанции, линии и связанные структуры.

В Кыргызстане несмотря на то, что сектор энергетики генерирует около 60% выбросов парниковых газов, он также является уязвимым к воздействиям изменения климата. В материале ОНУВ (2021) в разделе сектора «Энергетика» отмечается, что последствиями изменения климата в Кыргызстане может повлиять на 1) изменение валового гидроэнергетического потенциала рек; 2) увеличение критической нагрузки на энергетическую инфраструктуру при перепадах температуры; 3)

повышение уязвимости энергетических объектов и инфраструктуры к гидрологическим чрезвычайным ситуациям.

Из этого можно сделать вывод что, для предотвращения или смягчения всевозможных рисков и последствий ИК, необходимо уделить особое внимание для поиска альтернативных источников энергии. Диверсификация источников электрической энергии, в связи с влиянием климата на гидроэнергетику страны, поможет снизить потери в энергетическом секторе [74]. Согласно третьему национальному сообщению Кыргызской Республики по рамочной конвенции ООН по изменению климата (2016), установленная мощность и выработка энергии по различным видам ВИЭ в настоящее время в республике незначительна, что, естественно, в условиях достаточно дешёвой электроэнергии от ГЭС, сравнительно низкого уровня жизни населения и недостаточного уровня государственной и международной поддержки.

По данным Министерства энергетика и промышленности КР, малая гидроэнергетика может давать 5 – 8 млрд. кВтч в год, ветровые станции – 44,6 млн. кВтч в год, солнечные станции – 490 млн. кВтч в год, а производство энергии из биомасс – 1,3 млрд. кВтч в год. Общий гидроэнергетический потенциал страны составляет 142, 5 млрд кВтч и занимает 3 место в СНГ после России и Таджикистана.

Использование возобновляемых источников энергии может оказать положительное влияние на макроэкономические показатели страны путём снижения импорта ископаемых (традиционных) источников энергии, снижения стоимости энергии за счёт её выработки альтернативными источниками энергии. Кроме того, использование возобновляемой энергетики даёт возможность получения новых рабочих мест, улучшает качество жизни путём получения доступа к энергии, что имеет социальную значимость.

Наиболее оптимальными видами альтернативных источников энергии для Кыргызстана являются следующие категории ВИЭ:

1. Солнечная энергия. Благодаря выгодному географическому положению и климатическим условиям, территория Кыргызстана получает в среднем в год от солнца 4,64 млрд. МВтч лучистой энергии или 23,4 кВтч на 1 кв. м, и является одним из развитых и перспективных направлений на сегодняшний день. По типу преобразования солнечная энергия делится на:

- Электрическую – солнечные панели;
- Тепловую- солнечные коллектора.

Несмотря на достаточно высокий потенциал, солнечная энергия, при преобразовании в электричество и тепло, обладает как рядом достоинств, так и недостатков.

### Солнечные панели (электричество)



**ДОСТОИСТВА**

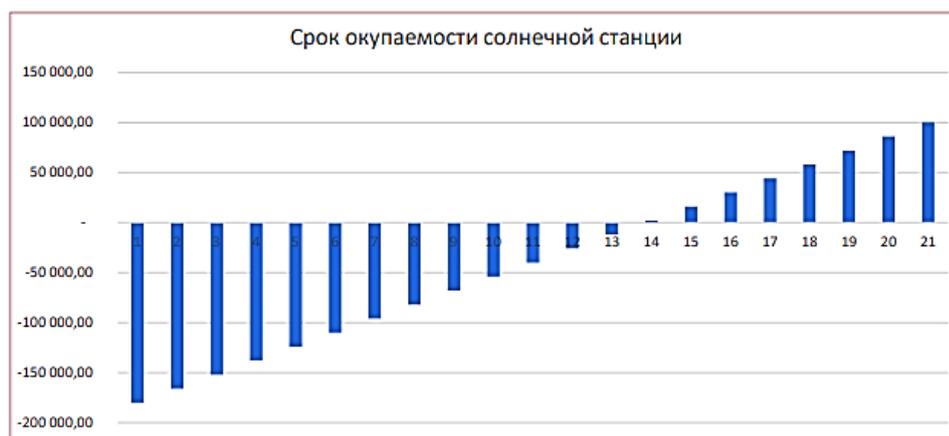
- Не занимает полезного места
- Длительный срок службы
- Работает абсолютно без шума
- Безопасность электроснабжения в дневное время суток



**НЕДОСТАТКИ**

- Необходимость первоначальных больших инвестиций
- Эффективность работы зависит от погодных условий и климата
- Требуется большого количества вспомогательной техники
- Требуется частки поверхностей панелей от пыли и грязи для увеличения выработки

Срок окупаемости солнечных станций напрямую зависит от существующих тарифов за электроэнергию. Например, для дома, который в среднем в час потребляет до 2 кВт, в сутки подбирается солнечная станция с мощностью 2 кВтч. При нынешних тарифах за электроэнергию 2,16 сом за 1 кВт, срок окупаемости составляет 13 лет, при сроке службы оборудования более 25 лет (рисунок 3). Такой долгий срок окупаемости обуславливается недорогой стоимостью электроэнергии в Кыргызской Республике. В случае повышения тарифов за электроэнергию в последующем, срок окупаемости снизится.



**Рисунок 3.7 - Срок окупаемости солнечной станции**

Снизу представлен график окупаемости станции при тарифе 5 сом за 1 кВт электроэнергии, которая приравнивается к 7 годам (рисунок 3.8).



**Рисунок 3.8 - Срок окупаемости солнечной станции при тарифе 5 сом за 1 кВтч**

На территории СЭЗ Бишкек было открыто совместное предприятие с немецкими партнерами по производству ФЭС. Также, на рынке представлены фотоэлектрические панели производства Китай, Россия, Чехия и Турция.



**Рис. 3.9. Установка автономной солнечной станции в г. Бишкек**

Компания «Юнисон Групп», для офиса с площадью 200 кв.м, установила себе солнечную станцию мощностью 6.4 кВтч. При построении станции использовались:

- Солнечные панели Nevel Российского производства;
  - 4 гелевых тяговых аккумулятора SunStonePower MLG 100Ач 12В;
  - Гибридный солнечный инвертор SILA MAX 7200MH (PF 1.0).
  - Общая площадь фотоэлектрических модулей 30 м<sup>2</sup>, общий вес модулей 380 кг, с размещением на земле на металлическом каркасе.
- Приблизительная выработка электроэнергии за год – 5800 - 6200 кВтч.

Среднемесячная выработка от 110 до 990 кВтч электроэнергии в зависимости от сезона. Среднесуточная выработка от 3 до 30 кВтч электроэнергии в зависимости от времени дня. Солнечная станция снабжает электроэнергией все необходимое оборудование офиса, а именно:

- 6 кондиционеров, 12 компьютерных устройств, и другую офисную и бытовую технику (холодильник, микроволновка, чайник);
- Среднемесячное потребление энергии – от 500 до 900 кВтч электроэнергии (500-600 кВтч в зимние месяцы, и 850-950 кВтч в летние месяцы)
- Среднегодовое потребление 6400 кВтч.

Выгоды от проекта:

1. Энергосбережение  $\approx 14000$  кВтч/год;
2. Сокращение выбросов CO<sub>2</sub>- 0.9 тонн/год;
3. Срок окупаемости составляет  $\approx 10$ -11 лет.

К настоящему времени в республике есть минимальное производство солнечных коллекторов, солнечных водонагревательных установок, в основном это импортированные установки из-за рубежа (Китай, Чехия, Россия). Солнечная тепловые станции имеют огромный потенциал применения в Кыргызстане для целей отопления и подготовки горячей воды. Внизу представлены некоторые недостатки, а также достоинства таких видов технологий.

## Солнечные коллекторы (горячая вода и теплоснабжение)

**ДОСТОИСТВА**

- Возможность достижения высоких значений КПД
- Невысокая масса
- Простая конструкция
- Относительная дешевизна
- Простота монтажа

**НЕДОСТАТКИ**

- Зависимость от вариации температур
- Уязвимость к отрицательным температурам
- Ограниченное применение
- Высокая зависимость от облачности и ветра
- Срок эксплуатации зависит от типа коллектора



**Рис. 3.10. Установка солнечной тепловой станции в г. Бишкек**

В столице, на территории КП «Бишкектеплоэнерго» запустили обновлённую котельную «Гагарина», которая обеспечивает теплом и горячей водой детские сады и школы на западе Бишкека.

Следующим этапом компания «NurSun Energy» произвела поставку комплекса гелиосистемы для обогрева воды в комплекте с автоматикой управления, теплообменниками и циркуляционными насосами для системы отопления.

**Малая гидроэнергетика.** Одним из самых перспективных направлений в сфере возобновляемых источников энергии является малая гидроэнергетика Кыргызстана. Ресурсы малых рек республики освоены всего лишь на 3% и представляют собой привлекательную нишу для реализации инвестиционных возможностей. Сегодня общий гидроэнергетический потенциал Кыргызской Республики –составляет порядка 142,5 млрд кВтч.

### Малая гидроэнергетика

**ДОСТОИСТВА**

- Производительность ГЭС легко контролировать
- Отсутствует отрицательное влияние на качество воды
- Обеспечивает устойчивую подачу относительно дешёвой электроэнергии потреблению
- Имеет небольшой срок окупаемости и длительный срок окупаемости

**НЕДОСТАТКИ**

- Большая материалоемкость
- Сооружение МГЭС малоэффективно в равнинных местностях
- Протяжённая засуха может даже прервать производство электроэнергии

Для обеспечения энергетической безопасности страны развивать важно малую гидроэнергетику. Пока же этот потенциал во многом реализуется за счёт крупных гидроэлектростанций. Тем временем внутренний рынок потребителей в последние годы увеличился значительно. При этом возможности остаются на прежнем уровне. ГЭС-2 Введена в эксплуатацию в далёких 60-ых. После распада Советского Союза гидроэлектростанцию законсервировали. Позже выяснить удалось, что оборудование разобрано и частично даже разрушено. Чтобы ГЭС снова заработала, её полностью реконструировали в октябре 2021г. ГЭС теперь сможет обеспечивать электроэнергией около тысячи местных жителей. А летом воду будут спускать для полива. Что ещё немаловажно, реконструировали Сокулукскую ГЭС-2 без привлечения бюджетных или донорских средств. Это была инициатива инвесторов. На сегодняшний день стоимость установки Мини ГЭС варьируется в пределах 800-1000\$ за 1 кВт, а также зависит от таких параметров, как: напор, диаметр турбинного трубопровода, тип турбины, количество гидроагрегатов и условия строительства.

Параметры установки:

- Отсутствие водохранилища (вода поступает напрямую из реки с высоты 80 метров);
- Состоит из двух гидроагрегатов общей мощностью 2.4 МВт;
- Установленный среднегодовой объёмом выработки электроэнергии – в объёме 11.9 млрд кВт/ч.

Преимущества проекта:

1. Позволит увеличить генерацию в Чуйской области;
2. Снизит потери в сетях;
3. Повысит надёжность и стабильность электроснабжения потребителей.

**Ветроэнергетика.** Ветроэнергетика в Кыргызстане не востребована из-за низкой средней скорости воздушных потоков и высокой стоимости проекта. Использование ветровой энергии в республике предполагается

путем использования небольших ветроэнергетических установок малой мощности 1-10 кВт для выработки электроэнергии и электроснабжения индивидуальных потребителей, расположенных в децентрализованных предгорных и отдалённых горных районах, там, где есть ветровой потенциал 10-12 м/сек (горные перевалы и ущелья). Наибольшее число дней с сильными ветрами - до 120 дней наблюдается лишь в районе города Балыкчы, а по другим местам колеблется до 40 дней. Для примера, рассчитаем срок окупаемости установки с мощностью 2 кВт, с потреблением 26 кВт в сутки, что составляет 19 лет при существующих базовых тарифах за электроэнергию 2,16 сома.



**Рисунок 3.11 - Срок окупаемости ветрогенератора**

Диаграмма представляет собой развитие инвестиционных затрат за определенное количество лет, чтобы показать период времени до полной амортизации затрат на установку ветряной турбины.

В первые годы (с 1 по 16) чистая приведенная стоимость сильно отрицательна, что свидетельствует о первоначальных инвестиционных затратах. Следует ожидать, что на этом этапе операционные расходы и первоначальные инвестиционные затраты будут превышать доходы. Примерно с 17-го года чистая приведенная стоимость начинает становиться положительной, что свидетельствует о сокращении убытков. Ветряная

турбина приближается к амортизации. На 21-й год чистая приведённая стоимость наконец-то превышает нулевую отметку, что означает, что с этого момента система приносит прибыль. Поворотный момент, когда чистая приведённая стоимость становится положительной, наступает примерно на 20-й год. Это означает, что ветряной турбине потребуется около 20 лет, чтобы полностью окупить первоначальные инвестиции.

Диаграмма показывает, что ветряная турбина имеет относительно долгий период окупаемости, поскольку первоначальные инвестиционные затраты высоки, но постепенно амортизируются с течением времени за счёт экономии и дохода.

**Таблица 3.17 - Перспективы развития ветроэнергетики в Кыргызстане**

Ветроэнергетика	
Достоинства	Недостатки
Относительная безопасность для окружающей среды	Непостоянство скорости и направления потоков ветра
Отсутствие потребностей в каком-либо топливе	КПД ветрогенераторов в лучшем случае составляет 30 %, а в среднем гораздо меньше
Высокая ремонтпригодность ветряков	Создаёт угрозу для перелётных птиц
Возможность установки ветряков вблизи от потребителей	Является источником шума
Простота обслуживания и быстрая установка	Высокие единовременные инвестиционные затраты

### **Проблемы / Барьеры, возникшие на пути реализации ВИЭ в Кыргызстане.**

В настоящее время доля ВИЭ в потреблении электроэнергии в Республике близка к нулю. Это обусловлено рядом барьеров и препятствий. Например, из-за низких тарифов, возобновляемые источники не могут конкурировать с легко и повсеместно доступной более дешёвой сетевой электроэнергией. Наряду с низкими тарифами на электроэнергию в стране, существуют и другие препятствия, которые сдерживают применение технологий ВИЭ как на национальном, так и на местном уровнях. Все барьеры и проблемы, связанные с ВИЭ, с учётом комментариев участников

круглого стола, на сегодняшний день, можно сгруппировать в политические, экономические и институциональные:

**Политические проблемы \ барьеры:** • Политическая нестабильность в стране; • Наличие бюрократии и коррупции в системе государственных закупок и ценовой политики; • Недоверие со стороны населения к верховенству закона; • Недостаточная полнота и адаптация нормативной правовой базы к условиям рынка, регулирующих внедрение и использование ВИЭ; • В нормативных документах зачастую отсутствуют механизмы их применения; • Не хватает методологии точных прогнозов по ВИЭ; • Отсутствие комплексного законодательства, регулирующего отвод земель, является основным препятствием для развития возобновляемых источников энергии; • Отсутствие прозрачности в управлении энергетическим сектором.

**Экономические проблемы \ барьеры:** • Слабый механизм экономического стимулирования использования ВИЭ; • Многие предприниматели, желающие установить технологии ВИЭ, не владеют достаточными финансовыми средствами; • Отсутствует коммерческая схема по генерированию, накоплению и распределению энергии от ВИЭ в пользу владельцев данных технологий; • Недостаточное возмещение затрат и перекрёстное субсидирование в различных группах потребителей видах топлива препятствует притоку частных инвестиций;

**Институциональные проблемы \ барьеры:** • Статистический учёт по вопросам ВИЭ ведётся довольно слабо и с отставанием по времени; • Отсутствие программных документов, устанавливающих приоритеты внедрения и использования малых возобновляемых энергосистем; • Недостаточные компетенции национальных компаний в ряде сегментов рынка ВИЭ в Кыргызстане; • Отсутствие налаженного процесса по внедрению ВИЭ; • Недостаток информации среди населения о возобновляемых источниках энергии; • Слабый механизм и неотработанная схема государственного-частного партнёрства в стране; • Нехватка

профессиональных кадров и слабый институциональный потенциал в области ВИЭ.

Жители Кыргызстана предъявляют крайне низкий спрос на энергию, произведённую за счет возобновляемых источников, и отсутствие интереса к экологическим инновациям в целом не только в силу особенностей менталитета, но прежде всего в силу недостаточной осведомлённости о преимуществах данного сектора и в силу недоступности соответствующих возможностей [116].

В период с 2012 по 2023 год сектор возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в Кыргызстане развивался медленно, но стабильно. Кыргызстан покрывает около 90 % своих потребностей в электроэнергии за счёт гидроэнергетики. Она доминирует в энергобалансе страны, при этом все большее внимание уделяется малым гидроэлектростанциям (МГЭС). В 2021 году было произведено в общей сложности около 15,6 тераватт-часов (ТВтч) электроэнергии, почти исключительно за счёт гидроэнергетики. Небольшие станции вносят небольшой, но важный вклад в этот показатель, особенно для электрификации отдалённых районов. К 2023 году установленная мощность малых гидроэлектростанций в Кыргызстане достигнет 38,5 МВт. Операторы, такие как Чаканская ГЭС, управляют несколькими станциями, включая Быстровскую станцию мощностью 8,7 МВт. К 2026 году планируется построить ещё 48 малой ГЭС для диверсификации производства энергии и повышения надёжности энергоснабжения. Международные организации, такие как «Всемирный банк» и «Зелёный климатический фонд», поддерживают Кыргызстан финансированием и техническими консультациями по развитию возобновляемых источников энергии. Субсидируемые проекты включают в себя исследования потенциала, а также планирование новых станций. Однако нормативно-правовая база остаётся сложной. Существуют барьеры для частных инвесторов, которые тормозят развитие малой энергетики. Отступление ледников, питающих реки, ставит под угрозу производство гидроэлектроэнергии в долгосрочной перспективе.

Кроме того, существующая инфраструктура сильно устарела. Несмотря на международную помощь, необходимы дополнительные инвестиции, чтобы ускорить энергетический переход и ускорить расширение использования возобновляемых источников энергии. Возобновляемые источники энергии в Кыргызстане, особенно гидроэнергетика, играют важную роль в энергоснабжении. В период с 2012 по 2023 год при поддержке международного сотрудничества был достигнут прогресс в реализации проектов малой гидроэнергетики. Тем не менее, остаются проблемы в области инфраструктуры, инвестиций и адаптации к климату. Определение конкретных показателей по возобновляемым источникам энергии (ВИЭ) в Кыргызстане, в частности их процентного соотношения в энергобалансе, основано на общедоступных данных и отчётах. Согласно отчётам Всемирного банка и энергетических властей Кыргызстана, общее производство энергии в Кыргызстане составляет от 13 до 16 ТВтч в год в период с 2012 по 2023 год. На долю гидроэнергетики приходится около 90-93 % от этого объёма.

Другие возобновляемые источники энергии (солнце, ветер): Доля других возобновляемых источников энергии невелика, но примерно с 2017 года она несколько увеличилась благодаря пилотным проектам. Предполагаемая доля составляет менее 1 %. Ископаемое топливо (например, уголь) составляет остальную часть электроэнергии, обычно около 7-10 %.

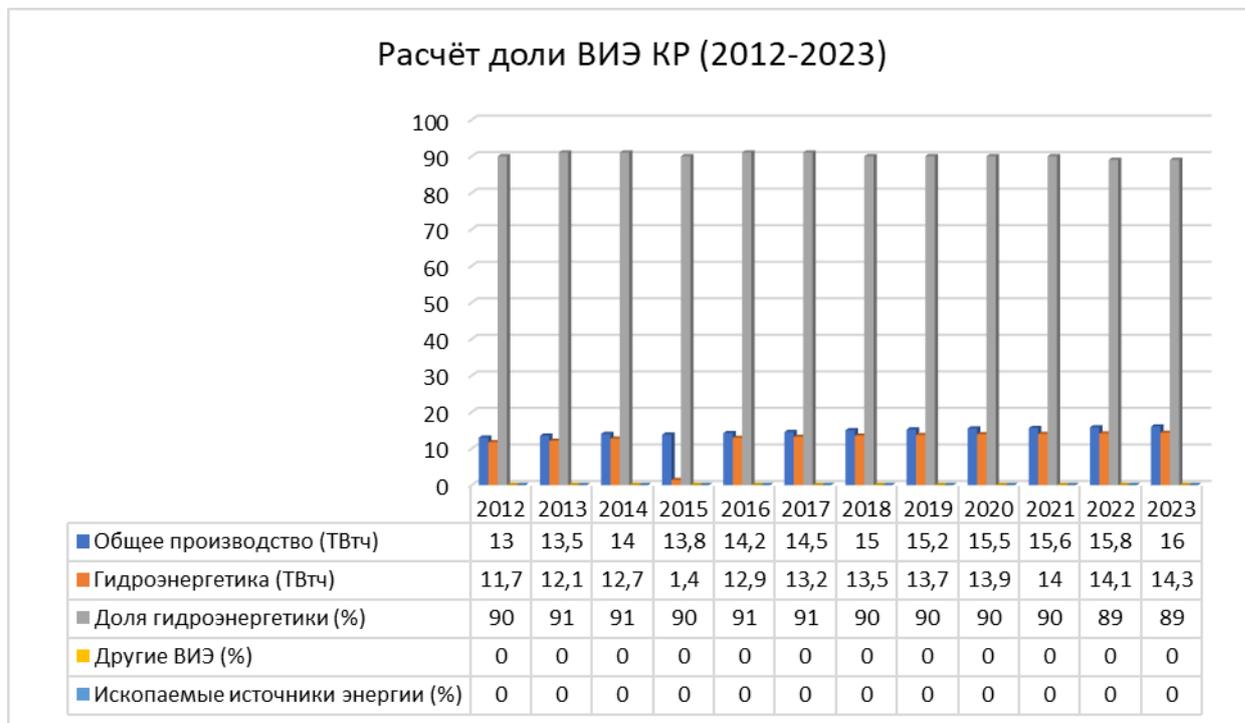
**Таблица 3.18. Расчёт доли ВИЭ КР (2012-2023)**

год	Общее производство (ТВтч)	Гидроэнергетика (ТВтч)	Доля гидроэнергетики (%)	Другие ВИЭ (%)	Ископаемые источники энергии (%)
2012	13,0	11,7	90	<1	~10
2013	13,5	12,1	91	<1	~9
2014	14,0	12,7	91	<1	~8
2015	13,8	1,4	90	<1	~10
2016	14,2	12,9	91	<1	~9
2017	14,5	13,2	91	<1	~8
2018	15,0	13,5	90	<1	~9
2019	15,2	13,7	90	<1	~9
2020	15,5	13,9	90	<1	~9
2021	15,6	14,0	90	<1	~9

2022	15,8	14,1	89	<2	~9
2023	16,0	14,3	89	<2	~9

Составлена автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР

На основе таблицы 3.27. составим диаграмму расчёта ВИЭ КР с 2012 по 2023 гг.



**Рисунок 3.12. Расчёт доли ВИЭ КР (2012-2023)**

Анализ данных таблицы 3.27 (2012-2023 гг.) даёт полное представление о развитии энергетического сектора в Кыргызстане, особенно в отношении возобновляемых источников энергии (ВИЭ - Возобновляемые Источники Энергии). Основное внимание уделяется гидроэнергетике, другим возобновляемым источникам энергии и ископаемому топливу. В течение всего периода с 2012 по 2023 год гидроэнергетика доминировала в энергобалансе, составляя в среднем 90% от общего объёма производства. Доля незначительно колебалась между 89% (2022-2023 гг.) и 91% (2013-2017 гг.). Абсолютное производство электроэнергии за счёт гидроэнергетики выросло с 11,7 ТВтч (2012 год) до 14,3 ТВтч (2023 год). Это примерно на 22 % больше, что в основном связано с ростом общего спроса и расширением мощностей. Другие возобновляемые источники энергии (солнце, ветер и

т.д.). Доля других ВИЭ в общем объёме производства энергии минимальна: к 2021 году она составит менее 1%, а в 2022 году незначительно увеличится до менее 2%. С 2017 года увеличилось число пилотных проектов по использованию солнечной и ветровой энергии, однако масштабы их реализации остаются низкими. Кыргызстан обладает значительным потенциалом для использования солнечной и ветровой энергии благодаря своему географическому положению. Тем не менее, для его расширения требуются значительные инвестиции и корректировка нормативно-правовой базы.

Доля ископаемого топлива (в основном угля и природного газа) колеблется между 8 и 10 %, не претерпевая значительных изменений на протяжении многих лет. Ископаемое топливо в основном служит дополнением, компенсирующим колебания в производстве гидроэнергии, особенно в засушливые годы. В глобальном контексте основное внимание уделяется дальнейшему сокращению использования ископаемого топлива. Кыргызстан преследует аналогичные цели, но прогресс остается ограниченным.

Производство электроэнергии неуклонно растёт с 13,0 ТВтч (2012 г.) до 16,0 ТВтч (2023 г.). Рост примерно на 23% отражает увеличение спроса на энергию, связанное с экономическим ростом и электрификацией сельских районов. В то время как абсолютный объем производства гидроэнергии растёт, её относительная доля несколько снизилась (с 91% в 2013-2017 годах до 89% в 2022-2023 годах). Это свидетельствует о постепенном внедрении других источников энергии.

Производство энергии в Кыргызстане основано преимущественно на гидроэнергетике, которая играет центральную роль в обеспечении энергоснабжения. Другие возобновляемые источники энергии и ископаемое топливо пока вносят лишь небольшой вклад. Наиболее важными задачами являются расширение диверсификации, модернизация инфраструктуры и адаптация к последствиям изменения климата. Без значительных инвестиций

в альтернативные ВИЭ и технологических инноваций зависимость от гидроэнергетики может стать проблематичной в долгосрочной перспективе.

Далее рассмотрим долю возобновляемых источников энергии в общем объёме энергопотребления 2012 по 2023 гг. (в процентах)

**Таблица 3.19. Доля возобновляемых источников энергии в общем объёме энергопотребления 2012 по 2023 гг. (в процентах)**

Наименование показателей	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Доля возобновляемых источников энергии в общем объёме конечного энергопотребления, в процентах	37,1	33,3	36,7	30,6	31,6	36,5	33,9	35,7	36,7	31,8	30	33,5
Производство электроэнергии гидроэлектростанциями, млн. кВт.ч.	14179,0 9,0	13096,7 6,7	13297,6 7,6	11092,7 2,7	11497,8 7,8	14191,2 1,2	14318,3 8,3	13859,2 9,2	13979,2 9,2	12957,1 7,1	11928,6 8,6	12095,2 5,2

Составлено автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции», <https://www.stat.gov.kg> – сайт Национального Статистического Комитета КР

На основе данных из таблицы 3.19. составим диаграмму доли возобновляемых источников энергии в общем объёме энергопотребления (в процентах).



**Рисунок 3.13. Доля возобновляемых источников энергии в общем объёме энергопотребления 2012 по 2023 гг. (в процентах)**

Исходя из данных таблицы 3.28 доля возобновляемых источников энергии (в основном гидроэнергетики) в общем объеме конечного энергопотребления демонстрирует значительные колебания по годам. С 2012 г. по 2014 г. на этом этапе наблюдалось первоначальное снижение доли с 37,1 % (2012) до 33,3 % (2013), за которым последовало восстановление до 36,7 % (2014). Это может быть связано с благоприятными гидрологическими условиями и более активным использованием гидроэнергии. Значительное снижение до 30,6 % (2015) и 31,6 % (2016) указывает на проблемы в производстве энергии, возможно, связанные с засухами или увеличением использования невозобновляемых источников энергии, таких как уголь или газ. С 2017 г. по 2020 г. в этот период наблюдается стабилизация доли с пиком в 36,7 % в 2020 г. Этому может способствовать увеличение инвестиций в гидроэнергетику и продвижение возобновляемых источников энергии. С 2021 г. по 2023 г. после снижения до 30 % в 2022 году, доля немного выросла до 33,5 % в 2023 году. Это может свидетельствовать о постепенном восстановлении или модернизации энергетического сектора.

Производство гидроэлектроэнергии, которая является основным источником возобновляемой энергии в Кыргызстане, также демонстрирует значительные колебания. При объеме производства более 14 000 млн кВт-ч (например, в 2012, 2017, 2018 гг.) гидроэнергетика достигла пиковых значений в эти годы. Это свидетельствует об оптимальном использовании имеющихся водных ресурсов. В 2015 (11 092,7 млн кВт-ч) и 2022 (11 928,6 млн кВт-ч) годах наблюдаются более низкие значения производства, что может свидетельствовать о гидрологических проблемах, таких как засухи. Производство составило 12 095,2 млн кВт-ч, что представляет собой небольшое восстановление по сравнению с 2022 годом. Это может свидетельствовать о более благоприятных гидрологических условиях или о повышении энергоэффективности гидроэлектростанций.

Колебания в производстве гидроэлектроэнергии часто зависят от гидрологических условий. Засухи снижают доступность воды, что влияет на

производство энергии. Снижение доли возобновляемых источников энергии также может быть связано со старением инфраструктуры или неэффективностью станций, в то время как рост показателей указывает на инициативы по модернизации. Увеличение общего энергопотребления в последние годы могло привести к снижению процентной доли возобновляемых источников энергии, хотя абсолютное производство остается стабильным или немного увеличивается.

Перспективы на будущее. Инвестиции в более эффективные технологии могут способствовать дальнейшей стабилизации доли возобновляемых источников энергии. Сосредоточение внимания на других возобновляемых источниках энергии, таких как солнечная или ветровая энергия, может снизить зависимость от гидроэнергетики и ускорить энергетический переход. Программы поддержки и субсидии могут укрепить возобновляемые источники энергии и способствовать более устойчивой энергетической политике.

Данные показывают, что Кыргызстан обладает большим потенциалом в секторе возобновляемых источников энергии, особенно за счёт гидроэнергетики. Однако инвестиции в инфраструктуру, диверсификация и учёт климатических колебаний имеют решающее значение для дальнейшего расширения использования возобновляемых источников энергии и увеличения их доли в общем объёме энергопотребления.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Гидроэнергетика Кыргызстана базовая отрасль экономики Кыргызстана, полностью обеспечивающая электроэнергией как внутренние потребности народного хозяйства и населения, так и периодичный экспорт в ряд стран. После получения независимости энергетика страны унаследовала развитую материальную инфраструктуру. Однако большая часть энергетического оборудования не обеспечивалось надлежащим техническим обслуживанием или уже отслужила свой срок эксплуатации. В связи с чем, возникают технические потери в процессе передачи распределения электричества от точки её выработки до точки её потребления.

**В результате выполненного исследования можно сделать следующие выводы и рекомендации:**

1. Описав теоретические и методические аспекты управления энергетической системой и эволюции взглядов учёных экономистов Кыргызской Республики сделали вывод о том, что анализ современных исследований энергетической отрасли и её роли в экономике, включает в себя три основополагающих компонента: анализ сложившейся исторической картины энергетики Кыргызстана, прогноз относительно её развития и принятия компетентных внутривнутриполитических и внешнеполитических решений, способных изменить ситуацию в республике, имеющей ряд проблем в гидроэнергетике и зависимой от внешних поставок углеводородов. Исходя из этого и создаётся понимание исторических событий и ситуаций в энергетической системе страны, вырабатываются возможные сценарии развития и принятия компетентных решений. ТЭК Кыргызстана исследуется и анализируется кыргызскими и российскими экспертами в связи с тем, что энергетическая безопасность стран Центральной Азии и Кыргызстана, является и вопросом безопасности России. Кыргызстан является партнёром, с которым сотрудничают не только в двустороннем формате, но и на площадках СНГ, ОДКБ, ШОС. Топливо-энергетическая обеспеченность КР

имеет общую историю с советским пространством, но приобретённая независимость приводит к выстраиванию новых в топливно-энергетическом направлении и в поэтому энергетическое сотрудничество внимательно анализируется учёными, экспертами и журналистами.

Что касается западных учёных, то они не уделяют должного внимания исследуемой теме, но имеют публикации, имеющие косвенное отношение к гидроэнергетическому комплексу, угольной промышленности, нефтегазовому хозяйству КР. Публикации западных учёных анализируют влияние российских энергетических компаний на углеводородные страны Кавказа и Центральной Азии, а также государства, нуждающиеся в них (Китай, страны ЕС). Учитывая аналитические факторы европейских учёных, можно провести определенные параллели и в отношении Кыргызстана, который находится в зависимости от российских поставок нефтепродуктов и газа.

2. Исследовав опыт зарубежных стран и лучшие мировые практики в области управления энергетическими системами для применения в условиях Кыргызской Республике пришли к выводу, что энергетическая система любого государства является по своей сути сосредоточением стратегических ресурсов жизнеобеспечения, фундаментальной основой эволюции цивилизации. Роль энергетической системы в экономике не исчерпывается традиционной динамикой и интерпретацией финансово-экономических показателей. В отношении концепции механизма государственного регулирования энергетической системы следует отметить, что приоритетные направления не должны быть обусловлены интересами конкретных субъектов энергоэкономических отношений, а должны базироваться и соответствовать целям устойчивого развития государства в целом. В 2023 году была завершена разработка совместной Концепции развития ОЭС Центральной Азии. Концепция была разработана Алматинским университетом энергетики и связи совместно со специалистами КДЦ «Энергия». Было проанализировано современное состояние энергосистем,

входящих в ОЭС ЦА, определены узкие места, препятствующие развитию торговли и обеспечению устойчивости работы, рассмотрены планы развития национальных энергосистем и выданы рекомендации по структуре генерации и развитию сетей.

Законодательство Кыргызской Республики имеет достаточно сильную правовую основу для хорошего управления, но механизмы, работающие по обеспечению прозрачности, подотчётности и возможности участия общественности, слабы или отсутствуют.

3. Изучив законодательную и нормативно-правовую базу, регулирующую деятельность в области энергетики в Кыргызстане, с целью выявления существующих проблем и пробелов в регулировании определили, что энергоэффективность и энергосбережение в КР регулируется рядом законодательных и нормативных документов, которых имеется в достаточном количестве, но, к сожалению, многие основополагающие положения этих документов не были реализованы или внедрены в практику по разным причинам. В связи с этим в КР имеются большие проблемы с энергоэффективностью и энергосбережением. Энергоёмкость экономики остаётся на высоком уровне. В стране не уделяется должного внимания политике энергосбережения и энергоэффективности, хотя в Кыргызстане существует значительный потенциал. Серьёзной проблемой является отсутствие реальных механизмов, стимулирующих процессы энергосбережения, а также инвестиционный дефицит и слабая поддержка со стороны Правительства КР в области осуществления энергоэффективности и энергосберегающей политики. В результате чего энергозатраты экономики КР остаются на высоком уровне. Выполненный обзор законов и других нормативно-правовых документов показал, что в Кыргызстане КР в достаточной мере обеспечена законодательной и нормативно-правовой базой для успешного развития топливно-энергетического комплекса. Однако реализация принятых законов, стратегий, программ и других правительственных документов осуществляется в недостаточной мере и

оставляет желать лучшего. В целом эффективной реализации принятых законов и стратегий препятствует отсутствие политических реформ в энергетике и слабое управление.

4. Проведя анализ и оценку текущего состояния и эффективности управления энергетической системой Кыргызской Республики отметили значительный рост потребления ВВП на душу населения, что свидетельствует об улучшении экономических показателей и повышении уровня жизни. Потребление электроэнергии также увеличилось, но более умеренными темпами, чем ВВП. Это может свидетельствовать о повышении энергоэффективности и использовании современных технологий, которые потребляют меньше энергии на единицу ВВП. Почти постоянное потребление энергоносителей указывает на то, что общее потребление энергии остаётся стабильным, несмотря на экономический рост. Уровень технологического развития значительно повысился в период с 2012 по 2021 год. Несмотря на некоторые колебания в середине периода, общая тенденция является положительной. Значительное повышение уровня технологического развития в последние годы свидетельствует об увеличении инвестиций в инновации и технологии.

Отсутствие связи между экономическим ростом и потреблением энергии свидетельствует о более устойчивом развитии. Экономический рост увеличился, в то время как потребление энергоносителей осталось стабильным, что свидетельствует о более эффективном использовании ресурсов и возможном переходе к более чистым видам энергии. Повышение уровня технологического развития подтверждает предположение о том, что технологические инновации способствовали повышению энергоэффективности и снижению энергопотребления.

Для удовлетворения растущего потребления увеличилась зависимость от импорта. В 2023 году значительная часть энергии импортировалась из соседних стран, в основном из Узбекистана и Казахстана. Растущее потребление энергии в сочетании со стагнацией или сокращением

производства представляет собой серьёзную проблему. Необходимо срочно принять меры по диверсификации и модернизации энергоснабжения. Планируется, что проблема нехватки энергетических мощностей будет решена к 2026 году, а к 2030 году Кыргызстан достигнет статуса экспортёра электроэнергии.

Для того, чтобы решить проблемы повышения эффективности финансирования электроэнергетики необходимо разработать и внедрить эффективную систему функционирования. В срочном порядке внедрять реформаторский подход из-за проблем, несущих системный характер, а также создавать необходимые условия для инвестиционной привлекательности, с целью создания увеличения объёмов производства.

5. Проведя корреляционно-регрессионный анализ факторов, влияющих на объем производства (выработки) электроэнергии, а также разработав модель и рассчитав прогноз показателей производства электроэнергии на период до 2033 г. (на примере Уч-Курганской ГЭС и Шамалды-Сайской ГЭС) получили результаты регрессионных исследований прогноза выработки электроэнергии на двух ГЭС по реке Нарын, которые можно интерпретировать на общий каскад Нарынских ГЭС так как среднегодовой расход воды реки Нарын имеет отрицательный тренд. Уч-Курганская и Шамалды-Сайская ГЭС находятся на одной реке Нарын и на небольшом расстоянии друг от друга, мы видим схожую динамику прогнозной выработки электроэнергии и в целом можно отметить, что с последующим обмелением водохранилищ выработка электроэнергии будет снижаться в целом по всему каскаду Нарынских ГЭС.

Поскольку величина годового стока рек меняется из года в год в широких пределах если рассматривать различные варианты развития энергосистемы необходимо в первую очередь с прогнозировать на среднесрочную перспективу развития энергосистемы государства с трёх позиции. Первая так называемый базовый вариант или реалистичный

сценарий, второе оптимистический сценарий, и третье пессимистический сценарий.

б. По результатам выполненного исследования можно сделать заключение, что КР обладает большим потенциалом для устойчивого, эффективного развития энергетической отрасли. Успешное развитие энергетической отрасли невозможно без проведения соответствующей инновационной и научно-технической политики, которая в первую очередь должна предусматривать расширение инфраструктуры, модернизацию устаревших технологий и внедрение новой современной техники. При этом основой политики должна быть поддержка Правительства КР научных исследований в области энергетики и внедрение новейших достижений науки и техники с целью существенного повышения эффективности функционирования отраслей ТЭК. Однако для дальнейшего успешного развития энергетики республики, правительству необходимо прикладывать больше усилий для реализации своих законов по энергетике и других программных документов, с учётом их обновления и совершенствования. Для принятия менеджером взвешенного решения по выбору инновационной стратегии развития энергетической компании в исследовании предложена методика данного выбора, которая позволяет анализировать и сравнивать достоинства и недостатки инновационных стратегий, учитывая специфические особенности энергетической отрасли. Предложенная методика учитывает субъективный и объективный подходы при анализе информации о деятельности энергетической компании.

Цифровизация энергетической системы – это эффективный формат управления работой энергосистем, который обеспечивает оптимизацию технологических и бизнес-процессов для достижения целевого состояния топливно-энергетического комплекса. Цифровизация в энергетической системе позволяет системе гибко работать, оптимизируя работу энергетических активов таким образом, чтобы их можно было интегрировать с наименьшими затратами для потребителей.

## ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Для интенсификации энергосбережения необходимы обоснованное повышение внутренних цен энергоносителей экономически оправданными, приемлемыми для потребителей темпами; постепенная ликвидация перекрёстного субсидирования в тарифообразовании, прежде всего в электроэнергетике; продолжение реформирования жилищно-коммунального хозяйства. Вместе с тем эффективное ценовое регулирование является абсолютно необходимым, но недостаточным условием интенсификации энергосбережения.

2. Для обеспечения энергетической безопасности необходимо решение двух первоочередных проблем.

Во-первых, необходимо осуществить модернизацию во многом устаревшей морально и изношенной физической технологической базы ТЭК и обеспечить воспроизводство его вырабатываемой ресурсной базы.

Во-вторых, требуется изменение структуры потребления и размещения производства топливно-энергетических ресурсов, увеличение потребления гидроэнергии, угольной продукции и использования возобновляемых источников, а также добычи углеводородов.

3. Обзор законодательной базы показал, что Кыргызская Республика неплохо обеспечена законодательной и нормативно-правовой базой для успешного развития энергетического комплекса. Однако реализация принятых законов, стратегий, программ и других правительственных документов осуществляется в недостаточной мере и оставляет желать лучшего, к тому же некоторые законы и программы требуют доработок, на что необходимо обратить внимание Кабинету Министров Республики.

4. Для того, чтобы решить проблемы повышения эффективности финансирования электроэнергетики необходимо разработать и внедрить эффективную систему функционирования. В срочном порядке внедрять реформаторский подход из-за проблем, несущих системный характер, а

также создавать необходимые условия для инвестиционной привлекательности, с целью создания увеличения объёмов производства.

Чтобы решить существующие проблемы тарифной политики необходимо в первую очередь сократить потери. Затем планомерно осуществлять ежеквартальное повышение тарифов с целью избежать возможного ценового шока у населения. Причём на государственном уровне должен быть разработан комплекс мероприятий по убеждению населения и бизнеса о неизбежности повышения тарифов для оздоровления и развития отрасли. Параллельно внедрять систему льгот для бедных семей и высокогорных регионов. В противном случае, общество не поддержит реформ в ценовой политике. Таким образом, вырисовываются ключевые фразы решения проблем - сокращение потерь, планомерное повышение тарифов. После получения независимости энергетика страны унаследовала развитую материальную инфраструктуру. Однако большая часть энергетического оборудования не обеспечивалось надлежащим техническим обслуживанием или уже отслужила свой срок эксплуатации. В связи с чем, возникают технические потери в процессе передачи распределения электричества от точки её выработки до точки её потребления. Для более надёжной энергетической безопасности Кыргызстана в будущем следует продолжить строительство Нарынского каскада и создать благоприятную среду для развития электроэнергетики основанной на альтернативных источниках энергии.

5. Существующий менеджмент энергетической отрасли очень низкий. Говорить о том, что в стране нет квалифицированных специалистов, способных наладить систему - преждевременно. Все дело в том, что причина не в менеджерах, а в неэффективной системе. Бытовым потребителям расценивают электроэнергию как дешёвую альтернативу другим видам топлива. Для решения проблем нет необходимости изменения прав собственности, как это предлагается в виде одного из путей решения кризисного менеджмента. Необходимо тщательно продумать концепцию

распределения процентов чистой прибыли между членами совета директоров государственной компании, что должно стать частью пакета мер по улучшению корпоративного управления энерго-распределительной отраслью. Все менеджеры компаний должны наниматься по итогам конкурса и подчиняться правилам компаний, а не гражданской службы. Затем с ними должны быть подписаны прагматичные контракты. Правительство должно выполнять свои обязанности: принимать и реализовывать тарифную политику, принимать юридические и регулятивные меры по устранению барьеров и несоответствий; официально и публично объявлять преступников, связанных с кражей электроэнергии и принимать жёсткие меры.

б. Для полноценного развития электроэнергетическому сектору Кыргызстана необходимо применять инновационные стратегии, обеспечивающие постоянное совершенствование их деятельности.

Для достижения поставленных стратегических целей аналитическим путём был выделен ряд направлений, среди которых: увеличение доли рынка тепловой и электрической энергии; обновление основных производственных фондов; освоение смежных рынков (энергосберегающего оборудования, энергоремонт, техническое обслуживание); создание резервного (страхового) фонда (МТР, топлива, финансовых ресурсов); снижение (оптимизация) издержек производства. Использование возобновляемых источников энергии может оказать положительное влияние на макроэкономические показатели страны путём снижения импорта ископаемых (традиционных) источников энергии, снижения стоимости энергии за счёт её выработки альтернативными источниками энергии. Кроме того, использование возобновляемой энергетики даёт возможность получения новых рабочих мест, улучшает качество жизни путём получения доступа к энергии, что имеет социальную значимость.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:**

### **Нормативные правовые документы**

1. Конституция КР от 5 мая 2021 года.
2. Закон Кыргызской Республики от 30 октября 1996 года № 56 Об энергетике (в редакции Законов КР от 16 мая 2008 года №85, 23 мая 2008 года № 93, 23 января 2009 года №14, 18 мая 2012 года № 60, 10 октября 2012 года №170, 24 июня 2013 года № 99 19 июля 2014 года № 145, 14 января 2015 года (№10)».
3. Закон КР «Об электроэнергетике» от 28 января 1997 года (№ 8). В редакции Законов Кыргызской Республики от 26 февраля 2003 года № 43, 6 декабря 2004 года № 187, 28 декабря 2006 года № 207, 10 августа 2007 года № 146, 16 мая 2008 года № 85, 23 января 2009 года № 14, 10 июня 2011 года № 35, 13 июня 2011 года № 43, 26 июля 2011 года № 146, 30 ноября 2012 года № 188, 15 февраля 2013 года № 20, 24 июня 2013 года № 98, 18 июля 2014 года № 144, 19 июля 2014 года № 145, 20 января 2016 года № 5, 12 декабря 2017 года № 207 (12), 24 июля 2019 года № 99, 25 июля 2023 года № 147)
4. Закон Кыргызской Республики о нефти и газе. (В редакции Законов КР от 9 марта 2004 года № 19, 18 мая 2012 года № 58, 29 мая 2012 года №74, 11 октября 2012 года № 171, 13 февраля 2013 года № 15, 20 января 2015 года № 19).
5. Закон Кыргызской Республики «Об энергосбережении» от 7 июля 1998 года (№ 88).
6. Закон Кыргызской Республики от 26 февраля 2003 года № 44 «О национальной безопасности» (в редакции Законов КР от 13 октября 2008 года № 212, 25 ноября 2011 года № 222, 18 марта 2017 года № 46, 1 декабря 2017 года N 197(2)).
7. Закон Кыргызской Республики «Об особом статусе каскада Токтогульских гидроэлектростанций и национальной высоковольтной линии электропередачи» принят 21 января 2002 года (№ 7).

8. Закон Кыргызской Республики от 28 января 1997 года № 8 Об электроэнергетике (В редакции Законов КР от 26 февраля 2003 года № 43, 6 декабря 2004 года № 187, 28 декабря 2006 года № 207, 10 августа 2007 года № 146, 16 мая 2008 года № 85, 23 января 2009 года № 14, 10 июня 2011 года № 35, 13 июня 2011 года № 43, 26 июля 2011 года № 146, 30 ноября 2012 года № 188, 15 февраля 2013 года № 20, 24 июня 2013 года № 98, 18 июля 2014 года № 144, 19 июля 2014 года № 145, 20 января 2016 года № 5, 12 декабря 2017 года N 207 (12).

9. Закон Кыргызской Республики «Об энергетической эффективности зданий» от 26 июля 2011 года N 137 (В редакции Законов КР от 18 октября 2013 года N 194, 20 июня 2019 года N 74).

10. Закон Кыргызской Республики «О техническом регулировании в Кыргызской Республике» от 22 мая 2004 года № 67 (В редакции Законов КР от 16 ноября 2009 года № 299, 14 октября 2011 года № 171, 15 ноября 2014 года № 153, 25 декабря 2014 года № 163, 30 декабря 2015 года № 230, 2 августа 2017 года № 167, 29 марта 2019 года № 40, 18 июля 2019 года № 90, 23 марта 2021 года № 39, 3 августа 2022 года № 79).

11. Постановления СНП Жогорку Кенеша Кыргызской Республики «О Программе разгосударствления и приватизации АО «Кыргызэнерго» от 6.11.1998, П№ 936-1-5.

12. Постановления ЗС Жогорку Кенеша Кыргызской Республики «О Программе разгосударствления и приватизации АО «Кыргызэнерго» от 24.03.1999, З№ 1358-1.

13. Постановления Правительства Кыргызской Республики «О порядке учёта и начисления штрафных санкций (пени) при несвоевременной оплате за потреблённую электрическую и тепловую энергию» от 07.09.1999, № 483. «О лицензировании отдельных видов предпринимательской деятельности» от 31.05.2001, № 260. «О праве утверждения тарифов на электрическую и тепловую энергию, горячее водоснабжение и газ природный» от 06.02.1997, № 59. О Программе разгосударствления и

приватизации Кыргызской государственно-акционерной холдинговой компании «Кыргызгосэнергохолдинг» от 23.04.1997, № 239, (с изменениями и дополнениями от 22.05.1998, № 260 и от 05.06.1998, № 333). «О реструктуризации акционерного общества «Кыргызэнерго» от 21.01.2000, № 38, (с изменениями и дополнениями от 15.03.2000, № 139 и от 22.02.2001, № 139). «О регулировании рынка электроэнергии в Кыргызской Республике» от 06.04.2000, № 187 (с изменениями и дополнениями от 15.03.2000, № 139).

14. Закон Кыргызской Республики от 23 мая 2002 года № 82 «О ратификации Соглашения между Министерством обороны Кыргызской Республики и Министерством Российской Федерации по атомной энергии о сотрудничестве в области технического перевооружения и модернизации средств охраны государственной границы Кыргызской Республики, технических средствах охраны и средств связи».

15. Закон Кыргызской Республики от 15 апреля 2003 года № 76 «О ратификации Соглашения между Правительством Кыргызской Республики и Правительством Китайской Народной Республики о сотрудничестве в области энергетики, подписанного 24 июня 2002 г. в городе Пекин».

16. Закон Кыргызской Республики от 17 августа 2004 года № 149 «О ратификации Соглашения между Министерством обороны Кыргызской Республики и Министерством Российской Федерации по атомной энергии о сотрудничестве в области производства урановой продукции, цветных и благородных металлов и других стратегических материалов».

17. Постановление Правительства Кыргызской Республики от 30 января 2006 года № 52 «Об утверждении Решения Экономического совета Содружества Независимых Государств об основных направлениях и принципах взаимодействия государств-участников Содружества Независимых Государств в области обеспечения энергоэффективности и энергосбережения, подписанного 11 марта 2005 года в городе Москве».

## Социально-экономическая литература

18. Алдашева Н.Т., Кабатаев Д., Арзалиев Б. Исследование эффективного варианта управления энергетическими ресурсами промышленных предприятий. // Бюллетень науки и практики, 2021 № 10 - с. 282.
19. Акбашева Д.М., Борлакова Т.М., Катчиева М.Р., Основные макроэкономические факторы и риски, влияющие на оптимизацию структуры и работу энергетических компаний // Kant. 2020. №4 (37). – С. 61.
20. Арзамасцев Д.А. Модели оптимизации развития энергосистем / Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес, А.Л. Мызин. М.: Высшая школа, 1987. 272 с.
21. Аттокуров, С.А. История индустриального развития Киргизии (1917-1937 гг.) [Текст] / А.С.Аттокуров. - Фрунзе: Изд-во «Кыргызстан»,1965. - 462 с. С.258.
22. Арзыматова, А.А. Промышленность Кыргызстана. Вторая половина XIX- XX вв. Теоретико-методологические проблемы [Текст] / А.А. Арзыматова. - Бишкек: [б.и.], 2008. - 300 с. С.262.
23. АБР, «Отчёт о технической помощи. Номер проекта: 52112-001 Кластер технической поддержки знаний и поддержки (С-KSTA). Региональное сотрудничество по расширению трансграничной торговли энергией в энергосистеме Центральной Азии», ноябрь 2018 г.
24. Байшуакова А.Б. Стратегическая матрица Кыргызстана: ретроспектива, современность и сценарии будущего развития / А.Б. Байшуакова. – М.: Изд-во Ин-т. эконом. стратегий, 2007. - 440 с.
25. Веников В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Т.А. Филиппова. М.: Энергоатомиздат, 1990. 352 с.
26. Ветровые мачты находятся на стадии установки и пока не генерируют электричество в полной мощности.
27. Гительман Л.Д. Региональная энергетика / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников, А.С. Семериков. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005. 117 с.

28. Гликман О.В., Назарова А.У. Международно-правовые основы энергетического сотрудничества государств – членов Евразийского экономического союза. Право и управление. XXI век. 2020;16(1):28-3587  
Лизикова М.С. Правовое регулирование вопросов использования атомной энергии в законодательстве государств членов ЕАЭС (перспективы инновационной стратегии) // Colloquium- journal. 2019. № 5.

29. География Киргизии. Топография и дренаж [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B5%D0%BE%>. - Загл.с экрана.

30. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Эффективная энергокомпания. М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2002 г. С. 149.

31. ГОСТ Р 52320-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока.

32. Гомонов К.Г., Сипакова П.О., Чапурная А.П., Внедрение микрогенерации и энергосберегающих технологий в рамках концепции зеленой экономики: зарубежный опыт и Россия // Вестник РУДН. Серия: Экономика. 2019. №3. – С. 28.

33. ГОСТ Р 52320-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока.

34. Гительман Л.Д. [и др.]. Управление электроэнергетикой в условиях рыночной экономики / Свердловск: Изд-во УрГУ, 1990. 176 с.

35. Денисенко Д. При СССР в энергосистему вкладывали втрое больше [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.vb.kg/doc/263311\\_m](http://www.vb.kg/doc/263311_m). (дата обращения 26.09.2024г.)

36. Домников А.Ю. Управление развитием региональных электроэнергетических систем / А.Ю. Домников. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005. 300 с.

37. Домников А.Ю. Прогнозирование развития региональных электроэнергетических систем в условиях реформирования / А.Ю. Домников. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005. 128 с.

38. Зубарева И. «Цифра» бежит по проводам. Энергетика // Приложение к Российской газете. 2019. 2 октября. С. 39.
39. «Затраты на генерацию возобновляемой энергии в 2019 г.», IRENA, 2020 г.
40. Имамутдинов И. Сверхкритическая модернизация / И.Имамутдинов // Эксперт. 2005. №20. С.62-66.
41. История Киргизской ССР[Текст]. - Фрунзе: «Кыргызстан», 1986. - Т.3. - 687 с. С.228.
42. История Киргизской ССР[Текст]. - Фрунзе: «Кыргызстан», 1986. - Т. 4. - 678 с.
43. Киргизская Советская Социалистическая Республика [Текст]: Энциклопедия. - Фрунзе: [б.и.],1982. - С. 204-205.
44. Койчуев, Т.К. Современное состояние и перспективы развития экономики Кыргызстана [Текст] /Т.К. Койчуев //Экономика Кыргызстана: реалии и перспективы. – Бишкек: 2001. С. 7.
45. Койчуев, Т.К. Кыргызстан - выбор пути развития в цивилизованном мире / Т.К. Койчуев // Внешнеторговые связи между Кыргызстаном и Турцией в годы независимости: сб. науч. тр. – Бишкек, 2015. С. 112-123.
46. Ключев Ю.Б. К вопросу энергетической безопасности страны / Ю.Б. Ключев // Вестник УГТУ-УПИ. Сер. «Экономика и управление». 2003. №7. С. 41-48.
47. Кыргызская Республика: Обзор сектора энергетики в 2018 году.
48. Кудрявцева, Т. Третью фазу проекта реабилитации Токтогульской ГЭС может профинансировать Евразийский банк развития [Электронный ресурс]/Т.Кудрявцева. - Режим доступа:[http://m.24kg.org/ekonomika/29865\\_tretv.-Загл. с экрана. \(дата обращения 26.09.2024г.\)](http://m.24kg.org/ekonomika/29865_tretv.-Загл. с экрана. (дата обращения 26.09.2024г.))

49. Камбар-Атинская ГЭС-1, 2 [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.energo-es.kg/ru/o-kompanii/filialy/kambar-ata-2-gesi/>. - Загл. с экрана. (дата обращения 26.09.2024г.)

50. Куржумбаева РБ. Автореферат диссертации «Управление уровнем потерь электроэнергии в распределительных сетях 0,4-35 кВ». Бишкек. 2014 год.

51. Кыргызстан ожидают реформы в энергетическом секторе - <https://e-cis.info/news/567/90384/> (дата обращения 26.09.2024г.)

52. Ловыгина, А. Б. Методы государственного регулирования энергетики в Российской Федерации/ А. Б. Ловыгина, В. И. Белов // Евразийский Союз ученых. - 2015. - №4(13). - С.62.

53. Лахно П.Г. Об энергетическом праве и не только.// Предпринимательское право. 2019. № 4. С. 34.

54. Лизикова М.С. Правовое регулирование вопросов использования атомной энергии в законодательстве государств членов ЕАЭС (перспективы инновационной стратегии) // Colloquium- journal. 2019. № 5.

55. Ларичев О. И., Е. М. Мошкович. Качественные методы принятия решений. Вербальный анализ решений. М.: Наука. Физмалит, 1996.

56. Метод доходности инвестированного капитала (rab) как основа реформирования энергетики - [http://www.science-bsea.bgita.ru/2013/ekonom\\_2013\\_19/rybakova\\_metod.htm](http://www.science-bsea.bgita.ru/2013/ekonom_2013_19/rybakova_metod.htm) (дата обращения 26.09.2024г.)

57. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике / Л.А. Мелентьев. М.: Наука, 1983. 445 с.

58. Мусакожоев Ш.М., Жапаров А.У. Стратегия инновационной модернизации / Ш.М. Мусакожоев, А.У. Жапаров. – Бишкек: Турар, 2010. – 166 с.

59. Мубаракшин Б.Н. Гидроэнергетика Киргизии в контексте решения водно-энергетических проблем Центральной Азии [Электронный ресурс] /Б.Н. Мубаракшин. – Режим доступа:

<http://www.vestnik.mgimo.ru/razdely/ekonomika/gidroenerg>. (дата обращения 26.09.2024г.)

60. Маткеримова А. М. Добыча, переработка нефти и газа в Кыргызстане: история и пути их развития / А. М. Маткеримова //Сб. науч. тр. молодых ученых. – Бишкек, 2016. – №19. – С. 322.

61. Мызин А.Л. Моделирование состояния и прогнозирования развития региональных экономических и энергетических систем / А.Л. Мызин, Л.Л. Богатырев. М.: Экономика, 2004. 247 с.

62. Марченко Г.Н., Михайлов С.Н., Мансуров Р.Е. Оценка экономической конкурентоспособности энергетических предприятий. Казань : КГЭУ, 2005 г. С. 26.

63. Назарова А.У. Экономико-правовые проблемы и перспективы развития общего рынка газа и общего рынка нефти и нефтепродуктов в ЕАЭС / А.У. Назарова, О.А. Павлова // Евразийский юридический журнал. — 2020. — № 10 (149). — С. 18-20.

64. Начало строительства Шамалды-Сайской ГЭС. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.foto.kg/galereva/3665-nachalo-stroitelstva-shamaldy-savskov-ges-zakladka-pamvatnov-doski-kollektivom-narvngidroenergostrov.html>. - Загл. с экрана. (дата обращения 26.09.2024г.)

65. Национальная энергетическая программа Кыргызской Республики и стратегия развития топливно-энергетического комплекса до 2025 года.

66. Орузбаев Б. Вопросы развития экономической дипломатии Кыргызской Республики / Б. Орузбаев // Вестник ДА МИД КР им. К. Дикамбаева. – Бишкек, 2016. -№7(07). – С. 64.

67. Отамбаев Т.А. Внешнеполитические отношения Кыргызстана со странами Азиатско-Тихоокеанского региона в 1991-2009 гг. (на примере Японии, Южной Кореи и Малайзии): дис. канд. истор. наук: 07.00.02. / Т.А. Отамбаев. – Бишкек, 2012. – С. 27-38.

68. О ратификации Протокола о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза) // Собрание законодательства РФ, 05.07.2021, № 27 (часть I), ст. 5063.

69. Основные направления формирования стратегии развития энергетической компании. - <http://www.aup.ru/articles/management/44.htm>. (дата обращения 26.09.2024г.)

70. Обновлённый определяемый на национальном уровне вклад, 2021, Кыргызская Республика.

71. Общий электроэнергетический рынок ЕАЭС будет запущен не позже 1 января 2025 г. URL: <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/16-08-2019-2.aspx> (дата обращения: 24.09.2024 г.).

72. Парамонов В., Строков, А. Энергетические интересы и энергетическая политика Китая в Центральной Азии / В. Парамонов, А. Строков // Центральная Азия и Кавказ. – Лулео, 2010. -Т. 13. - № 3. – С. 21-35.

73. Попырин Л.С. Исследование энергетических объектов при неполной информации / Л.С. Попырин // Методы технико-экономических исследований энергетических установок в условиях неполноты информации. М.: ЭНИНа, 1987. С. 5-21.

74. Подписан закон о ратификации Протокола о внесении изменений в Договор о ЕАЭС от 29 мая 2014 года (в части формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС) <http://www.kremlin.ru/catalog/keywords/126/events/65984> (дата обращения 24.09.2024 г.)

75. Стрелков В.И. К онтологии исторического текста: некоторые аспекты философии истории Ф.Р. Анкерсмита / В.И. Стрелков // Философия

и современные проблемы гуманитарного знания. – М., 2000.– Вып. 2. – С. 527.

76. Самсонов В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учеб. для вузов / В.С. Самсонов, М.А. Вяткин. М.: Высш. шк., 2001. 416 с.

77. Схема развития и размещения производительных сил Свердловской области на период до 2015 года / Министерство экономики и труда Свердловской области. Екатеринбург, 2002. 61 с.

78. Свирков С.А. Гражданско-правовое регулирование в сфере энергоснабжения. М.: Infotropic, 2019. С. 17.

79. Свирков С.А. Гражданско-правовое регулирование в сфере энергоснабжения: монография (предисловие Е.А. Суханова). М.: Infotropic, 2019. С. III.

80. Системный оператор Единой энергетической системы <https://www.so-ups.ru> (дата обращения 25 марта 2024 г.)

81. См., например: Седова Ж. И. Система правовых актов, регулирующих формирование общего электроэнергетического рынка Евразийского Экономического Союза // Российское правосудие. 2018. № 11. С. 85-99; Белова О. С. Место модели общего электроэнергетического рынка ЕАЭС среди современных моделей сотрудничества государств в сфере электроэнергетики // Актуальные проблемы современного международного права: материалы XVI Международного конгресса «Блищенковские чтения»: в 3 ч., Москва, 14 апреля 2018 года / Российский университет дружбы народов. – Москва: Российский университет дружбы народов (РУДН), 2019. С. 492-501; Cherkesova L. The energy integration of the EAEU as a factor influencing Russia's electricity legislation // The Scientific Heritage. 2021. No 62-3(62). P. 46-51 и др.

82. См., например: Куницкая О. М. Обеспечение энергетической безопасности государств как принцип энергетического права ЕАЭС // Энергетическое право: модели и тенденции развития: Сборник материалов II

международной научно-практической конференции, Белгород, 12–13 ноября 2020 года / Под редакцией А.В. Габова. Белгород: Издательский дом "Белгород", 2021. С. 87-89; Ефанова Е. В. Политика энергетической безопасности стран ЕАЭС: приоритеты и противоречия / Е. В. Ефанова, А. А. Кирпота // Русская политология. 2019. № 2(11). С. 31-37; Назаретян Г. А. Особенности национальных энергетических стратегий стран-участниц ЕАЭС: сравнительный анализ // Теории и проблемы политических исследований. 2019. Т. 8. № 6А. С. 102-109 и др.

83. См., например: Бикеева Э. Р. Перспективы создания общего энергетического рынка в странах ЕАЭС // Большая Евразия: развитие, безопасность, сотрудничество: ежегодник, Москва, 06–07 октября 2021 года. Москва: Институт научной информации по общественным наукам РАН, 2022. С. 372-373; Цедрик А. В. Общий энергетический рынок стран ЕАЭС: анализ, риски и барьеры на пути к интеграции, рекомендации // Тенденции экономического развития в XXI веке: Материалы II Международной научной конференции, Минск, 28 февраля 2020 года / Редколлегия: А.А. Королёва (гл. ред.) [и др.]. Минск: Белорусский государственный университет, 2020. С. 108-111; Закревский В.А. Потенциал общих рынков энергетических ресурсов ЕАЭС. Ожидания и вызовы // Экономические стратегии. 2019. Т. 21. № 8(166). С. 44-47; Саркисян, Т. С. Создание общих рынков энергетических ресурсов в ЕАЭС: этапы и содержание // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. 2017. № 1-1(103). С. 65-69; Колосов Б. В. Информационная модель рынка энергетических ресурсов ЕАЭС, ее сущность и значение / Б. В. Колосов, И. В. Сидорова, А. Э. Кудякова // Ученые труды Российской академии адвокатуры и нотариата. 2016. № 4(43). С. 117-122; Лукьянович Н. В. Особенности формирования единого энергетического рынка Евразийского экономического союза (ЕАЭС) / Н. В. Лукьянович // Ученые записки Крымского федерального университета имени В.И. Вернадского. Экономика и управление. 2015. Т. 1(67). № 4. С. 67-71 и др.

84. Среднесрочная тарифная политика Кыргызской Республики на электрическую энергию на 2021-2025 годы (В редакции постановлений Кабинета Министров КР от 10 декабря 2021 года № 299, 23 декабря 2021 года № 328, 8 апреля 2022 года № 198, 29 июля 2022 года № 413, 22 сентября 2022 года № 517, 25 ноября 2022 года № 657, 6 апреля 2023 года № 199, 12 декабря 2023 года № 665) [www.toktom.kg](http://www.toktom.kg) - информационный юридический портал Кыргызстана [Режим доступа. <https://www.toktom.kg> - свободный . дата обращения: 26.09.2024].

85. Среднесрочная тарифная политика Кыргызской Республики на электрическую энергию на 2008-2012 годы, приложение №2, утверждена постановлением ПКР от 23.04.08, №164.

86. Саати Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий/Пер. с англ. М.: «Радио и связь», 1993.

87. Станбеков Т.А. Топливо-энергетический комплекс стран Центральной Азии: региональный подход к развитию / Т.А. Станбеков. – Бишкек: 2017. – 188 с.

88. Системный оператор Единой энергетической системы <https://www.so-ups.ru> (дата обращения 26.09.2024 г.)

89. Торобаев, Э.Т. Энергетическая безопасность Кыргызской Республики: Проблемы национальной безопасности Кыргызстана / Э.Т.Торобаев; Институт социально-политических технологий; Центр ОБСЕ в Бишкеке. – Бишкек: Чуйский Университет, 2006. С. 93.

90. Томберг И. Энергетика Центральной Азии: проблемы и перспективы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://russiancouncil.ru/inner/?id>. (дата обращения 26.09.2024г.)

91. Тубденов В.Г. Правовое регулирование использования возобновляемых источников энергии по законодательству государств-членов Евразийского экономического союза //Правовой энергетический форум. 2021. № 1. С. 40.

92. Токтогульская ГЭС [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://wikimapia.org/4022806/ru/>. -Загл. с экрана. (дата обращения 26.09.2024г.)
93. Уч-Курганская ГЭС [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.webcitation.org/6Dwb2lG8n>. -Загл. с экрана. (дата обращения 26.09.2024г.)
94. Центральный государственный архив Кыргызской Республики. Годовой отчет по основной деятельности районных электростанций за 1931 год. Фонд №105. Опись №2, Ед. хранения №147. Л. 9, 10
95. Шамсиев К.А., «СВЯЗАННАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СЕТЬ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ: перспективы региональной торговли», на 27-м ЗАСЕДАНИИ ЦАРЭС ESCC., Туркменистан.
96. Экономические основы развития сотрудничества народов СССР [Электронный ресурс]. - Режим доступа: file:///C:/Users/HP%20PAVILION/Desktop/KRSUKRAV CHENKOT.F .2013-6.pdf. - Загл. с экрана.
97. Nazarova A.U. Nuclear Energy: Russia`s International Treaties with Other EEU Members / O.V. Glikman, A.U. Nazarova, A.V. Filippova, E.G. Minenkova // RUDN LTMRP Conference 2021. European Proceedings of Social and Behavioural Sciences (EpSBS). — 2021. — Vol. 118.— № 03022.
98. Ostrowski W. Rentierism, Dependency and Sovereignty in Central Asia. In Sally N. Cummings and Raymond Hinnebusch (eds.) / Sovereignty After Empire: Comparing the Middle East and Central Asia. Edinburgh University Press. 2011. – P. 128-137.
99. Shaffer B. Energy Politics / Philadelphia: University of Pennsylvania Press. 2009. –188 p.
100. Касымова, В. М., & Архангельская, А. В. (2019). Вопросы обеспечения энергетической безопасности Кыргызской Республики в условиях Евразийского Экономического Союза. *Society and Security Insights*, 2(2), 28-41.

101. Баетов Б.И. (2017). Вопросы оптимизации и повышения эффективности менеджмента в энергетике Кыргызской Республики. Вестник Академии права и управления, (2 (47)), 108-111.

102. Сыдыков Б.К. Энергетическая безопасность Кыргызской Республики – Б.: «Алтын принт», 2011.-188 с.

#### **Интернет-ресурсы:**

103. <https://com/1552-energeticheskoe-obespechenie-ekonomiki-rossii.html>. (дата обращения 26.09.2024г.)

104. [www.toktom.kg](http://www.toktom.kg) - информационный юридический портал Кыргызстана [Режим доступа. <https://www.toktom.kg> - свободный. дата обращения: 26.09.2024].

105. <http://stat.kg> (дата обращения 26.09.2024г.)

106. <https://www.newscentralasia.net/2023/08/14/kyrgyzstan-uvelichit-import-elektroenergii-iz-turkmenistana-v-sleduyushchem-godu-v-dalnesrochnoy-perspektive-kyrgyzstan-natselen-stat-eksporterom-elektroenergii/> (дата обращения 26.09.2024г.)

107. [www.tazabek.kg/news:1611263?f=cp](http://www.tazabek.kg/news:1611263?f=cp) (дата обращения 26.09.2024г.)

108. [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции» [Режим доступа. <https://www.energo-es.kg/ru/> - свободный. дата обращения: 26.09.2024].

109. <file:///C:/Users/User/Downloads/vybor-innovatsionnoy-strategii-razvitiya-energeticheskoy-kompanii-na-primere-oao-irkutskenergo.pdf> (дата обращения 26.09.2024г.)

110. <https://www.kabar.kg/news/v-kyrgyzstane-20-kompaniiam-vydali-svidetel-stva-dlia-stroitel-stva-vie/> (дата обращения 26.09.2024г.)

111. [https://unece.org/fileadmin/DAM/project-monitoring/unda/16\\_17X/E2\\_A2.3/NSEAP\\_Kyrgyzstan\\_RUS.pdf](https://unece.org/fileadmin/DAM/project-monitoring/unda/16_17X/E2_A2.3/NSEAP_Kyrgyzstan_RUS.pdf) (дата обращения 26.09.2024г.)

112. <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/61542> (дата обращения 26.09.2024г.)

## ПРИЛОЖЕНИЕ:

### Приложение №1

#### Таблица 2.1 - Гидроэлектростанции Кыргызстана

№	Наименование ГЭС	Область	Расположение на реке	Построена/Ведена в эксплуатацию (год)	Собственник	Мощность МВт
1.	Малая Аламеди́нская ГЭС	Чуйская область	Большой Чуйский водоканал	1929	ОАО «Чакан ГЭС»	0,4 МВт
2.	Лебеди́нская ГЭС	г. Бишкек	Большой Чуйский водоканал	1943	ОАО «Чакан ГЭС»	7,6 МВт
3.	Аламеди́нская ГЭС-1	г. Бишкек	Большой Чуйский водоканал	1945	ОАО «Чакан ГЭС»	2,2 МВт
4.	Аламеди́нская ГЭС-2	г. Бишкек	Большой Чуйский водоканал	1948	ОАО «Чакан ГЭС»	2,5 МВт
5.	Аламеди́нская ГЭС-3	Чуйская область	Большой Чуйский водоканал	1951	ОАО «Чакан ГЭС»	2,1 МВт
6.	Аламеди́нская ГЭС-4	Чуйская область	Большой Чуйский водоканал	1952	ОАО «Чакан ГЭС»	2,1 МВт
7.	Быстро́вская ГЭС (Буурди́нская ГЭС-1)	Чуйская область	р. Чу	построена в 1952-54 годах	ОАО «Чакан ГЭС»	8,7МВт
8.	Аламеди́нская ГЭС-5	Чуйская область	Большой Чуйский водоканал	1957	ОАО «Чакан ГЭС»	6,4 МВт
9.	Аламеди́нская ГЭС-6	Чуйская область	Большой Чуйский водоканал	1958	ОАО «Чакан ГЭС»	6,4 МВт
10.	Учкурга́нская ГЭС	Джалал-Абадская область	р. Нарын	в 1956-1962 годах разрабатывается, закладывается, строится и вводится в	ОАО «Электрические станции»	180 МВт
11.	Ат-Баши́нская ГЭС	Нарынск ая обл.	р. Ат-Баши	1962	ОАО «Электрические станции»,	40 МВт

12.	Токтогульская ГЭС	Джалал-Абадская область	р. Нарын	1975 - введен в эксплуатацию 1 гидроагрегат. 1978 год - начала работать на	ОАО «Электрические станции»	1200 МВт
13.	Курпсайская ГЭС	Джалал-Абадская область	р. Нарын	Начало строительства 1976, ввод в эксплуатацию 1981-1982	ОАО «Электрические станции»	800 МВт
14.	Таш-Кемюрская	Джалал-Абадская	р. Нарын	1987	ОАО «Электрические	450 МВт
15	Шамалдысайская ГЭС	Джалал-Абадская область	р. Нарын	произвели еще в июле 1992 года, второго - в январе 1994 года и третьего - в январе 1996 года.	ОАО «Электрические станции»	240 МВт
16.	Камбаратинская ГЭС-2	Джалал-Абадская область	р. Нарын	27 ноября 2010 года после проведения индивидуальных испытаний был поставлен под промышленную		360 МВт
Общая мощность						3758,4 МВт

Составлено автором на основе данных с сайта [www.energo-es.kg](http://www.energo-es.kg) – информационный портал ОАО «Электрические станции»

**Таблица 2.1. Хронологическая таблица нормативно-правовых актов в области энергетики Кыргызской Республики**

№	Наименование документа	Дата
	Законы	
1	Закон Кыргызской Республики "Об энергетике"	от 30 октября 1996 года № 56
2	Закон Кыргызской Республики "Об электроэнергетике"	от 28 января 1997 года (№ 8)
3	Закон Кыргызской Республики "Об энергосбережении"	от 7 июля 1998 года (№ 88).
44	Закон Кыргызской Республики «О ратификации Соглашения между Министерством обороны Кыргызской Республики и Министерством Российской Федерации по атомной энергии о сотрудничестве в области технического перевооружения и модернизации средств охраны государственной границы Кыргызской Республики, технических средствах охраны и средств	от 23 мая 2002 года № 82

	связи»	
5	Закон КР «Об особом статусе каскада Токтогульских гидроэлектростанций и национальной высоковольтной линии электропередачи»	От 21.01.2002, №7
6	Закон Кыргызской Республики «О ратификации Соглашения между Правительством Кыргызской Республики и Правительством Китайской Народной Республики о сотрудничестве в области энергетики, подписанного 24 июня 2002 г. в городе Пекин»	от 15 апреля 2003 года № 76
7	Закон Кыргызской Республики «О национальной безопасности»	от 26 февраля 2003 года № 44
8	Закон Кыргызской Республики "О техническом регулировании в Кыргызской Республике",	от 22 мая 2004 года № 67
9	Закон Кыргызской Республики «О нефти и газе»	от 9 марта 2004 года № 19
10	Закон Кыргызской Республики «О ратификации Соглашения между Министерством обороны Кыргызской Республики и Министерством Российской Федерации по атомной энергии о сотрудничестве в области производства урановой продукции, цветных и благородных металлов и других стратегических материалов»	от 17 августа 2004 года № 149
11	Закон Кыргызской Республики "Об энергетической эффективности зданий"	от 26 июля 2011 года N 137
<b>Постановления</b>		
1	Постановление Правительства Кыргызской Республики «О порядке учёта и начисления штрафных санкций (пени) при несвоевременной оплате за потреблённую электрическую и тепловую энергию»	от 07.09.1999, № 483
2	Постановление Правительства Кыргызской Республики «О лицензировании отдельных видов предпринимательской деятельности»	от 31.05.2001, № 260.
3	Постановление Правительства Кыргызской Республики «О праве утверждения тарифов на электрическую и тепловую энергию, горячее водоснабжение и газ природный»	от 06.02.1997, № 59.
4	Постановление Правительства Кыргызской Республики «О регулировании рынка электроэнергии в Кыргызской Республике»	от 06.04.2000, № 187

*Составлено автором на основе данных с сайта [www.toktom.kg](http://www.toktom.kg) – информационно-правовой портал*