

Аналитическая записка «Сравнение вариантов генерации электрической энергии».

Подготовлена Сайкал Эсенамановой и группой моделистов¹ под руководством Татьяны Веденовой при поддержке д-ра Андреа Басси

Версия 2

Тема/ политическая мера: Расчеты стоимости электроэнергии при использовании различных источников генерации и влияние разных составов энергетической системы на макроэкономические показатели Кыргызской Республики.

Резюме:

Согласно результатам анализа затрат и выгод, самыми дешевыми вариантами производства электроэнергии в КР являются газовые, гидро- и геотермальные электростанции.

В то время как внедрение гидроэлектростанций уже рассматривается как приоритетное направление в энергетике страны, а строительство газовых электростанций обсуждается, строительство геотермальных станций пока активно не рассматривалось. Рекомендуются обратить более пристальное внимание на потенциал геотермальных электростанций, так как по приведённой стоимости электроэнергии, они являются одними из самых выгодных.

Из рассмотренных сценариев развития энергосектора:

- Микс генерации Программы развития зеленой экономики (71% гидро, 2% уголь, 5% малые ГЭС, 10% большие солнечные фотоэлектрические станции, 3% - малые солнечные станции (микрогенерация) 5% - ветровые станции, 3% - геотермальные станции, 1% - биогаз и отходы),
- Микс генерации с акцентом на импортные источники (70% гидро, 8% уголь, 5% - газовые станции, 5% - атомные станции, 5% малые ГЭС, 5% большие солнечные фотоэлектрические станции, 1% - ветровые станции, 1% - геотермальные станции),
- Микс генерации с акцентом на местные источники (82% гидро, 10% уголь, 5% - малые ГЭС, 3% большие солнечные фотоэлектрические станции),

наиболее выгодным с точки зрения увеличения ВВП является Микс генерации с акцентом на местные источники.

Модель зеленой экономики позволяет рассмотреть результат внедрения различных сценариев развития энергосистемы, с измененными долями генерации от каждого из возможных источников.

¹ Поиск, сбор и анализ данных: Айгуль Кулматова, Бахтияр Бакас уулу, Азык Орозонова, Койчуева Мерим, Нурида Ибраева, Сонунбубу Саякова, Бермет Бийбосунова, Эльмира Джапарова. Введение данных в модель, разработка моделей, выявление и анализ потенциальных сценариев, подготовка аналитических записок: Татьяна Веденева, Сайкал Эсенаманова, Дарика Сулайманова, Адилет Калыбеков, Алиаскар Тургунбаев. Анализ, проверка и обзор аналитических записок: Алмаз Азимов, Айбек Кадыралиев, Зоя Кретова. Валидация модели и повышение квалификации моделистов: д-р. Андреа Басси. Моделирование проведено в Модели зеленой экономики Кыргызской Республики, использующей методологию системной динамики.

«Данная публикация создана при поддержке кыргызско-германо-швейцарской программы «Зеленая экономика и устойчивое развитие частного сектора в Кыргызстане», реализуемой Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH (Германским обществом по международному сотрудничеству). Министерство экономики и коммерции Кыргызской Республики, GIZ и SDC не несут ответственность за содержание публикации».

Контекст или объем проблемы:

Генерация электроэнергии в Кыргызской Республике на данный момент осуществляется 7 крупными и 25 малыми гидроэлектростанциями (3095 МВт и 66,5 МВт установленной мощности соответственно) и 2 тепловыми электростанциями (установленной мощностью 812 МВт) общей установленной мощностью 3973,5 МВт.

Все генерирующие мощности способны производить около 15,5 миллиардов кВтч в год. В то же время, спрос на электроэнергию растет с ростом населения и с 2014 года превосходит возможности собственной генерации. Это приводит к увеличению импорта электроэнергии из других стран, до 2,2% от общей потребленной электроэнергии в 2020 (352,6 млн. кВтч)² и более.

Средний сценарий прогноза потребления электроэнергии, подготовленный в рамках «Генерального плана комплексного развития энергетического сектора Кыргызской Республики»³, предполагает необходимость выработки 17,342 млрд. кВтч к 2025 году, и 19,442 млрд. кВтч, 21,870 млрд. кВтч, 24,642 млрд. кВтч к 2030, 2035 и 2040 году соответственно.

Таким образом, необходимо увеличивать генерирующие мощности, а с учетом текущей ситуации в области экологии и вопросов изменения климата, в Кыргызстане необходимо учитывать возможности возобновляемых источников энергии.

Рассматриваются следующие варианты выработки электроэнергии:

1. строительство угольной станции для выработки электроэнергии;
2. строительство гидроэлектростанции;
3. строительство атомной электростанции;
4. строительство ветрогенераторов;
5. строительство солнечных электростанций;
6. строительство газовых электростанций;
7. строительство биогазовых электростанций;
8. строительство геотермальных электростанций.

Текущая политика:

Согласно информации от Министерства энергетики КР, на настоящий момент планируется строительство гидроэлектростанции Камбарата-1 с установленной мощностью 1680 МВт, и в ближайшие годы запланировано строительство 350 МВт малых ГЭС, и 1600 МВт солнечных и ветровых станций. Обсуждаются варианты строительства атомной станции от 50 МВт до 300 МВт установленной мощности.

Предположения модели и рассматриваемые сценарии:

В первую очередь Модель Зеленой Экономики Кыргызской Республики рассматривает сценарии производства электроэнергии для полного обеспечения спроса с использованием только одного из источников генерации для проведения анализа затрат и выгод каждой из технологий.

Затем в модели рассматривается влияние различных сценариев развития энергетики, выраженных в различных процентах генерации электроэнергии с использованием разных видов электростанций. Состав энергосистемы определяет стоимость единицы вырабатываемой электроэнергии. Стоимость генерации влияет на размер субсидий, необходимых, чтобы средний тариф на электроэнергию не превышал целевого значения,

² Топливо-энергетический баланс КР, <http://stat.kg/ru/publications/toplivno-energeticheskij-balans/>

³ Генеральный план комплексного развития энергетического сектора Кыргызской Республики, CESI для Азиатского банка развития, доступен по адресу, https://minenergo.gov.kg/media/uploads/2022/12/07/mp-kr-finalreport-rev5_v2_ru_website_YHP6v2s.pdf

которое для примера предполагается равным 3 сома за кВтч. При снижении стоимости генерации электроэнергии снижается необходимость субсидий, и сэкономленные на субсидиях средства инвестируются в экономику страны, что приводит к росту ВВП и занятости.

Приведенная стоимость для каждого вида станции (англ. Levelized Cost Of Electricity - LCOE) используется для количественной оценки строительства и ввода в эксплуатацию станций и оценивает среднюю стоимость 1 МВтч электроэнергии, выработанной в течение срока службы электростанций.

Для расчета приведенной стоимости для каждого вида генерации электроэнергии учитывались следующие элементы:

- Капитальные затраты;
- Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание;
- Затраты на топливо (только для угольной и газовой электростанции);

Результат также включает элементы, учитываемые с точки зрения социального воздействия:

- Загрязнение окружающей среды;
- Занятость в строительстве и эксплуатации и техническом обслуживании;
- Косвенная занятость.

Технологические предположения представлены в Приложении 1.

Таблица 1 Рассматриваемые сценарии

№	Название сценария на русском	Расшифровка
0	Данные	Данные статистики
1	ОХД ЭС КК	Базовый сценарий и микс генерации, Кара-Кечинский уголь, к 2030 году (70% гидро, 23% уголь, 3% малые ГЭС, 3% большие солнечные фотоэлектрические станции, 1% - ветровые станции)
2	ОХД ЭС Шуб	Базовый сценарий и микс генерации, Шубыркульский уголь (70% гидро, 23% уголь, 3% малые ГЭС, 3% большие солнечные фотоэлектрические станции, 1% - ветровые станции)
3	ЗЭ ЭС КК	Микс генерации Программы развития зеленой экономики, Кара-Кечинский уголь (71% гидро, 2% уголь, 5% малые ГЭС, 10% большие солнечные фотоэлектрические станции, 3% - малые солнечные станции (микрогенерация) 5% - ветровые станции, 3% - геотермальные станции, 1% - биогаз и отходы)
4	ЗЭ ЭС Шуб	Микс генерации Программы развития зеленой экономики, Шубыркульский уголь (71% гидро, 2% уголь, 5% малые ГЭС, 10% большие солнечные фотоэлектрические станции, 3% - малые солнечные станции (микрогенерация), 5% - ветровые станции, 3% - геотермальные станции, 1% - биогаз и отходы)
5	Импорт ЭС КК	Микс генерации с акцентом на импортные источники, Кара-Кечинский уголь (70% гидро, 8% уголь, 5% - газовые станции, 5% - атомные станции, 5% малые ГЭС, 5% большие солнечные

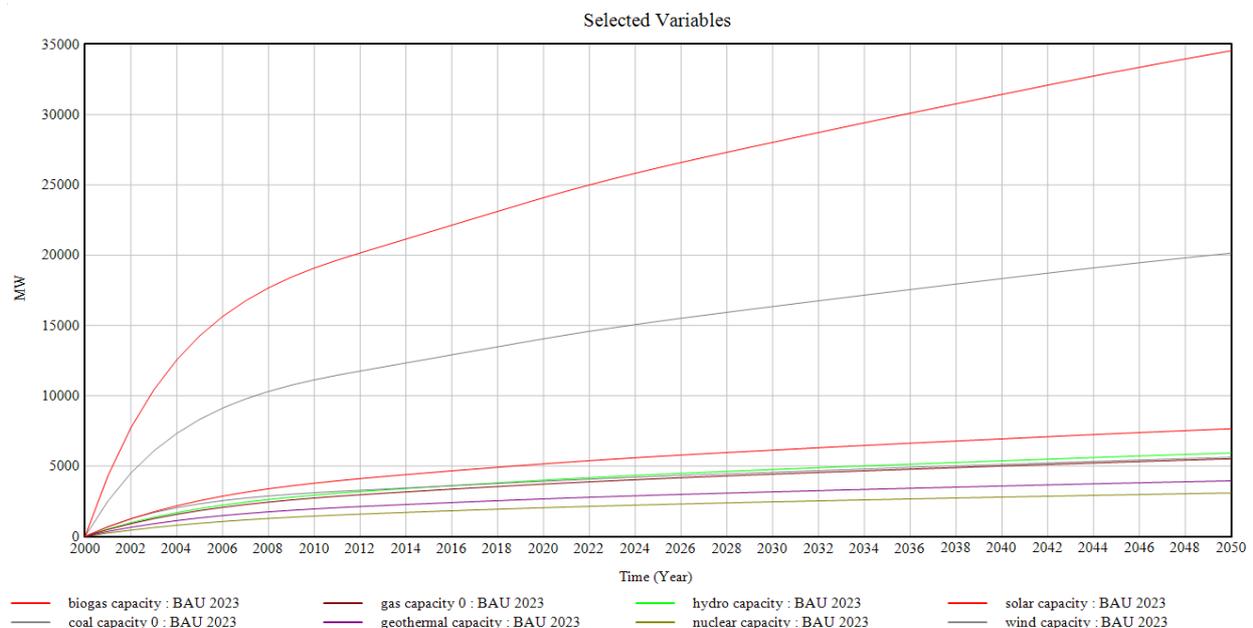
		фотоэлектрические станции, 1% - ветровые станции, 1% - геотермальные станции)
6	Импорт ЭС Шуб	Микс генерации с акцентом на импортные источники, Шубыркульский уголь (70% гидро, 8% уголь, 5% - газовые станции, 5% - атомные станции, 5% малые ГЭС, 5% большие солнечные фотоэлектрические станции, 1% - ветровые станции, 1% - геотермальные станции)
7	Местная ЭС КК	Микс генерации с акцентом на местные источники, Кара-Кечинский уголь (82% гидро, 10% уголь, 5% - малые ГЭС, 3% большие солнечные фотоэлектрические станции)
8	Местная ЭС Шуб	Микс генерации с акцентом на местные источники, Шубыркульский уголь (82% гидро, 10% уголь, 5% - малые ГЭС, 3% большие солнечные фотоэлектрические станции)

Результаты моделирования

Моделирование необходимой установленной мощности различного вида генерирующих станций показывает, что при использовании каждого из источников электроэнергии для обеспечения спроса на электроэнергию:

- 1) самая большая установленная мощность требуется для солнечных и ветровых станций,
- 2) самая малая установленная мощность требуется для атомных, геотермальных и газовых электростанций.

Рисунок 1 Необходимая установленная мощность для обеспечения спроса на электроэнергию при использовании одного из источников генерации, МВт



Полученные результаты иллюстрируют тот факт, что 1 МВт установленной мощности, в зависимости от вида генерирующей станции и используемой первичной энергии, вырабатывает различное количество электроэнергии.

Таблица 2 Необходимая установленная мощность при использовании каждого источника генерации для обеспечения полного спроса на электроэнергию, МВт

Необходимая установленная мощность при использовании одного из источников генерации, МВт	2023	2024	2025	2030	2035	2040
Атомная	2182	2226	2268	2459	2632	2795
Геотермальные	2838	2890	2940	3171	3383	3585
Газ	3959	4033	4103	4424	4721	5002
Уголь	4138	4204	4267	4562	4844	5117
Гидро	4256	4335	4411	4756	5075	5377
Биогаз	5492	5594	5691	6137	6548	6938
Ветряная	14827	15063	15291	16347	17358	18335
Солнечная	25417	25823	26213	28023	29757	31432

Вид используемого топлива так же будет влиять на показатели выработки, стоимости и выбросы парниковых газов. Так, для угольных электростанций, использование Кара-Кечинского угля будет дороже Шубыркульского угля на 55,68% за счет необходимости дополнительного использования газа для розжига, и приведет к выбросам парниковых газов, на 46,4% превышающим выбросы, возникающие при использовании Шубыркульского угля за счет большей зольности⁴.

Расчеты в таблице 3 проводились для сценария полного покрытия спроса на электроэнергию в стране с помощью угольных электростанций.

Таблица 3 Разница расходов на топливо и выбросов $pm_{2.5}$ при использовании Кара-Кечинского и Шубыркульского угля при полном покрытии спроса на электроэнергию в стране с помощью угольных электростанций

Моделирование сценария использования угольных электростанций для полного покрытия спроса на электроэнергию в стране	2023	2024	2025	2030	2035	2040
Кумулятивная стоимость топлива для работы ТЭЦ на Кара-Кечинском угле в миллиардах долларов США	10.27	10.74	11.21	13.69	16.33	19.13
Кумулятивная стоимость топлива для работы ТЭЦ на Шубыркульском угле в миллиардах долларов США	5.72	5.98	6.24	7.62	9.09	10.65
% кумулятивной стоимости топлива при использовании Шубыркульского угля к Кара-Кечинскому углю	55.68%	55.68%	55.68%	55.68%	55.68%	55.68%
Кумулятивные выбросы $PM_{2,5}$ от выработки электроэнергии для Кара-Кечинского угля в тоннах	22528.4	23554.8	24597.2	30032.0	35820.5	41950.4

⁴ Национальный энергохолдинг «Снижение объема потребления импортных марок углей на ТЭЦ Бишкек приведет к дополнительным финансовым расходам», 03 апреля 2017, доступно по адресу https://nehk.energo.kg/content/articles_view/313

Кумулятивные выбросы PM2,5 от выработки электроэнергии для Шубыркульского угля в тоннах	10444.4	10920.2	11403.5	13923.1	16606.7	19448.6
% кумулятивных выбросов при использовании Шубыркульского угля к Кара-Кечинскому углю	46.4%	46.4%	46.4%	46.4%	46.4%	46.4%

Если рассматривать капитальные расходы на строительство и введение в эксплуатацию электростанций, то самые крупные инвестиции потребуются для ветряных, солнечных и угольных станций, а самые низкие - для газовых, гидро- и геотермальных электростанций.

Если рассматривать операционные расходы, то самые высокие требуются для геотермальной, ветровой и биогазовой электростанции. Самые низкие операционные расходы наблюдаются для гидро- и газовых электростанций.

При расчетах приведенной стоимости (LCOE) 1 МВтч электроэнергии без учета экологического воздействия, самыми выгодными являются газовые, гидро- и геотермальные станции (49,8 долл. США, 66,3 долл. США и 73,8 долл. США за 1 МВтч соответственно), а самым дорогим вариантом – ветровые станции (122,6 долл. США за 1 МВтч соответственно).

Таблица 4 Приведенная стоимость электроэнергии (LCOE) без учета экологического воздействия

Приведенная стоимость генерации без учета выбросов 1 МВтч для разного вида станций	2023	2024	2025	2030	2035	2040
Биогазовые станции	111.7	109.1	106.8	97.5	105.4	103.9
Угольные станции, Кара-Кечинский уголь	122.0	118.6	115.4	103.1	94.5	88.3
Угольные станции, Шубаркульский уголь	104.2	101.1	98.2	86.7	78.8	72.9
Газовые станции	51.6	50.7	49.8	46.5	44.1	42.4
Геотермальные станции	78.0	75.8	73.8	65.7	72.5	71.2
Гидроэлектростанции	71.1	68.6	66.3	57.0	50.6	45.9
Атомные станции	90.1	87.0	84.2	72.9	65.1	59.3
Солнечные станции	105.5	102.1	99.0	86.5	102.7	99.1
Ветровые станции	132.5	133.4	133.0	122.6	111.1	102.4
%, Биогаз к Кара-Кечинскому углю	-8.4	-8.0	-7.5	-5.4	11.5	17.7
%, Уголь Кара-Кечинский к Кара-Кечинскому углю	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
%, Уголь Шубаркульский к Кара-Кечинскому углю	-14.6	-14.8	-15.0	-15.9	-16.7	-17.4
%, Газ к Кара-Кечинскому углю	-57.7	-57.3	-56.8	-54.9	-53.3	-51.9
%, Геотермальные к Кара-Кечинскому углю	-36.1	-36.1	-36.1	-36.2	-23.3	-19.3
%, Гидро к Кара-Кечинскому углю	-41.7	-42.1	-42.6	-44.7	-46.5	-48.0
%, Атомная к Кара-Кечинскому углю	-26.1	-26.6	-27.1	-29.3	-31.2	-32.8
%, Солнечная к Кара-Кечинскому углю	-13.5	-13.9	-14.3	-16.0	8.7	12.3
%, Ветряная к Кара-Кечинскому углю	8.6	12.5	15.2	19.0	17.5	16.0

С учетом экологического воздействия, включающего выбросы парниковых газов, самыми выгодными являются газовые, гидро-, геотермальные и атомные электростанции, со стоимостью 1 МВтч, равной 63.9 долл. США, 66.3 долл. США, 73.8 долл. США и 84.2 долл. США соответственно.

Несмотря на то, что стоимость выработки энергии для атомной электростанции является самой низкой, необходимо принимать во внимание, что при моделировании не учитывалась стоимость обращения с ядерными отходами. Поэтому при обсуждении данного варианта генерации электроэнергии, необходимо обращать на этот пункт особое внимание и добиваться безопасного обращения с отходами. Желательно внедрение схемы, при которой отходы утилизируются компанией, управляющей атомной станцией на территории страны-поставщика технологии. Необходимо также учитывать, что для работы на атомной станции требуется рабочая сила высокой квалификации, и возможности Кыргызстана в данной области ограничены.

Таблица 5 Приведенная стоимость электроэнергии (LCOE) с учетом экологического воздействия

Приведенная стоимость генерации с учетом выбросов 1 МВтч для разного вида станций	2023	2024	2025	2030	2035	2040
Биогазовые станции	111.7	109.1	106.8	97.5	105.4	103.9
Угольные станции, Кара-Кечинский уголь	192.9	188.9	185.2	170.8	160.9	153.6
Угольные станции, Шубаркульский уголь	165.3	161.7	158.4	145.3	136.4	129.8
Геотермальные станции	78.0	75.8	73.8	65.7	72.5	71.2
Гидроэлектростанции	71.1	68.6	66.3	57.0	50.6	45.9
Атомные станции	90.1	87.0	84.2	72.9	65.1	59.3
Газовые станции	65.8	64.8	63.9	60.2	57.7	55.9
Солнечные станции	105.5	102.1	99.0	86.5	102.7	99.1
Ветровые станции	132.5	133.4	133.0	122.6	111.1	102.4
%, Биогаз к Кара-Кечинскому углю	-42.1	-42.2	-42.4	-42.9	-34.5	-32.4
%, Уголь Кара-Кечинский к Кара-Кечинскому углю	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
%, Уголь Шубаркульский к Кара-Кечинскому углю	-14.3	-14.4	-14.5	-14.9	-15.2	-15.5
%, Геотермальные к Кара-Кечинскому углю	-59.6	-59.9	-60.2	-61.5	-54.9	-53.6
%, Гидро к Кара-Кечинскому углю	-63.1	-63.7	-64.2	-66.6	-68.5	-70.1
%, Атомная к Кара-Кечинскому углю	-53.3	-53.9	-54.6	-57.3	-59.6	-61.4
%, Газ к Кара-Кечинскому углю	-65.9	-65.7	-65.5	-64.7	-64.1	-63.6
%, Солнечная к Кара-Кечинскому углю	-45.3	-45.9	-46.6	-49.3	-36.1	-35.5
%, Ветряная к Кара-Кечинскому углю	-31.3	-29.4	-28.2	-28.2	-30.9	-33.4

Самую высокую приведённую стоимость электроэнергии за 1 МВтч с учетом выбросов демонстрируют угольные станции, использующие Кара-Кечинский уголь. Таким образом, при выборе инвестиций в генерирующие мощности этот вариант должен рассматриваться как один из последних.

При рассмотрении различных сценариев развития энергосектора КР стоимость выработки электроэнергии является самой низкой для сценария Местная ЭС Шуб (см. таблицу 1), который предполагает упор на большие ГЭС и строительство малых ГЭС и крупных солнечных станций для выработки электроэнергии (82% гидро, 10% уголь, 5% - малые ГЭС, 3% большие солнечные фотоэлектрические станции). На втором месте из рассмотренных - сценарий Импорт ЭС Шуб (70% гидро, 8% уголь, 5% - газовые станции, 5% - атомные станции, 5% малые ГЭС, 5% большие солнечные фотоэлектрические станции, 1% - ветровые станции, 1% - геотермальные станции).

В рамках Модели зеленой экономики возможно сравнение и других сценариев развития энергосектора, с другими процентами различных генерирующих мощностей.

Таблица 6 Приведенная стоимость электроэнергии с учетом экологического воздействия

Приведенная стоимость генерации 1 МВтч с учетом выбросов для сценариев развития энергосектора	2023	2024	2025	2030	2035	2040
ОХД ЭС КК	89.85	88.44	87.09	82.08	77.98	73.14
ОХД ЭС Шуб	85.65	84.01	82.49	76.79	72.45	67.66
ЗЭ ЭС КК	89.83	88.39	87.00	81.43	79.39	74.53
ЗЭ ЭС Шуб	85.63	84.05	82.64	77.26	75.28	70.49
Импорт ЭС КК	89.85	87.74	85.14	73.89	66.96	60.65
Импорт ЭС Шуб	85.65	83.48	81.04	70.72	64.40	58.51
Местная ЭС КК	89.53	87.19	84.40	72.52	64.75	58.78
Местная ЭС Шуб	85.40	83.04	80.39	69.31	62.07	56.39
ОХД ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	-4.7	-5.0	-5.3	-6.4	-7.1	-7.5
ЗЭ ЭС КК к ОХД ЭС КК, в%	0.0	-0.1	-0.1	-0.8	1.8	1.9
ЗЭ ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	-4.7	-5.0	-5.1	-5.9	-3.5	-3.6
Импорт ЭС КК к ОХД ЭС КК, в%	0.0	-0.8	-2.2	-10.0	-14.1	-17.1
Импорт ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	-4.7	-5.6	-7.0	-13.8	-17.4	-20.0
Местная ЭС КК к ОХД ЭС КК, в%	-0.4	-1.4	-3.1	-11.6	-17.0	-19.6
Местная ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	-5.0	-6.1	-7.7	-15.6	-20.4	-22.9

Стоимость производства электроэнергии будет иметь последствия для государственного бюджета, так как тарифы на электроэнергию для домохозяйств субсидируются. При повышении стоимости производства электроэнергии повысятся и расходы на субсидирование домохозяйств из государственного бюджета.

При предположении, что государство будет субсидировать тарифы выше, чем 3 сома за 1 кВтч для домохозяйств, субсидии для сценариев Местная ЭС Шуб и Импорт ЭС Шуб будут отрицательными -0.0118 долл. США на 1 кВтч в 2025 году, то есть стоимость генерации будет ниже 3 сом за кВтч и не будет необходимости выплачивать субсидии. Это положительно повлияет на перераспределение бюджета страны через государственные инвестиции.

Сумма снижения субсидий на электроэнергию к 2030 году будет наибольшей для сценария Местная ЭС Шуб и составит 153,42 миллиарда сом, что приведет к самым большим

государственным инвестициям в размере 450,215 миллиардов сом - на 2,8% выше, чем в базовом сценарии ОХД ЭС КК. Реальный ВВП для сценария Местная ЭС Шуб к 2030 году составит 1.375 триллионов сом, к 2035 - 1.706, и к 2040 - 2.110 триллионов сом, что на 1.5%, 1.3% и 1.7% соответственно выше, чем в базовом сценарии ОХД ЭС КК.

Анализ также рассматривает вклад в занятость при строительстве и вводе в эксплуатацию рассматриваемых электростанций. Коэффициенты взяты как для прямой занятости, так и для косвенной. Согласно литературе⁵, самый большой вклад в занятость вносят солнечные, атомные и гидроэлектростанции, что также отражается в результатах моделирования. При сценарии Местная ЭС Шуб вклад в занятость составит 26,1 тыс. – к 2030 году, что превышает занятость в сценарии ОХД ЭС КК на 0,8%.

Рекомендации по политике:

Согласно результатам моделирования, самыми дешевыми вариантами производства электроэнергии в КР являются газовые, гидро- и геотермальные электростанции.

В то время как внедрение гидроэлектростанций уже рассматривается как приоритетное направление в энергетике страны, а строительство газовых электростанций обсуждается, строительство геотермальных станций пока активно не рассматривалось. Рекомендуется обратить более пристальное внимание на потенциал геотермальных электростанций, так как по приведённой стоимости электроэнергии, они являются одними из самых выгодных.

Из рассмотренных сценариев развития энергосектора:

- Микс генерации Программы развития зеленой экономики (71% гидро, 2% уголь, 5% малые ГЭС, 10% большие солнечные фотоэлектрические станции, 3% - малые солнечные станции (микрoгенерация) 5% - ветровые станции, 3% - геотермальные станции, 1% - биогаз и отходы),
- Микс генерации с акцентом на импортные источники (70% гидро, 8% уголь, 5% - газовые станции, 5% - атомные станции, 5% малые ГЭС, 5% большие солнечные фотоэлектрические станции, 1% - ветровые станции, 1% - геотермальные станции),
- Микс генерации с акцентом на местные источники (82% гидро, 10% уголь, 5% - малые ГЭС, 3% большие солнечные фотоэлектрические станции),

наиболее выгодным с точки зрения увеличения ВВП является Микс генерации с акцентом на местные источники (82% гидро, 10% уголь, 5% - малые ГЭС, 3% большие солнечные фотоэлектрические станции).

В рамках Модели зеленой экономики возможно сравнение и других сценариев развития энергосектора, с другими процентами различных генерирующих мощностей.

Приложение: таблицы данных

Таблица 7 Субсидии на электроэнергию, USD на 1 КВтч

Субсидии на электроэнергию, USD на 1 КВтч	2023	2024	2025	2030	2035	2040
ОХД ЭС КК	-0.0119	-0.0117	-0.0116	-0.0118	-0.0123	-0.0126
ОХД ЭС Шуб	-0.0120	-0.0119	-0.0118	-0.0120	-0.0125	-0.0128
ЗЭ ЭС КК	-0.0119	-0.0117	-0.0116	-0.0119	-0.0124	-0.0127
ЗЭ ЭС Шуб	-0.0120	-0.0119	-0.0118	-0.0121	-0.0125	-0.0129

⁵IAEA, (2022) Economic Evaluation of Alternative Nuclear Energy Systems <https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/TE-2014web.pdf>

Импорт ЭС КК	-0.0119	-0.0117	-0.0117	-0.0121	-0.0128	-0.0132
Импорт ЭС Шуб	-0.0120	-0.0119	-0.0118	-0.0123	-0.0129	-0.0133
Местная ЭС КК	-0.0119	-0.0117	-0.0117	-0.0123	-0.0129	-0.0133
Местная ЭС Шуб	-0.0120	-0.0119	-0.0118	-0.0124	-0.0130	-0.0134
ОХД ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	1.1	1.3	1.5	1.7	1.5	1.4
ЗЭ ЭС КК к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.0	0.1	1.1	0.9	0.8
ЗЭ ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	1.1	1.3	1.5	2.5	2.0	1.8
Импорт ЭС КК к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.1	0.4	3.1	4.1	4.4
Импорт ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	1.1	1.4	1.8	4.2	4.8	4.9
Местная ЭС КК к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.2	0.8	4.5	5.4	5.5
Местная ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	1.1	1.5	2.1	5.5	6.1	6.1

Таблица 8 Сумма снижения субсидий на электроэнергию, миллиардов сом

Сумма снижения субсидий на электроэнергию, миллиардов сом	2023	2024	2025	2030	2035	2040
ОХД ЭС КК	80.5181	87.6381	94.3923	146.668	236.164	374.065
ОХД ЭС Шуб	81.079	88.3745	95.2859	148.344	238.621	377.552
ЗЭ ЭС КК	80.5302	87.7358	94.762	148.787	239.256	380.942
ЗЭ ЭС Шуб	81.0909	88.4686	95.6333	150.138	241.073	383.397
Импорт ЭС КК	80.521	87.6752	94.6812	150.595	244.78	388.279
Импорт ЭС Шуб	81.0819	88.4035	95.5236	151.683	245.97	389.644
Местная ЭС КК	80.6641	88.0666	95.3153	152.39	246.004	391.072
Местная ЭС Шуб	81.2226	88.7842	96.1411	153.42	247.207	392.47
ОХД ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	0.7	0.8	0.9	1.1	1.0	0.9
ЗЭ ЭС КК к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.1	0.4	1.4	1.3	1.8
ЗЭ ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	0.7	0.9	1.3	2.4	2.1	2.5
Импорт ЭС КК к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.0	0.3	2.7	3.6	3.8
Импорт ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	0.7	0.9	1.2	3.4	4.2	4.2
Местная ЭС КК к ОХД ЭС КК, в%	0.2	0.5	1.0	3.9	4.2	4.5
Местная ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	0.9	1.3	1.9	4.6	4.7	4.9

Таблица 9 Государственные инвестиции, миллиардов сом

Государственные инвестиции, миллиардов сом	2023	2024	2025	2030	2035	2040
ОХД ЭС КК	161.634	260.515	275.789	437.98	701.855	1105.78
ОХД ЭС Шуб	161.634	261.27	276.726	439.918	704.879	1110.18

ЗЭЭС КК	161.679	260.977	277.305	444.02	713.008	1130.9
ЗЭЭС Шуб	161.679	261.729	278.219	445.619	715.401	1133.99
Импорт ЭС КК	161.643	260.57	276.241	445.79	719.992	1135.83
Импорт ЭС Шуб	161.643	261.317	277.126	447.095	721.595	1137.67
Местная ЭС КК	162.171	262.021	278.277	449.005	720.021	1140.48
Местная ЭС Шуб	162.171	262.757	279.145	450.215	721.64	1142.35
ОХД ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4
ЗЭЭС КК к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.2	0.5	1.4	1.6	2.3
ЗЭЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.5	0.9	1.7	1.9	2.6
Импорт ЭС КК к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.0	0.2	1.8	2.6	2.7
Импорт ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.3	0.5	2.1	2.8	2.9
Местная ЭС КК к ОХД ЭС КК, в%	0.3	0.6	0.9	2.5	2.6	3.1
Местная ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	0.3	0.9	1.2	2.8	2.8	3.3

Таблица 10 Реальный ВВП, триллионов сом

Реальный ВВП, триллионов сом	2023	2024	2025	2030	2035	2040
ОХД ЭС КК	1.019	1.057	1.090	1.354	1.684	2.075
ОХД ЭС Шуб	1.019	1.057	1.090	1.355	1.686	2.077
ЗЭЭС КК	1.019	1.059	1.096	1.370	1.708	2.118
ЗЭЭС Шуб	1.019	1.059	1.096	1.371	1.710	2.120
Импорт ЭС КК	1.019	1.057	1.091	1.369	1.712	2.108
Импорт ЭС Шуб	1.019	1.057	1.091	1.370	1.713	2.110
Местная ЭС КК	1.022	1.063	1.098	1.374	1.705	2.109
Местная ЭС Шуб	1.022	1.063	1.099	1.375	1.706	2.110
ОХД ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1
ЗЭЭС КК к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.2	0.6	1.1	1.4	2.1
ЗЭЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.2	0.6	1.2	1.5	2.2
Импорт ЭС КК к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.0	0.1	1.1	1.6	1.6
Импорт ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.0	0.1	1.2	1.7	1.7
Местная ЭС КК к ОХД ЭС КК, в%	0.3	0.6	0.8	1.4	1.2	1.7
Местная ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	0.3	0.6	0.8	1.5	1.3	1.7

Таблица 11 Занятость, миллионов человек

Занятость, миллионов человек	2023	2024	2025	2030	2035	2040
ОХД ЭС КК	2.49	2.59	2.68	3.12	3.60	4.08
ОХД ЭС Шуб	2.49	2.59	2.68	3.13	3.60	4.09

ЗЭЭС КК	2.49	2.59	2.68	3.13	3.61	4.09
ЗЭЭС Шуб	2.49	2.59	2.68	3.14	3.62	4.09
Импорт ЭС КК	2.49	2.59	2.68	3.13	3.63	4.09
Импорт ЭС Шуб	2.49	2.59	2.68	3.13	3.63	4.09
Местная ЭС КК	2.49	2.59	2.68	3.14	3.64	4.09
Местная ЭС Шуб	2.49	2.59	2.68	3.15	3.64	4.09
ОХД ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.1
ЗЭЭС КК к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.0	0.0	0.4	0.5	0.2
ЗЭЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.0	0.1	0.5	0.6	0.2
Импорт ЭС КК к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.0	0.0	0.3	0.9	0.2
Импорт ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.0	0.0	0.4	1.0	0.2
Местная ЭС КК к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.1	0.1	0.7	1.1	0.2
Местная ЭС Шуб к ОХД ЭС КК, в%	0.0	0.1	0.1	0.8	1.2	0.2

Приложение 1: Технологические предположения

Ограничения модели

1. Анализ приведенной стоимости пока не включают следующие показатели:

- для атомной электростанции - затраты на разработку/доставка/хранение ядерного топлива, обращение с ядерными отходами, высоковольтные линии, экологическое воздействия и т. д.;
- для гидроэлектростанций и других ВИЭ - стоимость модернизированных линий электропередач, использовании топлива, экологическое воздействие и др., анализ и прогнозирование доступности водных ресурсов.

Неучтенные риски

- Безопасность (для АЭС)
- Необходимость переселения людей (для крупных ГЭС)
- Риски аварий из-за человеческого фактора для всех станций
- Риски, связанные с природными явлениями (землетрясение, и т. п.) для всех станций

Коэффициент нагрузки

Индикатор	Ед. изм	Показатель	Ссылка
Коэффициент нагрузки			
Угольная станция	%	43	N.Bolson, T. Patzek (2022) <i>Capacity factors for electrical power generation from renewable and nonrenewable sources</i> https://www.pnas.org/doi/10.1073/pnas.2205429119
Гидроэлектростанция	%	40	
Атомная станция	%	76	
Солнечная станция	%	7	
Ветряные станции	%	12	
Угольные станции	%	43	
Геотермальные станции	%	60	
Биогазовые станции	%	31	