

Международная
научная конференция

«Энергетика XXI века:
экономика, политика, экология»

СБОРНИК ДОКЛАДОВ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2024

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

ПАО «ГАЗПРОМ»

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭКОНОМИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**

Международная научная конференция

**«ЭНЕРГЕТИКА XXI ВЕКА:
ЭКОНОМИКА, ПОЛИТИКА, ЭКОЛОГИЯ»**

СБОРНИК ДОКЛАДОВ

Под редакцией

*доктора экономических наук, профессора И.А. Максимцева,
кандидата экономических наук Д.В. Василенко*

**ИЗДАТЕЛЬСТВО
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО
ЭКОНОМИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА**

2024

ББК 31.15
М43

М43 **Международная** научная конференция «Энергетика XXI века: экономика, политика, экология» : сборник докладов / под ред. д-ра экон. наук, профессора И.А. Максимцева, канд. экон. наук Д.В. Василенко. – СПб. : Изд-во СПбГЭУ, 2024. – 135 с.

ISBN 978-5-7310-6472-9

Сборник содержит материалы избранных докладов и презентаций участников международных семинаров по энергетике и Международной научной конференции «Энергетика XXI века: экономика, политика, экология».

Международная научная конференция «Энергетика XXI века: экономика, политика, экология» проводится по инициативе А.Б. Миллера и при поддержке ПАО «Газпром» с 2008 года. В среде ученых, представляющих ведущие университеты, экспертов научно-исследовательских институтов, представителей международных организаций и бизнеса из России и других стран обсуждаются наиболее актуальные проблемы мирового сообщества в энергетике.

ББК 31.15

ISBN 978-5-7310-6472-9

© СПбГЭУ, 2024



**Приветственное обращение
профессора И.А. Максимцева, ректора Санкт-Петербургского
государственного экономического университета**

Уважаемые коллеги!

Я рад приветствовать вас на XVI Международной научной конференции «Энергетика XXI века», которая проходит сегодня в гибридном формате. Тема этого года – «Региональные усилия и международное сотрудничество для достижения углеродной нейтральности».

«Энергетика XXI века» – это научная конференция, которая ежегодно проводится в Санкт-Петербурге и выступает площадкой для обсуждения вопросов энергетики, окружающей среды и выбросов парниковых газов. В период нарастающего глобального напряжения «Энергетика XXI века» фокусируется на темах, представляющих общий интерес для мирового сообщества, а именно единогласно утвержденные цели Парижского соглашения и различные подходы к достижению этих целей с глобальной, региональной и локальной перспективой.

Каждая страна (и Россия не исключение) несет ответственность за достижение целей Парижского соглашения, необходимым условием которого является достижение углеродной нейтральности как максимум к 2050 году. Эта цель требует от разных стран разных усилий, но очевидно, что достижению углеродной нейтральности во многом будет способствовать международное сотрудничество, в частности согласование энергетических политик и совместное использование энергетической инфраструктуры. В этом году мы приняли решение провести конференцию в формате цикла четырех семинаров. Семинар «Декарбонизация в Казахстане и энергетическое сотрудничество в Центральной Азии» с успехом прошел в феврале в Алматы. Семинар «На пути к устойчивой энергетике: региональное сотрудничество в глобальном контексте» – в мае в Баку, а семинар «Перспективы сотрудничества и декарбонизация в Центральной Азии» – в октябре в Бишкеке. Мы благодарим наших дорогих партнеров и друзей из Казахстанско-Немецкого Университета (DKU), Азербайджанского государственного экономического университета и Кыргызского экономического университета им. М. Рыскулбекова за открытость и готовность работать сообща! Отдельную благодарность хотелось бы выразить господину Ральфу Дикелю – одному из самых старых и преданных друзей Энергетики!

Дорогие друзья, наша конференция – это место открытого и честного энергетического диалога, мы благодарим вас за ваше участие в это непростое время!

Желаю всем нам успешной работы!



Welcoming remark of professor Igor Maksimtsev, Rector of Saint Petersburg State University of Economics

Dear colleagues!

I'm happy to welcome you at the XVI International Scientific Conference “Energetika XXI” that is taking place today in hybrid format. The topic of this year conference is “Local Efforts and International Cooperation Needed for Achieving Net-Zero Emissions”.

“Energetika XXI” is a scientific conference, that is annually held in St. Petersburg and serves as a platform for discussion, addressing energy, environment and GHG issues. In times of increasing global tensions Energetika XXI focuses on topics of common global interest, such as the unanimously agreed targets of the Paris Agreement (PA) and the various approaches to achieve them from global, regional and local perspectives.

Each country (and Russia is not an exception) is responsible for meeting the targets of the Paris Agreement, that implies the necessary condition – achieving net-zero by 2050 at the latest. This goal requires from different countries different efforts, but it is clear that international cooperation will considerably contribute to achieving net-zero, in particular, energy policies and energy infrastructure use. This year it was agreed to hold the conference in the format of the cycle of four workshops. The workshop “Decarbonization in Kazakhstan in a Central Asian context” was successfully held in Almaty in February, the workshop “Towards Sustainable Energy: Regional Cooperation and Global Context” in Baku in May and the workshop “The Potential of Cooperation for Decarbonisation in the Central Asian Region” took place in Bishkek in October this year. We express gratitude to our partners and friends from Kazakh-German University, Azerbaijan State University of Economics and Kyrgyz Economic University for openness and willingness to work together. I would like to express my special gratitude to Ralf Dickel – one of the oldest and faithful friends of Energetika!

Dear Friends, our conference is a place for an open and honest dialogue on energy issues, we are thankful for your participation in such turbulent times.

I wish fruitful work to all of us!



Приветственное обращение Арзыбека Кожошева, Члена Коллегии (министра) по энергетике и инфраструктуре Евразийской экономической комиссии

Фото с официального сайта Евразийской экономической комиссии (ЕЭК)

Уважаемые участники конференции!

От имени Евразийской экономической комиссии приветствую вас на XVI Международной научной конференции «Энергетика XXI века: экономика, политика, экология». Благодарю организаторов за предоставленную возможность выступить на столь актуальном научном мероприятии. Рассматриваемая тема особенно актуальна сегодня, когда мировая энергетика столкнулась с серьезными вызовами и потрясениями, требующими стремительных изменений в хозяйственных связях и поиске новых возможностей для развития энергетического комплекса.

Учитывая, что социально-экономическое развитие государства прямо или косвенно связано с энергоресурсами, одной из важнейших задач, на решение которой сегодня направлены основные усилия стран Евразийской «пятерки», является создание общих рынков энергетических ресурсов Союза. К текущему моменту наибольшие успехи достигнуты в части формирования общего электроэнергетического рынка Союза. Так, вступил в силу международный договор, утверждены правила доступа к услугам по транзиту электроэнергии, а также определены торговые площадки, организующие централизованную торговлю электроэнергией на общем рынке. В высокой степени готовности находятся международные договоры о формировании общего рынка газа и общих рынков нефти и нефтепродуктов Союза. В целом, мы рассчитываем, что интеграция рынков энергоресурсов позволит эффективнее использовать потенциал энергетической отрасли каждого из государств ЕАЭС, а также обеспечит устойчивый доступ всех жителей Евразийского экономического союза к экономически оптимальным источникам энергосбережения.

Однако наша задача не сводится только к эффективному использованию ископаемых энергетических ресурсов. Мы осознаем, что наступает эпоха всеобъемлющей технологической трансформации производства и создания принципиально новой структуры мировой экономики, когда процессы декарбонизации или перехода к низкоуглеродному развитию являются ответом на глобальные изменения климата, вызванные выбросами в атмосферу парниковых газов. Реализация этой цели скажется самым серьезным образом в целом на экономике всего мира и в частности стран Евразийского экономического союза. Поэтому на первый план выходит необходимость разработки и внедрения совместных низкоуглеродных технологий в рамках нашего Союза, вывода старых генерирующих мощностей и замены их на более современные, в том числе использующие ядерную энергию и энергию от возобновляющих источников.

Смею заверить вас, что во всех государствах Союза в настоящее время уже приняты государственные программы по переходу к «зеленой» экономике, нацеленные на уменьшение объемов выбросов за счет развития альтернативной энергетики, среди которых атомную и водородную энергетику мы рассматриваем как одно из ключевых направлений достижения углеродной нейтральности в мире. В ЕАЭС есть все предпосылки для развития и атомной, и водородной энергетики, способные придать импульс Евразийскому экономическому развитию за счет диверсификации энергетических ресурсов, появления новых рабочих мест, роста научно-инновационных исследований и соответствующего увеличения объема экспорта высокотехнологической продукции. И уже есть значимые результаты такой работы по итогам 2022 года: выработанная электроэнергия на ВИЭ – 251 млрд кВт, или порядка 19% от общего объема выработки электроэнергии в ЕАЭС, а доля выработки электроэнергии на АЭС в настоящее время составляет 230 млрд кВт, или порядка 18% от всего объема электрической энергии, выработанной в Союзе.

Помимо энергетики, большое внимание уделяется использованию ископаемого топлива и выбросам парниковых газов на транспорте. Страны Евразийской пятерки также разрабатывают и реализуют на национальном уровне мероприятия, направленные на сокращение выбросов парниковых газов и минимизацию наносимого ими ущерба путем перехода на электродвигатели и водородное топливо. Таким образом, мы успешно используем кооперационный потенциал государств в сфере энергетики и достижения поставленных целей и видим несомненную пользу от системной и долгосрочной работы в рамках интеграционного взаимодействия.

В завершение своего выступления с большим удовлетворением хочу отметить, что сегодняшнее мероприятие и обсуждение актуальных вопросов энергетической повестки, безусловно, дадут новый импульс нашей тематике. Разрешите пожелать всем участникам благополучия, творческой атмосферы и плодотворной работы на конференции.

Благодарю за внимание!



**Welcoming remark of Arzybek Kozhoshev, Member of the Board –
Minister in charge of Energy and Infrastructure,
The Eurasian Economic Commission**

Photo from the official website of The Eurasian Economic Commission (EEC)

Dear conference participants!

On behalf of the Eurasian Economic Commission I welcome you at the XVI International Scientific Conference “Energetika XXI: Economy, Policy, Ecology”. I would like to thank the organisers for this opportunity for me to speak at such a relevant scientific event. The topic that we consider is of great relevance today. The world of energy industry has faced serious challenges that require rapid changes in economic relations and search for new opportunities for energy complex development.

Given that the social economic development of a state directly or indirectly related to energy resources, one of the most important tasks that the main efforts of the Eurasian five countries are focused on today is the creation of common markets for energy resources of the union. To date the greatest success has been achieved in the development of a common electricity market in the union: international treaty has entered into the force, rules for access to the electricity transit services have been approved and trading platform that organise forward central electricity trading on the common market have been identified. International agreements on the common gas market and common markets for oil products in the union are in the high state readiness. In general, we expect that the integration of the energy resources market will make it possible to more efficiently utilise the potential of the energy sector of each EAEU states, as well as to provide sustainable access to all residents of the Eurasian economic union to economically optimal sources of energy saving. However, our task is not limited only to the efficient use of fossil energy resources. We realise that the era of comprehensive technological transformation of manufacturing and the creation of the new structure of the world economy is coming, when the process of decarbonisation or transition to low carbon development is a response to global climate change forced by GHG emissions into the atmosphere. The achievement of this goal will have a serious impact on the economy of the whole world and in particular on the countries of the Eurasian Economic Union. Therefore, the need to join, develop and implement low carbon technologies within our union, to decommission old generation capacities and replacing them with more modern ones, including those using nuclear and renewable energy sources comes to the fore.

I can assure you that all states of the union have already adopted state programs on whole transition to the “green” economy and they are aimed at reducing emissions due to the development of alternative energy, among which we consider nuclear and hydrogen energy as one of the key areas for achieving carbon neutrality in the world. The EAEU has all the prerequisites for the development of

both nuclear and hydrogen energy which can give an impulse to Eurasian economic development by diversifying energy resources, creating new jobs, increasing scientific and innovative research and corresponding increasing development of hightech products export. There are already significant results of such work by the end of 2022: electricity generated by renewable energy sources amounted to 251 billion kW or about 19% of the total volume of electricity generation in the EAEU, and the share of electricity generated by nuclear power plants is already at 230 billion kW or about 18% of the total volume of electricity generated by the union.

In addition to energy much attention is paid to the use of fossil fuels and GHG emissions in transport. The Eurasian “five” are also developing and implementing measures at the national level and they are aimed at reducing GHG emissions and minimizing the damage by switching to electric engines and hydrogen fuels. In this way, we are successfully utilizing the cooperation potential of our energy sector to achieve our goals and see the undoubted benefits from constant and long term work within the framework of integration cooperation.

Concluding, I would like to note with great satisfaction, that today’s event and discussion of the energy agenda will certainly give new impetus to our topics. I wish all participants well-being, creative atmosphere and fruitfull work at the conference.

Thank you!

XIV МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «РОССИЯ И ГЛОБАЛЬНАЯ УГЛЕРОДНАЯ НЕЙТРАЛЬНОСТЬ»

*Алексей Михайлович Белогорьев
Заместитель директора
по энергетическому направлению
Институт энергетике и финансов*

Основные тенденции развития мирового рынка СПГ в 2020-2021 годах

Ключевые тенденции

Дисбалансы спроса и предложения на мировом рынке СПГ внесли в 2019-2021 годах основной вклад в беспрецедентную волатильность биржевых цен на региональных рынках газа, в разы превосходящую ценовые «качели» в этот период на рынке нефти. Ощущаемый рынком дефицит предложения СПГ в 2021 году объясняется, на наш взгляд, форсированным (выше ожидаемый) ростом спроса в КНР, Европе, Бразилии и на других рынках, при недостаточном увеличении предложения в силу сочетания множества факторов.

В 2010-е годы произошло резкое расширение числа стран – импортеров СПГ: с 23 в 2010 году до 43 в 2020 году, и существенный рост доли развивающихся стран (в том числе без учета КНР, Тайваня и Индии) в международной торговле СПГ. Доля стран, не входящих в ОЭСР, в нетто-импорте СПГ достигла в 2020 году 42,5% против 18,1% в 2010 году. Особенно значительный рост спроса наблюдается в Южной и Юго-Восточной Азии.

Крупнейшими рынками сбыта СПГ остаются Япония, КНР и Республика Корея (суммарно 51,7% в 2020 году). На 4-е место, опередив Тайвань, уверенно вышла Индия (7,5%). Число стран – импортеров СПГ расширяется преимущественно за счет небогатых стран (Пакистан, Бангладеш, Мьянма и др.), спрос на газ в которых (особенно со стороны потенциальных потребителей), вероятно, будет чувствителен к уровню цен.

В 2010-е годы на рынок СПГ вышло несколько новых поставщиков (Ангола, Камерун и на короткое время Аргентина), и их общее число увеличилось с 18 до 20 за десять лет. Еще целый ряд стран планирует пополнить их число в 2020-е годы (Канада, Мексика, Мозамбик, Мавритания и др.).

Однако более значимым стал резкий рост предложения со стороны действующих поставщиков, прежде всего Австралии, США и России. Их суммарный прирост производства (+122 млн т с 2014 года) на 5% превысил общемировой рост предложения СПГ (за счет снижения в этот период производства в Йемене, Индонезии, Тринидаде и Тобаго, Алжире и др.). Как следствие, доля Катара, составлявшая еще в 2014 году 31,5% всего мирового предложения СПГ, к 2020 году упала до 21,7% и до 2025 года продолжит снижаться.

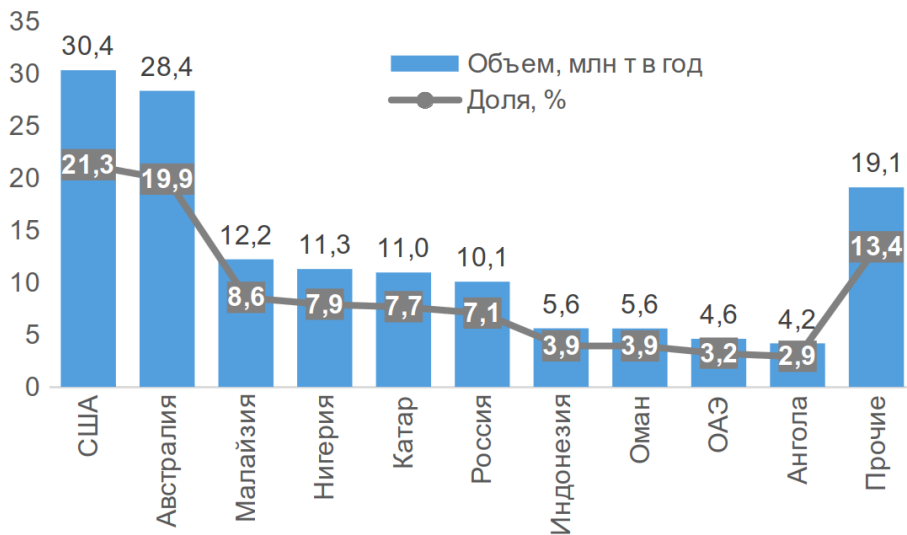
Одной из ключевых тенденций на рынке СПГ в 2010-е годы было повышение контрактной гибкости поставок: поступательный рост доли спотовой и краткосрочной торговли и рост доли новых контрактов без фиксированных точек поставок, снижение среднего «размера» контракта, а также волатильность средневзвешенной продолжительности контрактов. В 2020 году

доля спотовых контрактов (с поставкой в пределах трех месяцев) увеличилась до нового исторического максимума 35% (125 млн т в год) против 27% в 2019 году (рис. 1). На долгосрочные поставки приходится уже только 60% международной торговли СПГ (против 68% в 2018 году).



Источник: составлено автором по данным GIIGNL и МЭА.

Рис. 1. Объем международной торговли СПГ по спотовым и краткосрочным контрактам



Источник: составлено автором по данным GIIGNL и МЭА.

Рис. 2. Основные страны, поставляющие СПГ в 2020 г. по спотовым и краткосрочным контрактам

Основными игроками на рынке спотовых и краткосрочных поставок являются США, Австралия, Малайзия, Нигерия и Катар (рис. 2). Россия занимает по итогам 2020 года 6-е место с

долей 10,1%. Крупнейшими покупателями по спотовым и краткосрочным контрактам выступают КНР (43,0% от всего импорта СПГ страны в 2020 году), Япония (30,0%), Республика Корея (49,4%), Индия (51,2%) и Испания (41,3%). На эти пять стран приходится 64,6% всех спотовых и краткосрочных поставок в 2020 году. В азиатских странах на долю спотовых и краткосрочных продаж приходится 39,7% всего импорта СПГ, в Европе – 36,4%.

Средневзвешенная продолжительность долгосрочных контрактов на поставку СПГ снизилась по итогам 2020 года до 11,7 года, почти вернувшись, после роста 2018-2019 годов, к уровню 2017 года.

В 2020-2021 годах отмеченные тенденции повышения гибкости контрактных условий стали сочетаться с мощным запросом на стабильность поставок. Так, доля контрактов без фиксированных пунктов назначения (Destination clause) составила в 2019 году, по данным МЭА, 84% от всех новых контрактов на поставку СПГ против 23-26% в 2016-2017 годах и 70% в 2018 году. Однако уже в 2020 году она упала до 43%, а за первые 8 месяцев 2021 года – до 18%, что отражает возвращение потребителей к активной конкуренции за дополнительные объемы СПГ.

По данным МЭА, на фоне невероятной ценовой волатильности наблюдается ренессанс также долгосрочных контрактов (со сроком действия более 10 лет): их доля в новых контрактах на поставку СПГ достигла 71% в 2020 году и 86%, по оперативным данным, за январь–август 2021 года.

Также в 2021 году вновь увеличились и средние объемы долгосрочных контрактов: 57% приходится на контракты объемом более 2 млрд м³ в год, в том числе около 17% – на контракты выше 4 млрд м³ против < 10% в 2020 году. Еще 40% составляют контракты от 2 до 4 млрд м³.

В 2020-2021 годах наблюдался также рост доли прямых контрактов потребителей с производителями на поставку СПГ без участия так называемых портфельных игроков. В 2020 году она увеличилась, по данным МЭА, до 62% (против 42% в 2017 году), а за январь–август 2021 года – до 83%. Вместе с тем продолжают расти продолжительность и средние объемы контрактов, заключаемых портфельными игроками: в 2020 году доля контрактов больше 2 млрд м³ в год в их сделках выросла до 32% против 7% в 2016 году. На долгосрочные контракты (более 10 лет) приходилось 58% всех продаж портфельных игроков (25% в 2016 году).

Цены

Изменения баланса спроса и предложения на рынке СПГ являются, по нашей оценке, ключевым фактором беспрецедентной ценовой волатильности и конвергенции цен на региональных рынках газа в 2019-2021 годах. Резкий рост роли СПГ основан на распространении в 2010-е годы в Европе и частично в Северо-Восточной Азии спотовой торговли, биржевого ценообразования на газ, массового отказа от фиксированных точек поставок СПГ, а также на возобновлении роста мирового спроса на СПГ после 2014 года.

Ценообразование на СПГ сосредоточено в странах Северо-Восточной Азии как ключевом и наиболее привлекательном рынке сбыта для большинства поставщиков. Оно осуществляется как через биржевую (спотовую, форвардную и фьючерсную) торговлю, так и на основе долгосрочных договоров с нефтяной привязкой (в частности, ЖКМ). Соответственно, в странах Северо-Восточной Азии (особенно в Японии и Республике Корея) цены на СПГ напрямую формируют внутренние оптовые цены на газ.

Ценовые индексы европейских хабов, исходя из опыта 2020-2021 годов, в существенной мере зависят от динамики цен на СПГ в Северо-Восточной Азии. Однако, на наш взгляд, эта зависимость не будет носить постоянный характер в силу доминирования поставок трубопроводного газа.

По мере увеличения экспорта СПГ цены на него стали оказывать влияние на формирование оптовых цен на газ в США (Henry Hub и др.) за счет обеспечения конкуренции с внутренними потребителями. Эта тенденция, на наш взгляд, сохранится. Однако внутристрановые факторы (баланс добычи и внутреннего потребления газа) будут удерживать внутренние цены в США значительно ниже цен международной торговли, что наблюдается и в 2021 году.

В 2010-е годы значительно возрос ценовой арбитраж (и, как следствие, конвергенция цен) между региональными рынками газа вследствие развития международной (и межрегиональной) торговли СПГ. В 2020 году в отдельные дни спотовые цены на всех трех основных рынках (Северо-Восточная Азия, Европа, США) практически совпадали, чего ранее никогда не наблюдалось.

Однако соотношение цен ЖКМ и европейских хабов остается по-прежнему неустойчивым и изменяется в широком диапазоне значений, так, например, в мае 2020 года на фоне крайне низких цен на всех рынках наблюдался стремительный рост спреда между европейским и азиатским рынками. Зимой 2020/2021 года на фоне пикового спроса цены в Северо-Восточной Азии вновь оказались значительно выше европейских.

В период аномально высоких цен 2021 года «премия» азиатского рынка вновь резко сократилась и не превышает, в среднем, 10-12%.

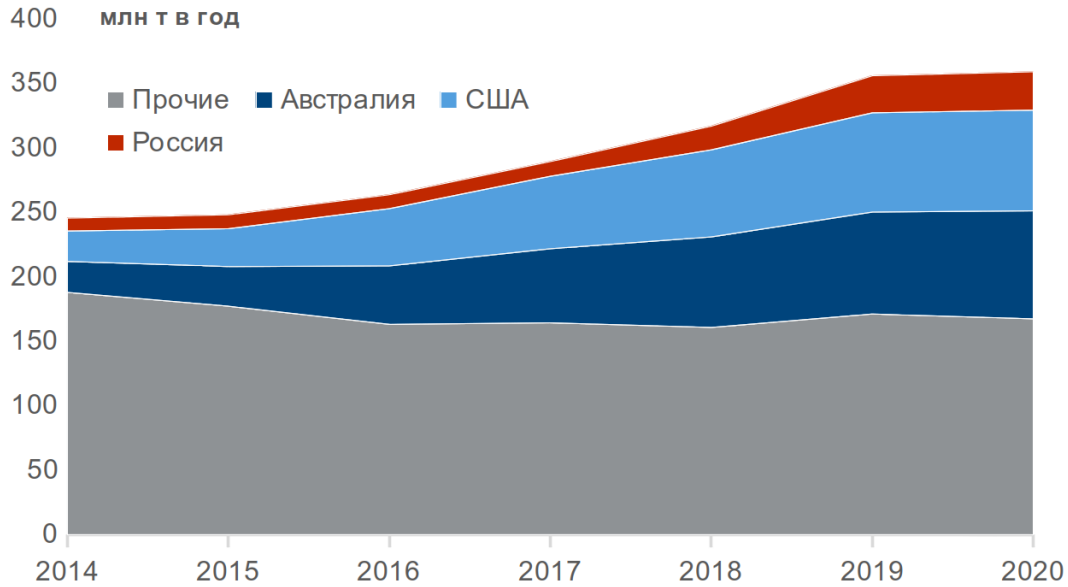
Однако в долгосрочной перспективе следует ожидать сохранения «премиального» характера ценообразования в Северо-Восточной Азии по отношению к европейскому рынку. Исходя из октябрьского прогноза МЭА (WEO 2021), наибольшие спреды к 2030 году будут характерны для экологически ориентированных сценариев, тогда как в инерционном сценарии спред будет наименее выраженным. При этом в экологически ориентированных сценариях МЭА предполагает существенное превышение цен в КНР по сравнению с Японией (+11-12%), хотя до сих пор соотношение было обратным (средняя цена в 2020 году в Японии составила \$7,9 млн БТЕ, в КНР – \$6,3). Следствием этого станет относительное сближение цен в Японии и ЕС.

Предложение

В 2020 году мировой экспорт СПГ вырос на 0,39% до нового рекордного уровня 356,1 млн т в год, однако это стало самым низким значением прироста с 2012 года.

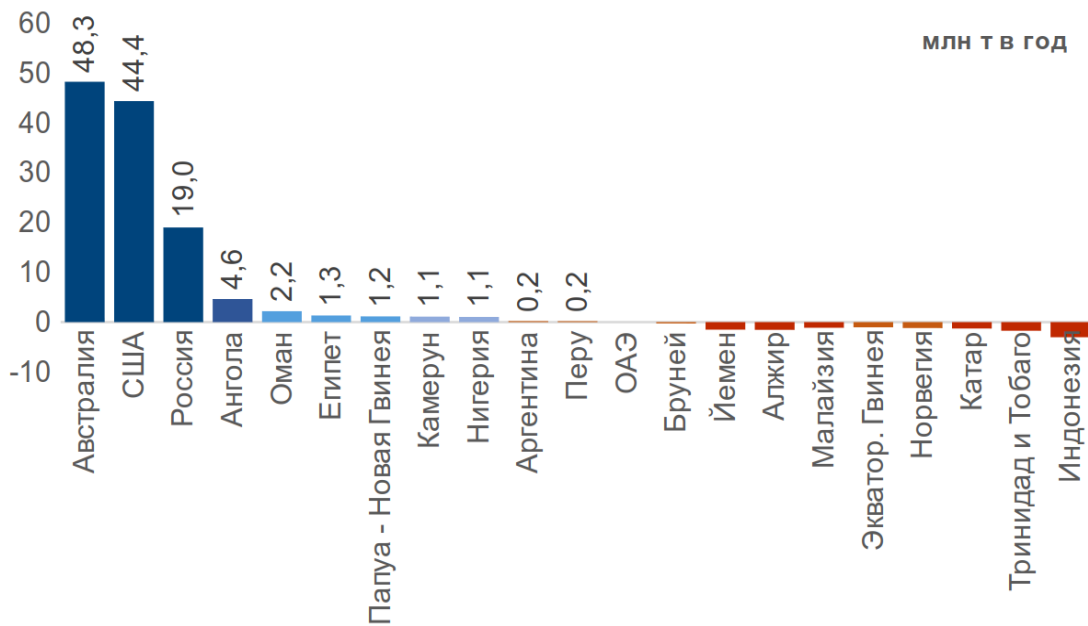
Основная особенность динамики производства и экспорта СПГ в 2020-2021 годах связана с высокой волатильностью поставок СПГ из США за счет массовых отказов покупателей от поставок на фоне снижения спроса на газ в период «локдаунов» и в то же время стремительного увеличения общего предложения СПГ со стороны США.

В 2020 году проектная мощность заводов СПГ в мире увеличилась, по данным GIIGNL, на 6,4% г/г, или на 27,3 млн т в год (включая формальное расширение PNG LNG в Папуа – Новая Гвинея с 6,9 до 8,3 млн т в год – завод работает на этом уровне уже несколько лет). Весь фактический прирост пришелся на США (рис. 3, 4).



Источник: составлено автором по данным GIIGNL и EIA.

Рис. 3. Структура мирового экспорта СПГ в 2014-2020 гг.



Источник: составлено автором по данным GIIGNL и EIA.

Рис. 4. Прирост экспорта СПГ по странам в 2020 г. к 2015 г.

Мощности плавучих заводов СПГ составляют на начало 2021 года 7,2 млн т в год, или 1,6% всех установленных мощностей сжижения. В настоящее время действует три экспортно ориентированных проекта: Prelude FLNG в Австралии (3,6 млн т в год), Kribi в Камеруне (2,4 млн т) и PFLNG Satu в Малайзии (1,2 млн т). До конца 2021 года ожидается их

увеличение на 20,8% до 8,7 млн т в год за счет ввода в эксплуатацию второго завода в Малайзии PFLNG Dua (1,5 млн т).

В 2010-е годы предложение СПГ стало менее концентрированным и более конкурентным. Этому способствуют не только увеличение числа участников рынка и повышение гибкости контрактных условий, но и появившаяся у многих стран возможность гибкого и быстрого перераспределения экспорта между региональными рынками (США, Катар, завод «Ямал СПГ» и пр.).

Доля СПГ в международной торговле газом увеличилась в 2020 году до 51,9% против 48,8% в 2019 году. В инерционном сценарии МЭА к 2060 году доля СПГ возрастет до 60%.

Экспорт из США

В 2020 году годовой темп роста экспорта из США составил 32,6% при среднемировом значении 0,37%. С 2015 по 2020 год экспорт увеличился в 84 раза с почти ежегодным расширением географии поставок. По состоянию на 2021 год он охватывает 39 стран (т.е. больше 90% от существующих стран – импортеров СПГ).

В 2020 году экспорт достиг 44,76 млн т в год, или 12,6% от объема международной торговли СПГ. По этому показателю США вышли на третье место после Австралии и Катара. За исключением февраля, в 2021 году экспорт бьет исторические рекорды. Так, в июле он оказался в 3,1 раза выше, чем в провальном 2020 году, и в 1,9 раза больше по сравнению с предыдущим пиком 2019 года. Резкий провал в экспорте в мае–сентябре 2020 года объяснялся большим числом отказов от поставок.

США играют ведущую роль в спотовой и краткосрочной торговле СПГ (опережая Австралию, с долей 21,3% в 2020 году). На такие контракты в 2020 году пришлось 91,3% продаж американского СПГ в Италию, 84,0% в Великобританию, 65,9% в Испанию, 58,5% в КНР, 48,5% в Японию и все поставки в Турцию, Грецию, Литву, Пакистан, Бангладеш, Кувейт, Мексику, Колумбию и на Ямайку.

Наиболее значительна роль американского СПГ в странах Латинской Америки: в Панаме (90,9% всего импорта в 2020 году), Бразилии (82,8%), Чили (58,7%), Доминиканской Республике (47,0%) и др. В целом, США занимают 48,2% латиноамериканского рынка. Также США доминируют в Израиле (57,9%) и в Греции (47,7%).

В отличие от 2017-2018 годов, ключевым направлением прироста поставок американского СПГ в 2019-2020 годах стала Европа (¾ прироста в 2019 году и 52,6% в 2020 году). В числе прочего, в Европу были перенаправлены объемы СПГ, предназначенные для экспорта в Китай, после повышения пошлин на импорт американского СПГ в Китае до 25% в рамках «торговой войны».

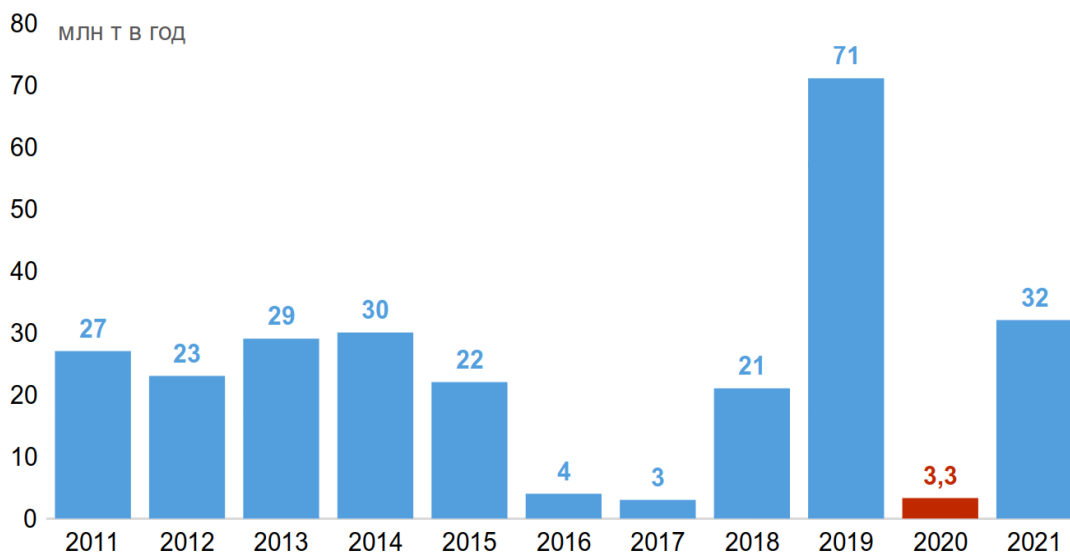
В структуре поставок СПГ из США в 2021 году сильно выросла доля Северо-Восточной Азии и Латинской Америки (Бразилии, Чили, Аргентины и др.) за счет снижения долей Европы и Ближнего Востока.

Почти весь дополнительный объем американского СПГ, поступивший на рынок в 2021 году, разделили между собой Северо-Восточная Азия (56,1% от прироста) и Латинская Америка (35,2%).

Основной прирост экспорта СПГ из США в 2021 году обеспечивают новые линии заводов Corpus Christi, Freeport и Cameron.

Инвестиционные решения

В 2020 году в мире предполагалось принятие окончательных инвестиционных решений (FID) по строительству новых мощностей сжижения газа рекордным объемом – около 100 млн т в год. Однако под влиянием крайне низкой ценовой конъюнктуры и пандемии COVID-19 в итоге за весь год было принято решение только по одному проекту (Energia Costa Azul T1 в Мексике) на 3,25 млн т в год с вводом в строй в конце 2024 года. Существенную роль сыграло то, что данный проект предполагает перепрофилирование существующего регазификационного терминала, что снижает издержки (рис. 5).



Источник: составлено автором по данным IGU и Cheniere.

Рис. 5. Принятые FID по новым проектам строительства заводов СПГ в мире

МЭА связывает массовое откладывание FID с доминированием модели equity-lifting при финансировании новых СПГ-проектов, которая в условиях высокой рыночной неопределенности повышает риски инвесторов.

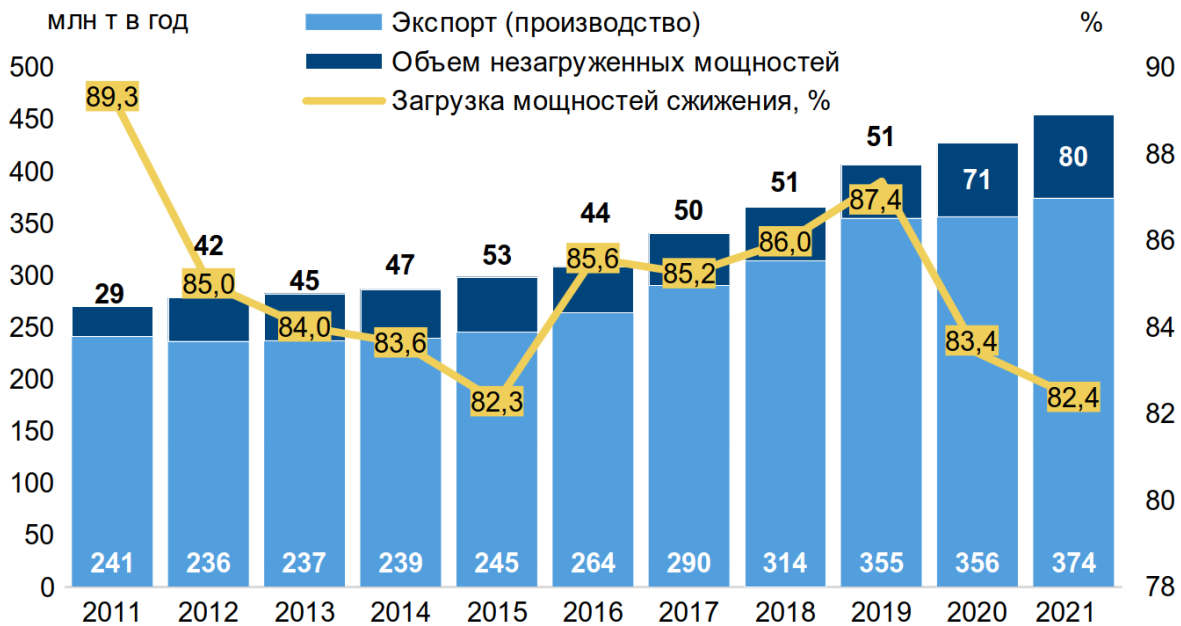
В 2021 году инвесторы, несмотря на высокие цены, сохраняют сдержанность в отношении новых FID. По состоянию на октябрь они ограничиваются решением Qatar Petroleum (февраль 2021 года) о расширении мощностей на 32 млн т в год в Катаре к 2026 году.

При этом всего на этапе строительства или подготовки к нему (с учетом Катара и Мексики), по состоянию на февраль 2021 года, находятся мощности на 139,1 млн т в год в 10 странах. По оценке IGU, в состоянии предварительного обсуждения находятся FID еще на 892,4 млн т в год, из них 65% (579,4 млн т) – в США и Канаде. Это вдвое превышает текущие мощности и в несколько раз – весь возможный прирост спроса на СПГ в мире не только к 2030, но и к 2040 году. К примеру, компания Cheniere (весьма оптимистично оценивающая перспективы глобального спроса) видит потенциал для принятия новых FID по вводу мощностей в объеме всего 70 млн т в год к 2030 году и 225 млн т к 2040 году.

Незагруженные мощности

Доля незагруженных мировых мощностей сжижения (отношение производства к проектной мощности на конец предыдущего года) колеблется в диапазоне 11-18%. Наибольшего значения она достигала в 2015 и в 2020 годах: в обоих случаях наблюдались низкие темпы роста спроса на фоне растущего предложения.

В 2021 году, по нашей предварительной оценке, доля незагруженных мощностей составила около 17,6%, а их абсолютный объем может достичь нового исторического рекорда – 80 млн т в год (рис. 6).



Источник: составлено автором по данным GIIGNL.

Рис. 6. Загрузка мировых мощностей сжижения газа

Такая картина выглядит парадоксальной на фоне ощущаемого участниками рынка дефицита предложения СПГ. Это объясняется тем, что реальный объем незагруженных мощностей, которые можно быстро вовлечь в производство, значительно меньше, поскольку многие из них не могут быть использованы в силу объективных обстоятельств: прежде всего, снижения добычи газа (Индонезия, Тринидад и Тобаго, Алжир, Нигерия и др.). Кроме того, следует учитывать сезонную неравномерность производства и экспорта СПГ, плановое обслуживание и внеплановые остановки, а также доступность фрахта.

По итогам 2020 года три страны (Россия, Папуа – Новая Гвинея и Катар) производили СПГ больше номинальной проектной мощности, но во многих странах загрузка была существенно ниже среднемировой, особенно в Египте, Алжире, Камеруне, США и Тринидаде и Тобаго.

С апреля 2015 года из-за вооруженного конфликта в Йемене простаивает крупный завод Balhaf мощностью 7,2 млн т в год. Перспективы его возвращения к работе неопределенны.

Причина обнуления в 2021 году экспорта Норвегии – в прекращении с 28 сентября 2020 года, после сильного пожара и его тушения морской водой, работы единственного норвежского СПГ-завода Snøhvit в Хаммерфесте (мощностью 4,2 млн т СПГ в год). Оператором и основным владельцем завода (доля – 36,8%) является Equinor, поставки также осуществляют Total и Neptune Energy. Сроки запуска завода уже дважды переносились (изначально – 1 января, потом – 1 октября 2021 года) и на сегодняшний день отодвинуты на 31 марта 2022 года. При этом Equinor по-прежнему не уверена, что сроки будут выдержаны.

Реальной возможностью для оперативной загрузки незагруженных мощностей, по нашей оценке, обладают, в основном, США. За вычетом незагруженных мощностей других стран, эффективная величина «свободных» мощностей сжижения по итогам 2021 года не превышает 3%, или 12 млн т в год.

Перспективы

Баланс спроса и предложения на мировом рынке СПГ в 2022-2030 годах продолжит, по нашей оценке, носить неустойчивый и волатильный характер.

Резкий провал в принятии FID в 2020-2021 годах оказал оздоравливающее влияние на рынок СПГ, охладив темпы прироста новых мощностей сжижения после 2024 года. В 2021-2024 годах в общей сложности должны быть введены в строй новые мощности в объеме 48-54 млн т в год, при этом половина из них до конца I квартала 2022 года. Это должно привести к устранению ощущаемого дефицита, однако баланс останется напряженным.

Однако под влиянием высоких цен и дефицита предложения в 2021 году уже в ближайшие годы можно ожидать нового бума FID. В перспективе после 2025 года это приведет к существенному избытку предложения, особенно если под влиянием высоких цен произойдет охлаждение спроса (что пока выглядит маловероятным).

Начиная с 2025 года, из-за одновременного ввода крупных новых мощностей сжижения в США, России, Катаре и других странах, можно ожидать появления избытка предложения, более устойчивого, чем во второй половине 2010-х годов. Однако не по всем проектам уже приняты окончательные инвестиционные решения – как уже отмечалось, в 2020-2021 годах многие из них были отложены.

Максим Брикса

Руководитель Комитета по энергетике

Директор проектов в сфере энергетики

Российско-Германской внешнеторговой палаты

Германо-российское водородное партнерство: вызовы, возможности, перспективы

Климатические цели Германии

Парижская конференция в 2015 году стала отправной точкой для формирования новой климатической парадигмы мирового масштаба. На конференции 150 стран-участников

сформулировали меры по снижению содержания углекислого газа в атмосфере на ближайшие десятилетия. Глобальный энергопереход – это колоссальный вызов для мировой экономики, связанный с необходимостью перестроить все сферы производства и потребления.

Россия и Германия также ратифицировали Парижское соглашение и тем самым приняли на себя обязательства по сокращению выбросов парниковых газов и защите климата. Конкретные климатические цели Россия и Германия, а также Европейский союз обозначили в этом году, представив обновленные концепции климатического развития на ближайшие десятилетия (рис. 1). ЕС поставил своей целью к 2050 году достичь «углеродной нейтральности», т.е. выйти на нулевой баланс выбросов парниковых газов. Позже Германия представила еще более амбициозные цели по достижению углеродной нейтральности: ФРГ планирует уже к 2045 году перестать производить вредные выбросы на своей территории. При этом Германия планирует полностью отказаться от атомной и угольной энергетики, сделав ставку на возобновляемые источники энергии и водородное топливо.



Рис. 1. Путь к климатической нейтральности 2045.
Меры по достижению климатической нейтральности

Путь к достижению климатической нейтральности германское правительство разделило на несколько этапов. Новая редакция Закона о защите климата (Klimaschutzgesetz – KSG), которая была принята Бундестагом 24 июня 2021 года, предполагает ужесточение цели по снижению выбросов CO₂. Целевой показатель снижения выбросов на 2030 год увеличивается на 10 процентных пунктов. Это означает, что к концу десятилетия Германия должна сократить выбросы парниковых газов на 65% по сравнению с 1990 годом.¹ Возросшие амбиции повлияют на

¹ URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-deutsche-klimaschutzpolitik.html>

планы по сокращению выбросов CO₂ к 2030 году в отдельных секторах: энергетике, промышленности, транспорте, обслуживании зданий и сельском хозяйстве.

На 2040 год установлен целевой показатель сокращения не менее 88%. К 2045 году Германия должна достичь нейтрального уровня выбросов парниковых газов, а после 2050 года будет стремиться к отрицательным выбросам. В этом случае Германия должна связывать в естественных поглотителях больше парниковых газов, чем выбрасывает (рис. 2).



Рис. 2. Климатические цели Германии. Выброс парниковых газов в эквиваленте CO₂ или млн тонн

В законе сказано, что климатические цели будут постоянно пересматриваться путем мониторинга. Начиная с 2022 года Экспертный совет по изменению климата впервые станет каждые два года представлять доклад о достигнутых к настоящему времени целях, мерах и тенденциях. Если поставленные цели не будут достигнуты, федеральное правительство начнет принимать незамедлительные меры.

В законе подчеркивается вклад природных экосистем в защиту климата. Леса и болота являются резервуарами углерода, так называемыми естественными поглотителями. Они важны для секвестрации неизбежных остаточных выбросов парниковых газов.

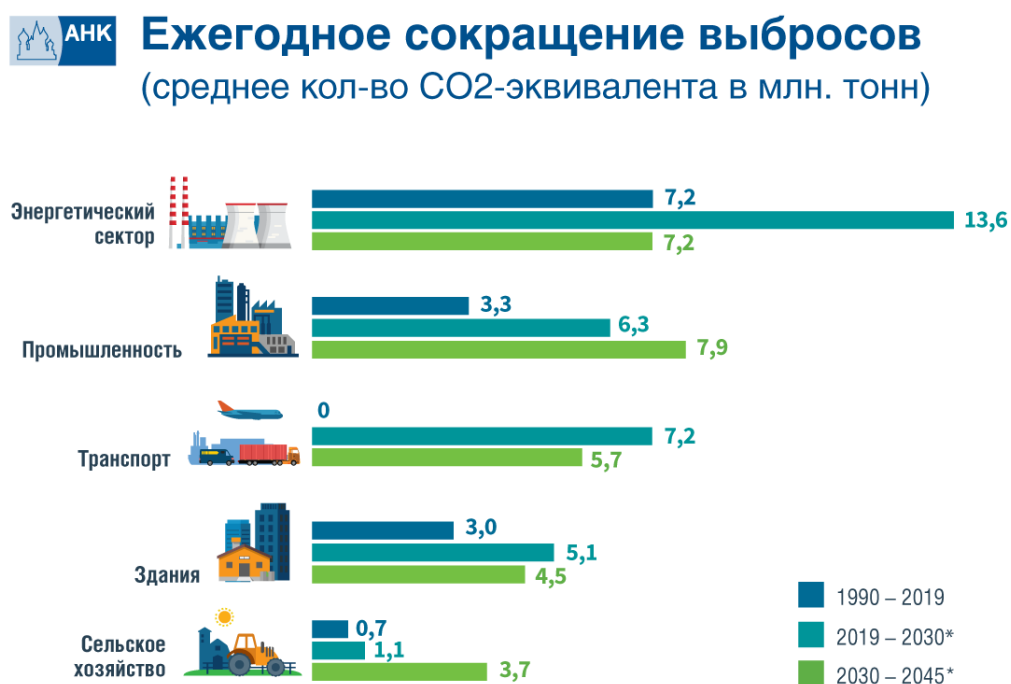
Для достижения новых целей необходимы значительные усилия и финансовые ресурсы. Правительство Германии дало мощный импульс для достижения целей, приняв 23 июня 2021 года в рамках бюджета на 2022 год Инвестиционную программу по защите климата (Klimaschutz Sofortprogramm 2022). В рамках этой программы федеральное правительство выделит в общей

сложности около 8 млрд евро на 2022 год для всех секторов экономики, включая меры по поддержке промышленности, энергетики, транспорта, сельского хозяйства, лесов и торфяников.¹

На европейском уровне еще не определены конкретные шаги для достижения климатических целей 2050. Закон о защите климата Германии предусматривает, что законодательное предложение по адаптации к европейским требованиям должно быть представлено не позднее шести месяцев после их вступления в силу.²

Разработка водородных стратегий

Производство электроэнергии и тепла – сектор экономики, ответственный за выбросы наибольшего количества парниковых газов в атмосферу. Поэтому увеличение доли ВИЭ в мировом энергобалансе – необходимый шаг на пути к достижению углеродной нейтральности. Однако возможности электрификации на базе ВИЭ недостаточны для покрытия возрастающих потребностей глобальной экономики. Одним из возможных вариантов решения этой проблемы должно стать развитие водородной энергетики. Водородный рынок, который формируется буквально на наших глазах, открывает огромные перспективы как для развития бизнеса в духе «зеленых» технологий, так и для налаживания международной кооперации (рис. 3).



Источники: Федеральное ведомство по охране окружающей среды Германии, Федеральное ведомство по охране окружающей среды Швейцарии, McKinsey

*Цели установлены согласно дополнению к федеральному закону о защите климата от 23.05.2021

Рис. 3. Ежегодное сокращение выбросов (среднее количество CO₂-эквивалента в млн тонн)

¹ URL: <https://www.bmu.de/themen/klimaschutz-anpassung/klimaschutz/bundes-klimaschutzgesetz>

² URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>

Водород, благодаря многочисленным опциям его производства, транспортировки, хранения и применения, является уникальным энергоносителем и одним из лучших технологических решений для декарбонизации. Однако развитие водородного рынка связано с целым рядом экономических и технологических вызовов. Важнейший из них – отсутствие инфраструктуры для хранения и транспортировки водорода. Кроме того, на сегодняшний день производство углеродно-нейтрального водорода слишком дорого, а значит, нерентабельно.

Понимая это, уже более 20 государств и свыше 50 корпораций приняли долгосрочные программы развития водородных технологий. Для осуществления прорывного скачка в этой области в сжатые сроки бизнесу необходимо объединить свои усилия и заручиться поддержкой в межгосударственной кооперации на самом высоком уровне. Данный подход нашел свое отражение в Позиционном документе Российско-Германской внешнеторговой палаты (ВТП) «Российско-германское партнерство в области водородной энергетики», опубликованном 7 июля 2020 года.¹

«Для преодоления этих барьеров необходимо развивать национальные стратегии в области водородных технологий при одновременном и активном международном сотрудничестве, позволяющем за счет обмена опытом и знаниями, трансфера технологий, совместных исследований и разработок достичь наибольшего прогресса в этой области в кратчайшие сроки. Деятельность по развитию водородных технологий в двух странах является основой для российско-германского сотрудничества в данной сфере»², – говорится в документе ВТП.

10 июня 2020 года Германия обнародовала «Национальную водородную стратегию». Цель стратегии – разработать дальнейший путь развития энергосектора страны, который позволит развиваться германской промышленности в прежних темпах при выполнении глобальных климатических целей. В амбициозном документе перечислены 38 политических, законодательных, налоговых и финансовых мер, которые обеспечат поддержку водородных проектов и позволят внедрить их как в электроэнергетике, на автомобильном, железнодорожном и авиатранспорте, так и в таких углеродоемких отраслях экономики, как черная металлургия и нефтехимия.

«Федеральное правительство приступило к реализации Национальной водородной стратегии, заложив тем самым важную основу для исследовательских инициатив и инвестиций со стороны промышленности. Все это способствует позиционированию Германии как первопроходца и технологического лидера (на водородном рынке, – *прим. ред.*)», – говорится в Отчете правительства ФРГ о реализации Национальной водородной стратегии.³

По оценкам Федерального правительства, потребности страны в водороде на период до 2030 года составят 90-110 ТВт·ч. Для достижения таких целей необходимо обеспечить производство электролизеров с общей мощностью 5 ГВт до 2030 года, к которым должны добавиться еще 5 ГВт к 2035-2040 годам.

Ключевая роль в немецкой водородной стратегии отводится «зеленому» водороду. Для его производства ФРГ планирует увеличить долю ВИЭ до 65%. Однако существует опасение, что

¹ URL: <https://russland.ahk.de/ru/mediacentr/novosti/detail/pozicija-vtp-za-partnerstvo-rf-i-frg-v-sfere-vodorodnoi-energetiki>

² Там же.

³ URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/bericht-der-bundesregierung-zur-umsetzung-der-nationalen-wasserstoffstrategie-1963338>

возможность использования ВИЭ в среднесрочной и долгосрочной перспективе ограничена, поэтому Германии придется импортировать «зеленый» водород, а также рассмотреть другие виды водородного топлива для покрытия потребностей в электроэнергии как в промышленном, так и в социальном секторах – особенно на этапе энергоперехода.

«Здесь открываются многочисленные возможности для сотрудничества с богатыми ресурсами странами, включая Россию. При этом следует также учитывать возможность использования «голубого» водорода на базе природного газа и «бирюзового» водорода, в особенности, на этапе формирования водородной экономики. Это тем более необходимо, учитывая, что мощностей для производства «зеленого» водорода в обозримом будущем не хватит, чтобы покрывать потребности в нем, а «голубой» водород поможет обеспечить приток инвестиций в пока еще недостаточно развитую инфраструктуру», – сказано в позиционном документе Российско-Германской ВТП.

«Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации», опубликованная 5 августа 2021 года, предполагает, что, помимо покрытия внутреннего спроса, РФ может потенциально экспортировать на мировой рынок до 0,2 млн тонн водородного топлива в 2024 году, 2-12 млн тонн в 2035 году и 15-50 млн тонн в 2050 году в зависимости от темпов развития мировой низкоуглеродной экономики и роста спроса на водород на мировом рынке. Главные производственные мощности для выработки водородного топлива будут размещены в трех кластерах: Северо-Западном (с ориентацией на экспорт в ЕС), Восточном (с ориентацией на экспорт в Азию) и Арктическом (с ориентацией на создание низкоуглеродных систем энергоснабжения территорий Арктической зоны РФ).¹

Выгодное географическое положение России и близость страны к экспортным рынкам, наличие значительной ресурсной базы, относительно невысокая стоимость электроэнергии и наличие большого объема избыточных (недозагруженных) мощностей – главные конкурентные преимущества РФ при выходе на мировой водородный рынок.

Россия делает ставку на производство «голубого» водорода на основе природного газа. Незначительный объем ВИЭ в общем энергобалансе РФ не позволяет ожидать, что производство «зеленого» водорода получит широкое распространение в России, хотя именно этот вид топлива будет востребован на европейском рынке. Однако на этапе энергоперехода «голубой» водород, произведенный в России, будет пользоваться спросом у немецких потребителей. В конце 2021 года компания ПАО «НОВАТЭК» и Uniper SE подписали Соглашение о поставках низкоуглеродного аммиака объемом до 1,2 млн тонн в год на рынок ФРГ, из которого в дальнейшем на территории Германии будет выделен водород.²

Мера поддержки водородных проектов в Германии

Правительство ФРГ выделяет 9 млрд евро на развитие «зеленой» водородной индустрии, 2 млрд евро пойдут на проекты в рамках международной кооперации – Green Hydrogen International.

¹ URL: <http://static.government.ru/media/files/5JFns1CDAKqYKzZ0mnRADAw2NqcVsexl.pdf>

² URL: https://www.novatek.ru/ru/press/releases/index.php?id_4=4808

Помимо мер по созданию внутреннего водородного рынка, Национальная водородная стратегия предполагает содействие в активизации международного сотрудничества. Для этого правительство Германии планирует продвигать немецкие технологии на международном рынке, тесно сотрудничать со странами-партнерами и создавать цепочки поставок водорода и производных продуктов.

Для стимулирования проектов за рубежом были разработаны следующие механизмы:

- H2Global – стимулирование рынка через компенсацию разницы между ценой покупки и ценой продажи;
- FRL – руководство по финансированию проектов международного сотрудничества;
- международные и двусторонние инновационные фонды для финансирования водородных и инфраструктурных проектов с помощью кредитов и грантов;
- H2-Uppr – поиск и поддержка проектов в странах стратегических партнеров.

Цели данных программ и механизмов:

- создание установок для получения экологически чистого водорода и производных, а также для хранения, транспортировки и комплексного использования водорода и сопутствующих исследовательских проектов за пределами ЕС;
- поддержка идентификации, подготовки и реализации пилотных проектов по производству и использованию «зеленого» водорода на зарубежных рынках;
- финансирование международных и двусторонних проектов по производству водорода и строительству инфраструктуры.

Первые водородные «пилоты» в Германии и России

Германия уже приступила к активной стадии реализации первых водородных проектов. Сегодня в стране тестируются технологии по использованию водорода.

Так, в «Энергетическом парке Бад Лаухштедт» в федеральной земле Саксония-Анхальт компании – члены ВТП Uniper и VNG, а также фирма Ontras намерены впервые объединить производство, хранение, транспортировку и использование водорода, производимого с помощью энергии ветровых электростанций.

В 2020 году компания Siemens Energy начала разработку первой в мире демонстрационной установки с технологией Power-To-X-To-Power, которая позволит производить и хранить «зеленый» водород, соединяя его с природным газом в максимально возможной пропорции, для дальнейшего производства электроэнергии и тепла.

В октябре 2019 года Wintershall Dea и Технологический институт Карлсруэ заключили соглашение о научных разработках в области экологичного производства водорода из природного газа методом пиролиза метана, что позволяет преобразовывать содержащийся в природном газе метан в газообразный водород и твердый углерод. Эта технология может стать основой для успешной реализации амбициозных планов ФРГ по достижению климатической нейтральности.

В России первые совместные «пилоты» запустили ПАО «Газпром» и ГК «Росатом» на базе лаборатории в Томске. Разрабатываемая ими технология предполагает производство водорода из природного газа с нулевыми выбросами.

Кроме того, ГК «Росатом» с января 2020 года начала подготовку дорожной карты по реализации стратегии в области ядерной энергетики в глобальном и национальном масштабе. В ее основе лежит технология производства водорода путем разложения воды в высокотемпературных ядерных реакторах. Данная технология весьма перспективна как с точки зрения снижения экологического следа, так и с точки зрения затрат.

Как мы видим, две страны ведут проработку разных технологий исходя из целей и задач своих национальных климатических стратегий. Эти изыскания могут стать основой для многолетнего российско-германского сотрудничества в сфере водородных технологий, которые также будут способствовать активизации двусторонней кооперации в экономической, политической и климатической сферах. О планах по наращиванию сотрудничества было заявлено в феврале 2020 года на ежегодной конференции ВТП по улучшению российского инвестиционного имиджа в Германии. Мероприятие проходило в Объединении торгово-промышленных палат Германии при участии помощника Президента РФ Максима Орешкина, министра промышленности и торговли РФ Дениса Мантурова и министра экономики и энергетики ФРГ Петера Альтмайера, занимавшего этот пост до декабря 2021 года.

«Факторы успеха энергетического партнерства прошлого могут стать основой для успешного развития российско-германского водородного партнерства. Немецкие технологии вкупе с российским сырьевым и энергетическим потенциалом создают многообещающие перспективы», – уверены эксперты Российско-Германской ВТП.¹

Огромный потенциал ВИЭ в России, существующая инфраструктура газопроводов и логистическая близость двух стран – основа для осуществления практических шагов в этом направлении.

Сотрудничество в период энергоперехода

В основе Национальной водородной стратегии правительства Германии лежат планы по формированию глобального европейского рынка водорода, на котором в достаточном количестве будет доступен «зеленый» водород. Однако процесс формирования этого рынка и достижение климатических целей помогут ускорить использование «голубого» или «бирюзового» водорода, на которые сделана ставка в аналогичном документе правительства России. Колоссальные запасы полезных ископаемых делают РФ наиболее выгодным партнером Германии, особенно на этапе энергоперехода. Оперативное налаживание сотрудничества в этом вопросе будет способствовать внедрению инновационных водородных технологий на всех уровнях.

Российско-Германская ВТП выступает за ускоренное развитие российско-германского партнерства в области водородных технологий и предлагает следующие шаги в данной связи:

«1) содействие инвестициям в развитии безуглеродных и/или углеродно-нейтральных технологий производства водорода с целью повышения их технических и экономических характеристик, а также для обеспечения поэтапного сокращения выбросов CO₂;

¹ URL: <https://russland.ahk.de/ru/mediacentr/novosti/detail/pozicija-vtp-za-partnerstvo-rf-i-frg-v-sfere-vodorodnoi-ehnergetiki>

- 2) использование в среднесрочной перспективе «голубого», климатически нейтрального водорода в качестве переходной технологии для обеспечения производства «зеленого» водорода из возобновляемых источников энергии к 2030 году;
- 3) форсированное развитие возобновляемой энергетики в России с целью обеспечения в средне- и долгосрочной перспективе растущего внутреннего и внешнего спроса на «зеленый» водород;
- 4) создание совместного российско-германского пилотного проекта для разработки опытно-промышленной установки по производству водорода для исследования наиболее эффективных и экономически целесообразных технологических решений;
- 5) в долгосрочной перспективе – переход ресурсоемкого производства на «зеленые» энергоносители на базе водорода для сокращения выбросов углекислого газа в атмосферу», – прописано в Позиционном документе Российско-Германской ВТП.¹

Author: Michael Kranhold
Dipl. Eng., MBA, Berlin, Germany
Co-author: Polina Sokolnikova
M.Sc., Berlin, Germany

Electricity – The Only Key to Net-Zero? The Transmission System Operator 50 Herz

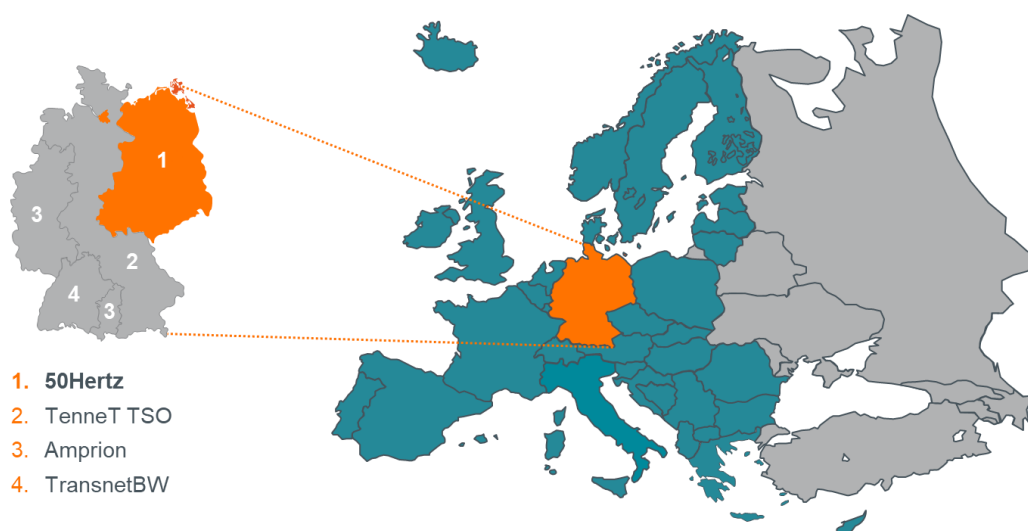


Fig. 1. 50Hertz as part of the German Electricity System

¹ URL: <https://russland.ahk.de/ru/mediacentr/novosti/detail/pozicija-vtp-za-partnerstvo-rf-i-frg-v-sfere-vodorodnoi-ehnergetiki>

50Hertz is one of the four transmission system operators (TSO) in Germany (Figure 1). 50Hertz is responsible for transmission grid in northern and eastern part of the country (Berlin, Brandenburg, Hamburg, Mecklenburg-Western Pomerania, Saxony, Saxony-Anhalt und Thuringia). 50 Hertz is responsible for the extra high voltage grid (220 kV and 380 kV). The grid length of 50Hertz is about 10,200 kilometers. 1,200 employees of the company ensure that around 18 million people are supplied with electricity (50Hertz Transmission GmbH, 2021). The maximum load at the 50Hertz grid area is around 16 GW, which is around 20% of the whole German load. The main tasks of the company are to ensure the stability of the electrical energy supply; to promote the integration of renewable energies; to facilitate the electricity market; to realise the grid of the future and to be a part of connected European grid (50Hertz Transmission GmbH, 2021).

As part of the European network, the 50Hertz transmission grid is connected to its neighbor international TSO's: Poland (PSE), the Czech Republic (ČEPS) and Denmark (Energinet.dk). 50Hertz cooperates very closely with its international partners and contributes to the European goal to create an internal electricity market. 50Hertz has a lot of different projects, which contribute to growth of the national electricity markets in Europe and cross-border electricity trading. That is how, the exchange of energy become livelier, more efficient and more climate-neutral. Using the cross-border connections between different countries, it is getting easier to balance fluctuation in renewable energy (RE) generation (50Hertz Transmission GmbH, 2021).

RES Generation in the 50Hertz Grid Area: Installed Capacities and Feed-In

The share of RE in the German grid has grown very fast during the last twenty years. The German government has used different support mechanisms for expansion of renewable energies, for example Renewable Energy Sources Act (EEG). In 2010 the share of renewable energies was 16.9 percent. Ten years later it was already ~30 % more (see Figure 2). By the year 2030, the share of RE should be increased at least to 65 percent (50Hertz Transmission GmbH, 2021).

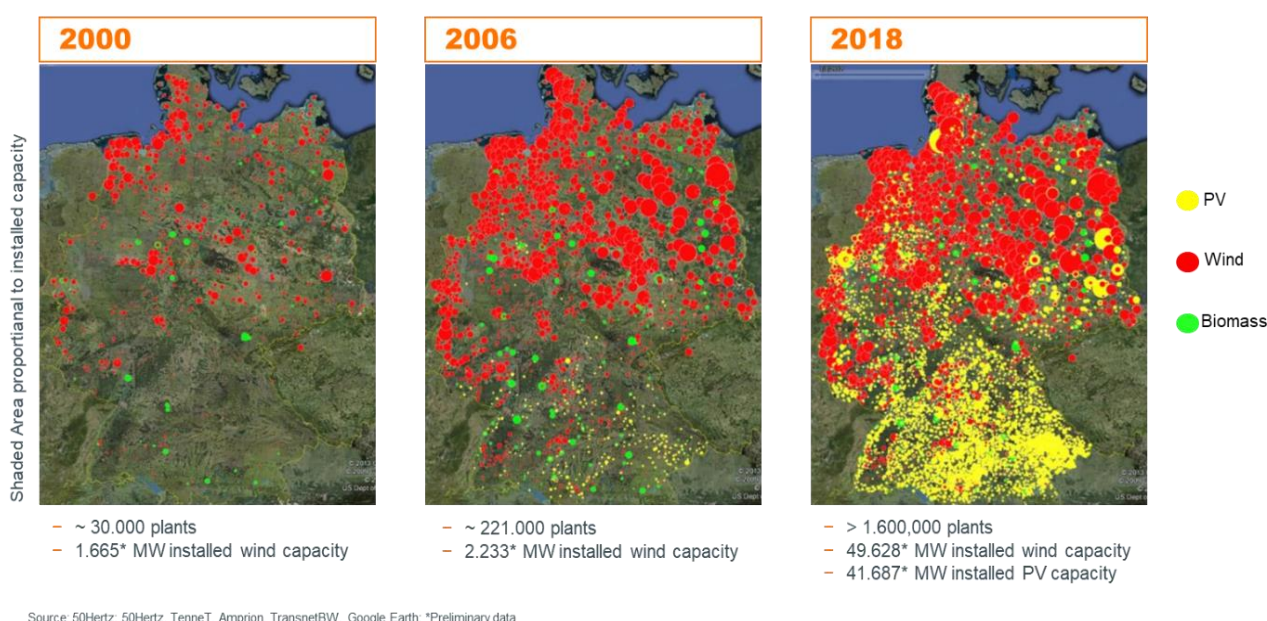
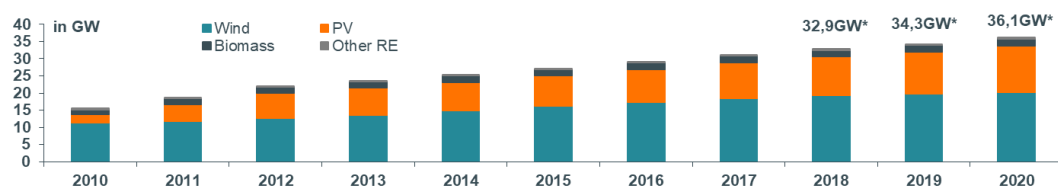


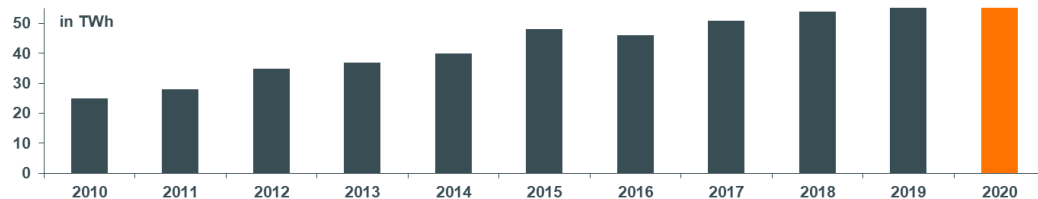
Fig. 2. RES development in Germany

Most of the European TSO's closely cooperate with each other in order to reach the most ambitious European energy policy goal according to the European Green Deal, namely a climate neutral continent by 2050 (50Hertz Transmission GmbH, 2021). That is why, it is very essential, that each European TSO sets its own goals to contribute to energy transition. That is why 50Hertz has launched the initiative "From 60 to 100 by 2032 – New Energy for a Strong Economy". The idea of this initiative is to create the best electrical energy supply conditions for industrial customers, based on sustainable energy sources. 50Hertz grid area has already a very colossal proportion of RE, which is around 62 percent (see Figure 3). One of the most important goal of the company is to reach 100 percent renewables by the year 2032 (50Hertz Transmission GmbH, 2021). 50Hertz connects large-scale generators (including offshore) and consumers to the grid. Around 36 percent of German installed wind power is fed into 50 Hertz's grid, which is around 18,346 MW (Onshore) and 1,068 MW offshore (50Hertz Transmission GmbH, 2021).

Development of installed capacity of RE generations plants in the 50Hertz grid area



Development of RE generation in the 50Hertz grid area



Source: 50Hertz; *Preliminary Data as of 21.01.2021

Fig. 3. Development of RE generation in the 50Hertz grid area

Law Amending the Federal Climate Protection Act

50Hertz cooperates very strongly with German and European government and remains compliant with applicable law. The Climate Protection Act passed in October 2019 had a very big influence on the activities of the company. According to the Climate Protection Act the existing CO₂ reduction quota will be increased to at least 65 percent by the year 2030 (this amount was previously 55 percent). CO₂ reduction quota will be at least 88 percent till 2040, the annual emissions in million tons of CO₂ equivalents in 2030 will be reduced from 175 to 108, where the largest share of the target increase is attributable to the energy industry (50Hertz Transmission GmbH, 2021). The last goal is a clear industrial policy signal, which means that energy-intensive companies need to use green electricity if they want to be more climate neutral. That is why, these companies will be interested to locate in the regions with a big share of renewable energies, to cover their electricity needs entirely from RE and decarbonize their processes (50Hertz Transmission GmbH, 2021). That is why 50Hertz grid area is very attractive as an industrial location. The company ensures that Industry's needs of green electricity will be anytime fulfilled. Not only classic basic industries for production of steel,

copper, aluminum, chemicals and cement will want to stay at the region, but also new players such as digital industries with their energy-intensive data centers. Concerning this, 50Hertz expects in its grid area around 800.000 new industrial jobs, around three hundred billion euro an industrial turnover and 530 kWh specific electricity requirements for the production of one ton of crude steel in an electric steelworks (see Figure 4) (50Hertz Transmission GmbH, 2020).

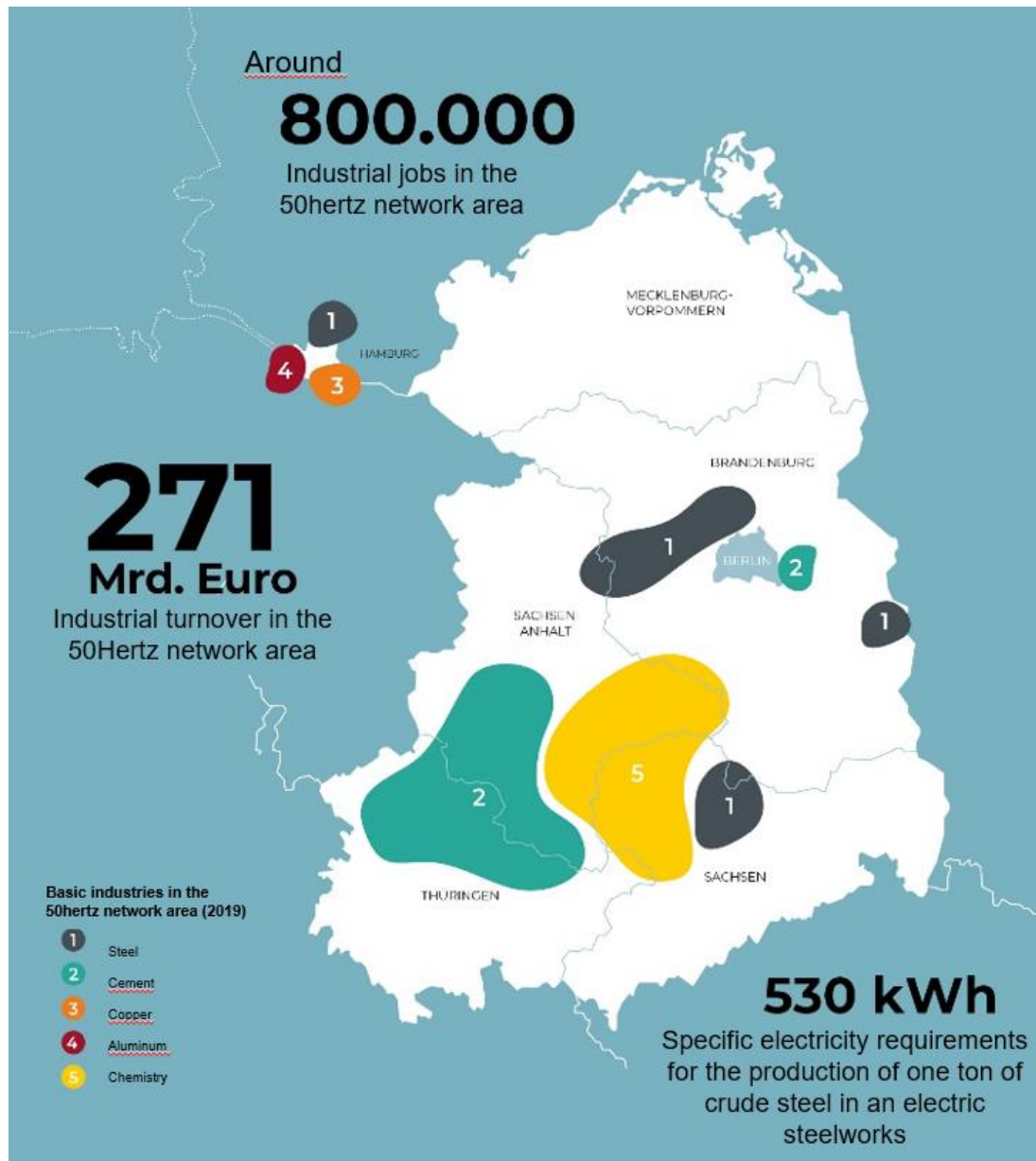


Fig. 4. Climate neutral industry in the 50Hertz network area

Due to increasing share of fluctuating renewable electricity sources, the German transmission grid faces big challenges. One of the main challenges in the German electrical energy system is the distance between the consumption center in south of the country and RE generation center in the north. Due to these facts, the transmission grid became a central infrastructure for energy

transition and climate protection. As it can be seen from the Figure 5, PV and onshore wind are continuing to be expanded in the 50Hertz grid area every year. This share is going to grow to reach the 100 percent renewable target. That is why, 50Hertz together with politics and other TSO's will continuously support the developing of renewable energies on land and at sea (50Hertz Transmission GmbH, 2021) (Figure 6).

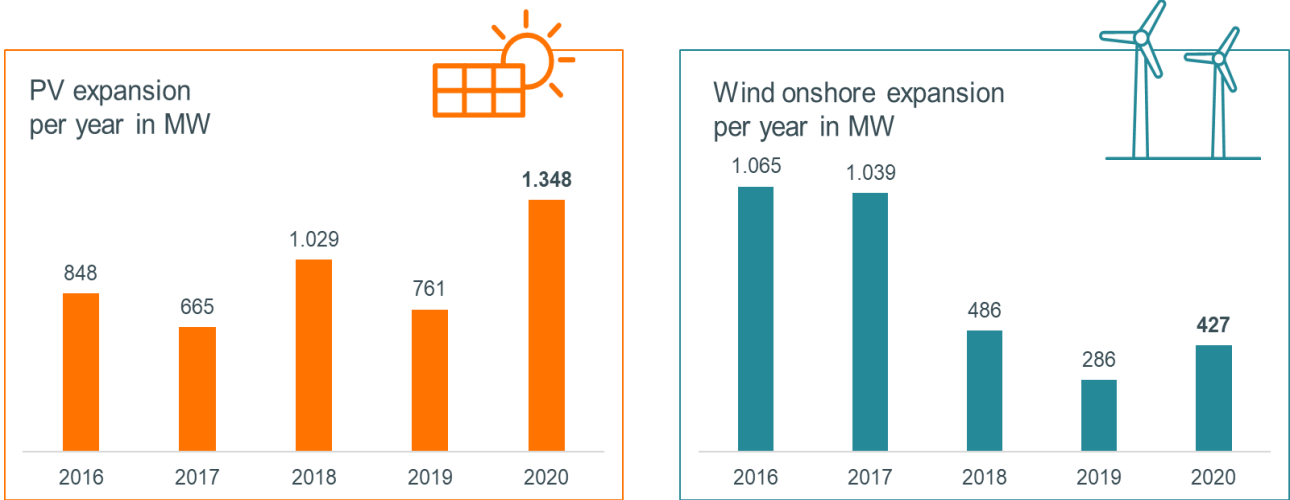


Fig. 5. Expansion of PV and onshore wind in the 50Hertz grid area in 2020

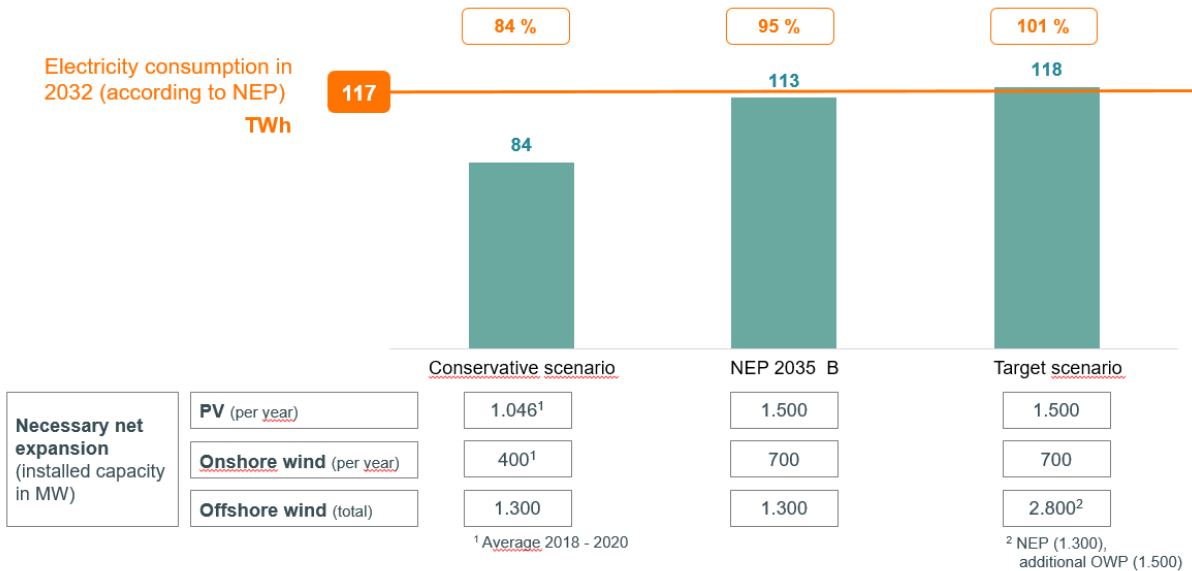


Fig. 6. Renewable feed-in in the 50Hertz grid area in 2032 (scenario estimation)

Offshore wind farms make an important contribution to the share of renewable energies in power generation mix. In the Ostwind project, 50Hertz is currently connecting one offshore wind farm in the Baltic Sea to its transmission grid (Figure 7). 50Hertz is implementing the additional submarine

cable connection between the German and Danish power grids in the Baltic Sea – in the Combined Grid Solution/Kriegers Flak project. The special feature of this project: national wind farms will be connected to the transmission grids of their countries and also will be connected to each other. In addition, Hertz, together with the transmission system operator Svenska kraftnät, is planning the Hansa PowerBridge – an additional connection between the power grids of Germany and Sweden through the Baltic Sea (50Hertz Transmission GmbH, 2021) (Figure 8).

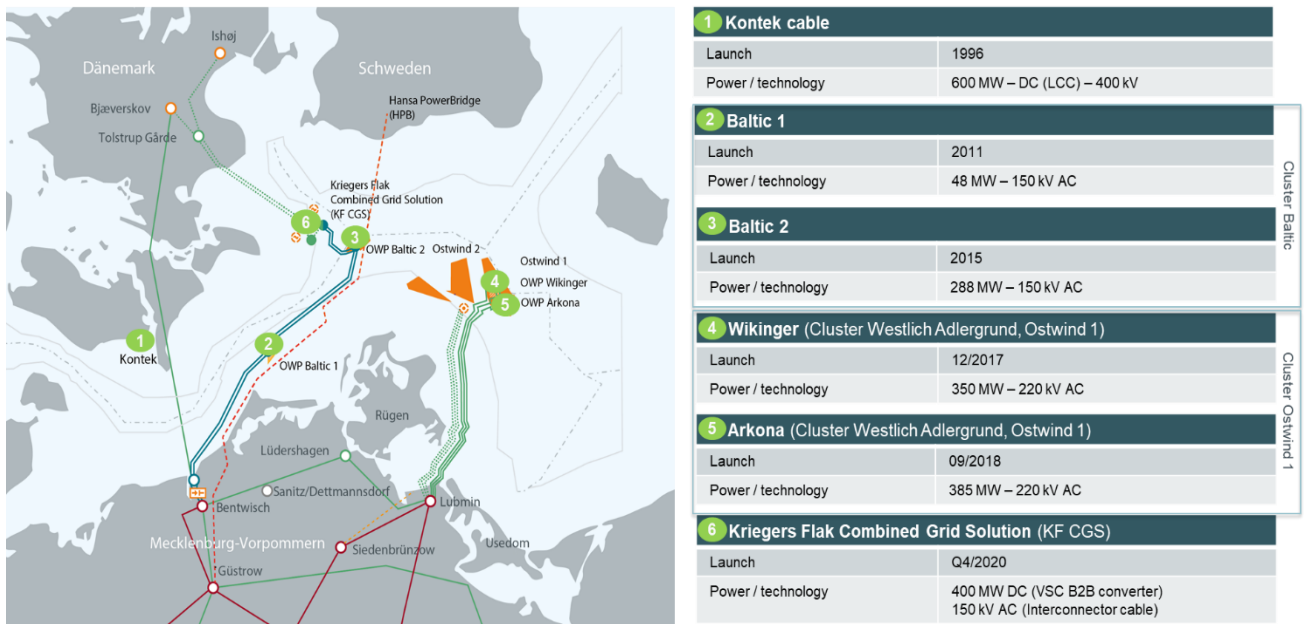


Fig. 7. The 50Hertz offshore projects in the Baltic Sea I

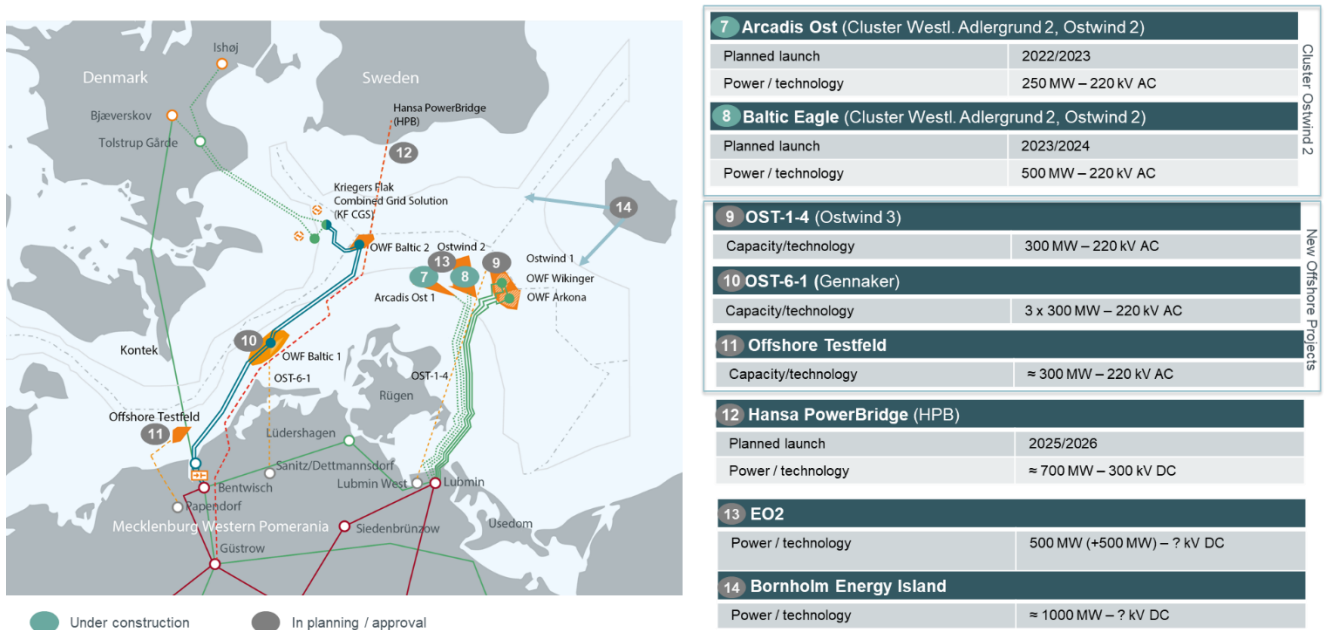


Fig. 8. The 50Hertz offshore projects in the Baltic Sea II

Current scientific studies show that in the coming decades the transport, building and industry sectors can only become climate-neutral through more electricity-based applications (Figure 9) (acatech, 2017). 50Hertz participates in projects to use surplus renewable energy for power-to-heat and power-to-gas, where appropriate. Sector coupling is entering a crucial phase. In the future, electricity will not only be consumed directly and used for electro mobility and heat pumps, but also as Power-to-X for district heating and industrial processes. This requires infrastructures that can be set up efficiently in cooperation with network operators (50Hertz Transmission GmbH, 2020).

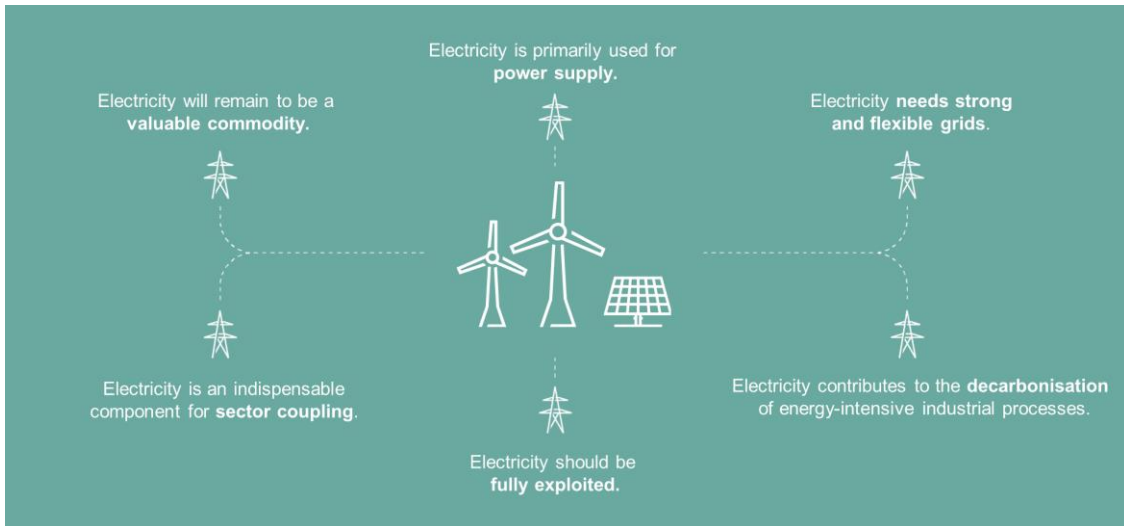
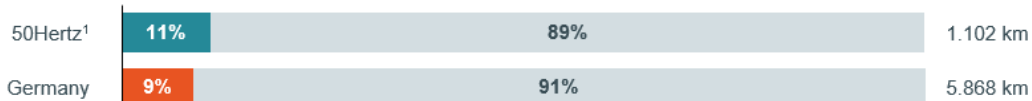


Fig. 9. Grids for power from renewable sources

Completed line kilometers at 50Hertz according to **EnLAG**



Completed line kilometers at 50Hertz according to **BBPIG²**



Source: www.netzausbau.de (Monitoring Q3 2020)



Fig. 10. The power grid expansion in progress (50Hertz Transmission GmbH, 2021)

Due to the growing importance of electrification of transport and heating sectors, as well as industrial processes, the power grid becoming the central part of the energy system. That is why, 50Hertz invests a lot in the grid expansion and different support mechanisms for the grid, to integrate as much RE into the grid as possible. The biggest challenge of today's German energy system is to keep the balance in the new paradigm with less fossil-fuelled power plants (50Hertz Transmission GmbH, 2021). One of the way to integrate the decentralized generation in the supply structures is the grid expansion. The Deutsche Energie-Agentur (dena) studies from 2005 and 2010 underpinned the essential need for grid development. In 2009, the Bundestag adopted the Power Grid Expansion Act (or EnLAG), followed by the Grid Expansion Acceleration Act (or NABEG) in 2011. The comparison of power grid expansion in Germany and in 50Hertz grid area can be seen from the Figure 10 (50Hertz Transmission GmbH, 2021). Moreover, the Energy Industry Act (EnWG) requires 50Hertz and the three other German transmission system operators, TenneT TSO, Amprion and TransnetBW, to develop a joint grid development plan on a yearly basis. In June 2012, the first of those was presented to the competent Federal Network Agency (50Hertz Transmission GmbH, 2021).

Excuse: Security of Supply

In Germany and other European countries there has been a discussion for a number of years how the security of supply can be guaranteed even with a high proportion of renewable energies and a drop in electricity production of conventional power plants. With the decision to phase out fossil power generation, this debate has gained new relevance in Germany (Gustedt, 2021).

Taking into account new German and European climate protection goals, the transmission system operator 50Hertz considers the reform of the current electricity market design as urgently needed. It is questionable whether the current market system provides sufficient incentives for investments in controllable power plants, which will also be urgently needed in the future to ensure security of supply in times of weak wind and sunshine (50Hertz Transmission GmbH, 2021).

Due to the phase out nuclear and coal-fired power, Germany will lose over 50 GW of secured and controllable capacity (Gustedt, 2021). One of the most important support is the support of our neighboring countries within international electricity market, but they face also a transformation of the energy systems. Moreover, due to the different designs of energy systems, the guaranteeing security of supply is different from country to country. To support the power grid Germany has focused among other mechanisms on strengthening price signals on wholesale markets. However, Germany has decided to maintain a strategic reserve, the so-called capacity reserve, outside the market, which serves, among other things, to protect against extreme events that are uncertain and whose probability of occurrence cannot be described (Gustedt, 2021). Security of supply has a stochastic character. Because the ability of the power supply system to cover demand at a certain point in time depends on a large number of stochastic influencing factors at that point in time, for example non-availability of generation plants due to weather-related influences. Accordingly, probabilistically defined parameters for assessing security of supply have become established (Gustedt, 2021). The parameter "Loss of Load Expectation", shortly LoLE, indicates average number of hours with load overhang per year. Loss of Load Expectation (LoLE) best suited for formulating a security of supply standard (r2b energy consulting GmbH / Consentec GmbH / Fraunhofer ISI / TEP Energy GmbH, 2019).

Based on conceptual analyzes and literature research, a threshold values for the LoLE are derived (see Figure 11). As you can see, all scenarios show very positive results. It is shown that German consumers can be supplied safely at all times. This corresponds to a load balancing probability around 98% (r2b energy consulting GmbH / Consentec GmbH / Fraunhofer ISI / TEP Energy GmbH, 2019).

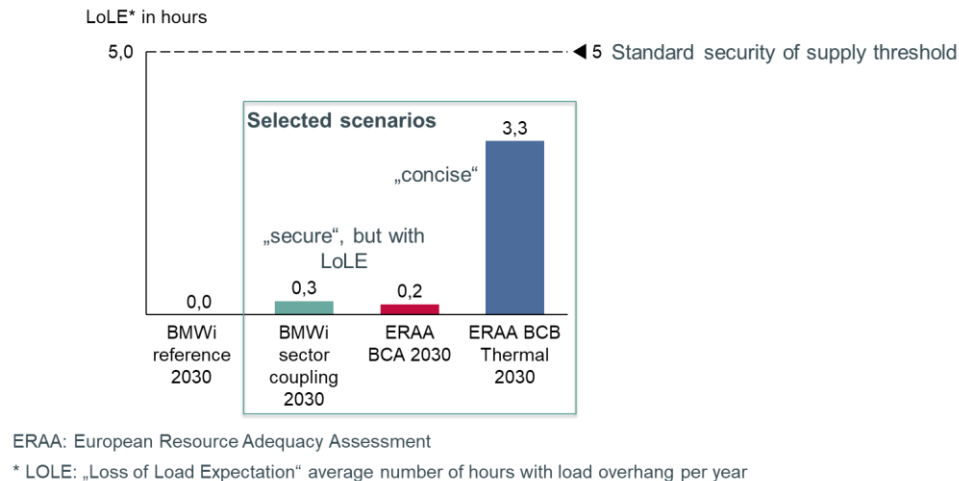


Fig. 11. The scenarios “BMWi security of supply monitoring” and “ERAA” serve as sources

It’s getting more challenging to keep the electrical system safe and stable at all times in the energy system without conventional fossil fuel power plants. The digitalization plays an important role when integrating renewable energies into the grid and controlling the electrical system. In case to keep the electrical grid more flexible, 50Hertz will increasingly use artificial intelligence for forecasting of generation and consumption of electrical energy (50Hertz Transmission GmbH, 2020).

Conclusion

Today’s energy political goals have been shaped by global challenges such as increasing global warming and depletion of natural resources. According to the “European Green Deal”, Europe is to become the first climate-neutral continent by 2050 and 50Hertz shapes its strategies according to this ambitious goal. That is why one of the main goals of the company is to cover 100 percent of electricity demand in its grid area from renewable energies (50Hertz Transmission GmbH, 2021). In order to make the energy transition successful, it is initial to increase the tempo. This is only possible if we look at the energy system as a whole and dovetail the electricity, heat and transport sectors more closely (acatech, 2017). Germany must enter a new phase of the energy transition. After renewables have been continuously developed in recent years, the basic technologies for a coupling of the sectors are now available. It is the task of politics to set the course now in order to strengthen Germany as a high-tech location and to make the energy supply flexible and secure (acatech, 2017). The German climate protection goals require a full restructuring of the energy supply system in a few decades. None of the ambitious energy transition’s goals can be achieved without extensive coupling of different sectors with electricity generation (50Hertz Transmission GmbH, 2021).

Sources

50Hertz Transmission GmbH. (2020). Von 60 auf 100 bis 2032. Neue Energie für eine starke Wirtschaft. Berlin: 50Hertz Transmission GmbH.

50Hertz Transmission GmbH. (2021, December 28). 50Hertz. Retrieved from <https://www.50hertz.com/de/Markt/EEGKWK-G>

acatech, L. A. (2017). Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende.

BMWi. (2020, December 28). Die Bundesregierung. Retrieved from <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energiewende/energie-erzeugen/erneuerbare-energien-317608>

Gustedt, V. (2021, 06 19). eurogrid. Retrieved from <https://www.eurogrid.com/News/Details/7878/regelbare-kraftwerke-werden-auch-langfristig-zur-gewaehrleistung-von-versorgungssicherheit-gebraucht> r2b energy consulting GmbH / Consentec GmbH / Fraunhofer ISI / TEP Energy GmbH. (2019).

Мария Александровна Любарская
доктор экономических наук, профессор
Doctor of Economics, Professor
Санкт-Петербургский государственный экономический университет

Вадим Сергеевич Чекалин
доктор экономических наук, профессор
Doctor of Economics, Professor
Санкт-Петербургский государственный экономический университет

Энергоэффективность как инструмент сокращения выбросов парниковых газов в нефтегазовом секторе

В настоящее время переход к низкоуглеродной модели экономики требует принятия мер по сокращению выбросов парниковых газов. Достижение соответствующих целей, которые были поставлены в Киотском протоколе и Парижском соглашении, активно обсуждалось на саммите в Глазго в 2021 году.

В первую неделю в Глазго правительства ряда стран сделали многообещающие заявления, а также подписали ряд соглашений, нацеленных на сокращение выбросов в различных секторах. Премьер-министр Индии объявил, что страна будет стремиться к «чистому нулю» к 2070 году, а Китай и США представили свои долгосрочные стратегии низкоуглеродного развития [8].

В принятой в октябре 2021 года Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким выбросом парниковых газов до 2050 года отражено, что значительную роль в достижении поставленных целей играет повышение энергетической эффективности как со стороны производителей, так и со стороны потребителей.

Политика энергосбережения и повышения энергоэффективности в России отражена в целом ряде документов, включая:

- принятый в 2009 году федеральный закон № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [1];
- утвержденную в 2019 году государственную программу «Развитие энергетики» до 2024 года [2];
- принятую в 2020 году Энергетическую стратегию Российской Федерации до 2035 года [3].

Стратегической целью политики энергоэффективности является рациональное использование энергетических ресурсов на основе заинтересованности потребителей в энергосбережении и готовности инвестирования в энергоэффективные проекты и мероприятия на принципах ESG, т.е. вложение средств с учетом не только доходности, но и влияния на окружающую среду и общество (Environmental, Social, Governance).

Переход к низкоуглеродной модели экономики во всех странах требует осуществления широкомасштабных мер по повышению энергоэффективности как на стороне предложения (при производстве энергии), так и на стороне спроса (при потреблении энергии), т.е. повышения эффективности использования и снижения потерь энергии в любой сфере деятельности [4; 9].

В соответствии с Энергетической стратегией Российской Федерации до 2035 года важной стратегической задачей является развитие энергосбережения и повышение энергетической эффективности в отраслях топливно-энергетического комплекса на основе:

- совершенствования нормативно-правовой базы, включая введение запрета на производство и использование энергетически неэффективной техники, оборудования, зданий, технологических процессов;
- налогового и неналогового стимулирования использования организациями топливно-энергетического комплекса наилучших доступных технологий (НДТ), включая разработку и применение соответствующих справочников и реестров НДТ в целях технического и экологического регулирования, а также приобретения энергоэффективного оборудования;
- обновления существующих и внедрения новых систем энергетического менеджмента в соответствии с требованиями стандарта ISO 50001:2018;
- использования средств бюджетов различных уровней, внебюджетных средств, средств институтов развития, организации льготного заемного финансирования проектов в области энергоэффективности и энергосбережения;
- развития рынка энергосервисных услуг;
- обмена опытом и распространения лучших практик энергосбережения и повышения энергетической эффективности в отраслях топливно-энергетического комплекса.

Для устойчивого развития нефтегазовой отрасли в условиях перехода к низкоуглеродной экономике необходимо рассмотреть наиболее перспективные технологии снижения углеродного следа при добыче, переработке и транспортировке углеводородных ресурсов. Кроме того, важно изучить возможности снижения углеродной нагрузки на климат при получении продукции из природного газа, а также выявить новые технологии утилизации парниковых газов в процессах производства и использования природного газа и нефтепродуктов.

В ISO 14064-1 и ISO 14069:2013, а также в расчете по другим современным методикам, используемым компаниями по всему миру, учитываются как прямые, так и косвенные выбросы в верхнем и нижнем сегменте, а также внешние выбросы. Соответственно, мероприятия по снижению выбросов также должны проводиться в этих сегментах. Нефтегазовые компании должны сформировать схему источников и процессов и разработать мероприятия по снижению выбросов в каждом сегменте.

Разработка мероприятий включает в себя выявление направлений снижения выбросов, связанных с деятельностью организации, разделение этих направлений на такие категории, как прямые и косвенные, а также предлагает выбор того, в отношении каких из прямых и косвенных выбросов целесообразно разрабатывать и внедрять мероприятия.

На рис. 1 представлена логическая схема этапов анализа и оценки перспективных технологий снижения выбросов в производственно-сбытовой цепочке газовой отрасли в условиях низкоуглеродной мировой экономики.

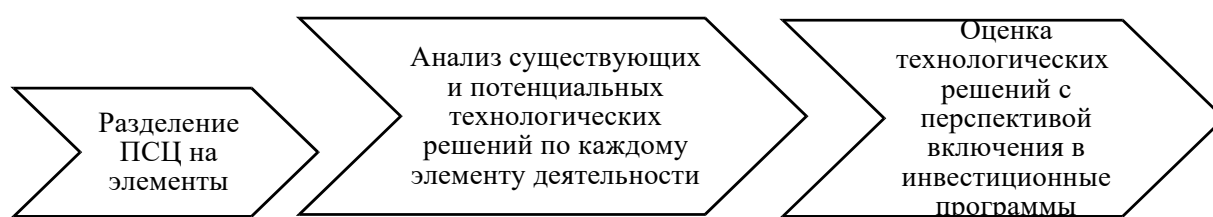


Рис. 1. Этапы анализа и оценки существующих и потенциальных технологий повышения энергетической эффективности в производственно-сбытовой цепочке (ПСЦ) в условиях перехода к низкоуглеродной экономике

Повышение энергетической эффективности может быть достигнуто на всех этапах производственно-сбытовой цепочки – от добычи природного газа до его распределения между потребителями [5]. С учетом современных тенденций развития нефтегазовых компаний, область проведения мероприятий по снижению выбросов распространяется и на взаимодействие с потребителями, когда речь идет уже не о прямых выбросах, связанных с технологическими процессами нефтегазовой компании, а о косвенных выбросах, связанных с потреблением природного газа [6; 7].

Технологии повышения энергетической эффективности и снижения выбросов парниковых газов условно можно сгруппировать по двум классификационным признакам, представленным на рис. 2.

Группировка технологий по объектам нефтегазового сектора подразумевает выделение следующих элементов деятельности газовых компаний:

- добыча – реализуется непосредственно на инфраструктуре газовых месторождений в целях повышения эффективности добычи природного газа;
- подготовка – реализуется непосредственно на инфраструктуре газовых месторождений в целях повышения очистки газа от примесей, для последующей транспортировки или хранения;
- хранение – обеспечивает качественное хранение (снижение энергозатрат, утечек парниковых газов и др.);
- транспортировка – обеспечивает наименьшие потери энергии и ресурса, а также утечки при транспортировке трубопроводным транспортом;

- распределение – обеспечивает наименьшие потери энергии и ресурса, а также утечки в газораспределительных сетях;
- переработка – обеспечивает наименьшие потери энергии и ресурса при переработке природного газа;
- потребление – реализуется с целью диверсификации применения природного газа и продуктов его переработки.



Рис. 2. Группировка существующих и потенциальных технологий нефтегазового сектора в условиях перехода к низкоуглеродной экономике

Группировка технологий по направлениям, обеспечивающим снижение углеродного следа, предполагает учет возможностей:

- повышения энергоэффективности, обеспечивающего снижение потребления СУГ на собственные нужды, в том числе на реализацию групп технологий (технологических переделов);
- снижения углеродоемкости природного газа за счет применения альтернативных источников энергии, в том числе полученных переработкой природного газа, в целях обеспечения технологических переделов, реализуемых в газовой (нефтегазовой) инфраструктуре;

- поглощения выбросов парниковых газов, реализуемого технологиями утилизации парниковых газов.

Примеры технологий повышения энергетической эффективности в нефтегазовом секторе приведены в таблице.

Разбивка технологий повышения энергоэффективности
по элементам деятельности газовых компаний

| Элементы деятельности | Технологии |
|-----------------------|--|
| Добыча | <ul style="list-style-type: none"> - снижение энергоемкости разработки газовых месторождений путем создания методов оптимизации режимов работы технологического оборудования и совершенствования системы энергоснабжения; - повышение энергоэффективности производственных зданий и сооружений; - применение блочных электростанций для собственных нужд с газотурбинным или газопоршневым приводом на каждом газовом промысле и других удаленных объектах; - интенсификация скважин акустическими методами; - эксплуатация обводняющихся газовых и газоконденсатных скважин с использованием твердых и жидких поверхностно-активных веществ, а также концентрических лифтовых колонн |
| Подготовка | <ul style="list-style-type: none"> - совершенствование очистки газа от серосодержащих соединений и их утилизации; - применение низкотемпературной конденсации вместо сепарации при подготовке газа; - повышение энергоэффективности центробежных компрессоров; - реконструкция установок комплексной подготовки газа (УКПГ) с изменением производительности добычи и состава газа; - внедрение автоматизированных УКПГ с управляемым технологическим циклом; - применение современных сорбентов при сушке газа и сепарации |
| Хранение | <ul style="list-style-type: none"> - повышение энергоэффективности процесса закачки газа в хранилища; - выбор оптимального количества и типоразмера газотурбинных газоперекачивающих агрегатов, обеспечивающий снижение энергозатрат; - замена устаревших и физически изношенных объектов на агрегаты нового поколения с высоким эффективным КПД, применение агрегатов с различной удельной мощностью; - регенеративное использование теплоты отходящих газов газотурбинных агрегатов |
| Переработка | <ul style="list-style-type: none"> - совершенствование термодинамического цикла сжижения природного газа; - применение когенерационных электрогенерирующих парогазовых установок; - применение электродвигателей с инверторным управлением |
| Потребление | <ul style="list-style-type: none"> - повышение КПД топливосжигающих установок, включая утилизацию тепла парниковых газов при подогреве воды и топлива; - регенеративные горелки; - установка частотно-регулируемых приводов на подаче топлива; - конденсационные котлы; - когенерационные парогазовые установки; - комбинированные парогазовые когенерационные установки для горячего водоснабжения; - тригенерационные системы |

Важной задачей при внедрении указанных технологий является привлечение инвестиционных ресурсов. Основными механизмами финансирования программ и проектов в области энерго-сбережения являются:

- государственно-частное или муниципально-частное партнерство по реализации энергоэф-фективных проектов, особенно в форме концессионных соглашений;
- лизинг энергоэффективного оборудования;
- энергосервисные контракты на проведение энергоэффективных мероприятий.

В качестве нового механизма финансирования отметим выпуск «зеленых» облигаций. Эмитен-тами таких облигаций являются корпорации, девелоперы, представители органов власти, но значительная их доля в мировой практике приходится на финансовые и производственные ком-пании, а также на банки развития. Данные облигации должны соответствовать принятым в мировой практике условиям. В результате государство (регион, муниципалитет) получает га-рантию на выполнение проекта с высокой экологической эффективностью, эмитент – заем на благоприятных условиях, а инвесторы – облагаемый по льготной ставке или полностью не об-лагаемый налогом доход.

Таким образом, процесс повышения энергоэффективности в нефтегазовом секторе имеет стра-тегически важное значение для сокращения выбросов парниковых газов и перехода к низко-углеродной модели экономики, но для этого требуется решение ряда тактических экономиче-ских, организационных и технологических задач.

Литература

1. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изме-нений в отдельные законодательные акты Российской Федерации: федеральный закон от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ.
2. Государственная программа «Развитие энергетики» до 2024 года: утверждена Постанов-лением Правительства Российской Федерации от 28.03.2019 г. № 335.
3. Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2035 года: утверждена Распоряже-нием Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 г. № 1523-р.
4. Борибай Э.С. Политика энергоэффективности в Казахстане, как важнейший инструмент борьбы с изменениями климата // Наука, техника и образование. 2016. № 10 (28). С. 115-116.
5. Харланов А.С. Нефтегазовый сектор в Индустрии 4.0: переход на возобновляемые источники энергии и итоги цифровизации // Современные технологии управления. 2021. № 2 (95). С. 9-17.
6. Энергоэффективность ресурсосбережения: достигнутый уровень и механизм развития: учебное пособие / В.С. Чекалин, М.А. Любарская, Я.Я. Клементовичус [и др.]. СПб.: Изд-во СПбГЭУ, 2016. 202 с.

7. Burda Y.D., Volkova I.O., Gavrikova E.V., Kosygina A.V. Digitalization and Ways for the Development of the Electric Energy Industry with the Participation of Consumers: New Challenges for Shaping the Investment Climate // Journal of Siberian Federal University. Humanities & Social Sciences. 2019. 4, 545-564.
8. Hare B., Hohne N. Cop26 is creating false hope for a 1.5C rise – the stark reality is very different // The Guardian. 2021. November 9.
9. Satuyeva B., Sauranbayev C., Ukaegbu I.A., Nunna K. Energy 4.0: Towards IoT Applications in Kazakhstan // Procedia Computer Science. 2019. 151, 909-915.

**МЕЖДУНАРОДНЫЙ СЕМИНАР
«НА ПУТИ К УСТОЙЧИВОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ:
РЕГИОНАЛЬНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО В ГЛОБАЛЬНОМ КОНТЕКСТЕ»**

Julian Bowden
*Senior visiting research fellow
Oxford Institute for Energy Studies OIES*

Azerbaijan and the Energy Transition – Context for Renewables

One of the leading questions in the global climate crisis is how do large oil and gas producers respond to the challenges of decarbonisation and the energy transition? In this instance, Azerbaijan is beginning to develop its own approach to this question, with various ideas and plans for the growth of renewables capacity. One key initiative appears to be the recent series of MOUs and agreements with UAE's Masdar for 4 GW to be installed in the medium-term.¹

It is extremely important to place any such plans within the context of the economy's existing energy characteristics. This is necessary in order to judge how they do, or do not, fit in, with the existing economic and energy order. Such an assessment is required to determine whether such plans look realistic and also what might need to be done to achieve deliverability.

The intention in this brief note is to give some energy background and context to the renewables plans as announced so far. The main points addressed here are that:

1. The scale and timetable of these plans look very ambitious given the very low starting point Azerbaijan has.
2. The focus so far *relatively speaking* has been on production. There is little commentary to-date on equipment supply chains, and then transportation and marketing of the power and hydrogen. For plans to work, there needs to be an integrated approach, linking upstream production with the formidable downstream issues of infrastructure and marketing, and discussion of this aspect of the value chain appears to be missing at present.
3. Potential for policy confusion from differing aims. Azerbaijan has a tight gas balance at present and is importing small volumes of gas. Meanwhile, through rising gas exports in recent years to the EU, it has established a position as a reliable supplier to the EU and has a 2022 MOU with the EU to expand exports by 2027. The potential confusion is whether development of renewables is designed to free-up gas for exports by reducing domestic gas demand, or to be the foundation for a post-fossil fuels future, or perhaps, both these.

¹ June 2022 implementation agreements between Masdar and Azerbaijan's Ministry of Energy for 4 GW (1 GW onshore wind, 1 GW solar, 2 GW offshore integrated wind & green hydrogen), Masdar press release 5th June 2022 at URL: <https://news.masdar.ae/en/News/2022/06/05/12/20/Masdar-agrees-to-develop-4-GW-of-clean-energy-projects-in-Azerbaijan> and also Masdar press release 17th January 2023 for expanding the 4 GW to 10 GW at URL: <https://news.masdar.ae/en/Press-Release?News/2023/01/17/13/17/Masdar-Partners-with-Azerbaijans-SOCAR>

1. Azerbaijan energy balance – energy demand & energy exports

i) Overview

Key features of the domestic Azeri energy balance are:

- The supremacy of gas in the balance. Gas accounts for 70% of domestic energy, one of the highest levels for gas in the world. Gas has been at this level for several years. For comparison, the share of gas in the EU energy mix is 24%.¹
- The share of oil in the energy mix is 30%.
- There is no coal in the Azeri energy balance.
- Basically, Azerbaijan's economy is based on two fuels, oil and gas. Gas is used in static heating applications (power generation, industry, residential sectors) while oil is used for transportation (gasoline, diesel). Very little heavy fuel oil (mazut) is used in the system today.²
- The Azerbaijan gas balance appears to be currently tight. Azerbaijan is importing gas, from Russia and Turkmenistan (via an Iran swap). Reported volumes in the first quarter of 2023 were 0.9 bcm.³

Total output of energy in 2021 was 66 million tonnes oil equivalent (Mtoe). Of this, most was exported – 73%. And within the exports, some 2/3 was oil. Domestic energy demand has been rising, up 1.7% per annum on average over the period 2015-2021 to 17.6 Mtoe in 2021.⁴

The graph below shows energy production (basically all crude oil and natural gas, with tiny contributions from hydro and renewables power), the volume of energy exported and the split of oil and gas in the domestic energy mix (Figure 1).⁵

The problem Azerbaijan has at the macro level is how to replace the diminishing production of crude oil and crude oil exports. ACG oil output is on decline (output is now at half the level of 2010). In this context, maximising gas exports as oil export volumes drop and looking at alternative exports such as renewable power and hydrogen becomes important in policy making (Figure 2).

ii) Gas balance

Production has been climbing impressively as Shah Deniz Stage 2 output has risen. Total production in 2021 was 32.6 bcm. Of this, 13.1 bcm went to the domestic Azeri market (40% of production) and 19.1 bcm was exported. Production has gone higher in 2022 to 35.0 bcm (Figure 3).⁶

¹ BP Statistical review of World Energy 2022 edition. Gas accounted for 24% of EU total energy demand in 2020, 23.8% in 2021.

² With greater availability of gas in Azerbaijan from the mid-2000s, mazut was gradually removed from the energy mix. Azeri refining improved oil product yields through higher utilisation of upgrading capacity, and mazut production and domestic demand fell sharply. In 2021, mazut output and demand was around just 0.1 million tonnes.

³ Interfax-Azerbaijan 25th May 2023 reported 0.7 bcm from Russia and 0.2 bcm from Turkmenistan.

⁴ Note, the 17.6 Mtoe demand in 2021 was still lower than demand in 2000 at 20.4 Mtoe. See Balance of fuel-energy & material resources of Azerbaijan 2004, AzStat 2004, page 96.

⁵ All data taken from the annual balances in Energy of Azerbaijan, AzStat, various years.

⁶ Azerbaijan in Figures, AzStat, June 2023, page 117.

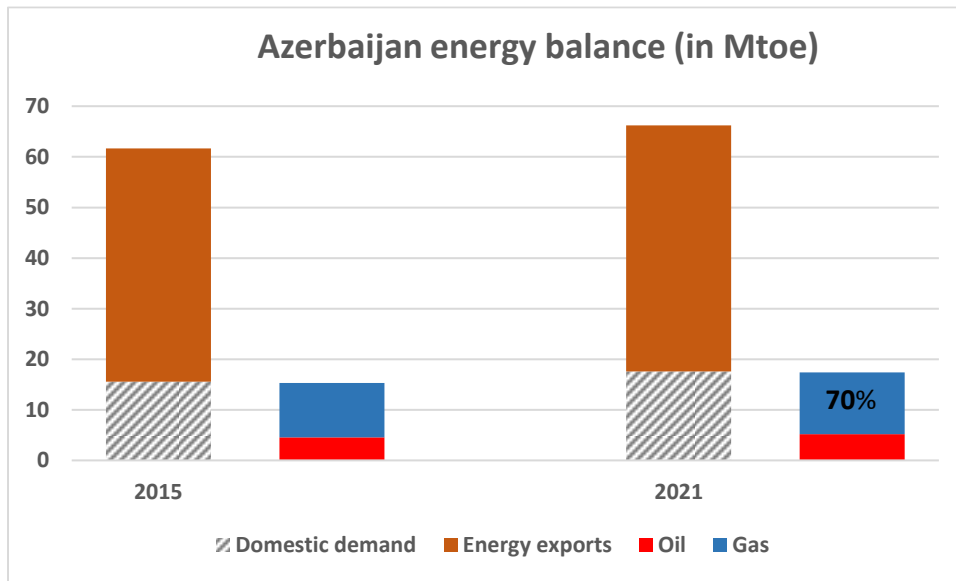


Fig. 1. Azerbaijan energy balance (in Mtoe)

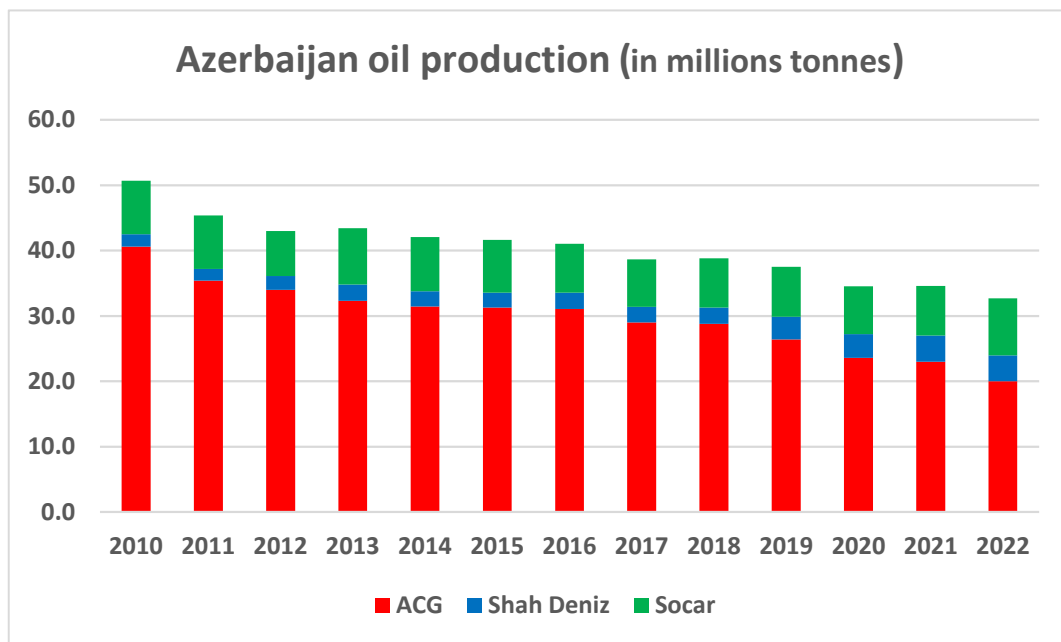


Fig. 2. Azerbaijan oil production (in millions tonnes)

In 2022 Azerbaijan exported 22.4 bcm in total, with 11.4 bcm to Europe (the remainder to Turkey and Georgia).¹ With Europe / EU looking to replace its Russian gas imports, EU officials visited most of the main exporting countries during 2022. In July 2022 EU President Ursula von der Leyen

¹ Platts 20th January 2023, and 30th January 2023.

and Energy Commissioner Kadri Simson visited Baku, and an MOU was concluded to expand the Southern Gas Corridor to 20 bcm from the current around 12 bcm by 2027.¹

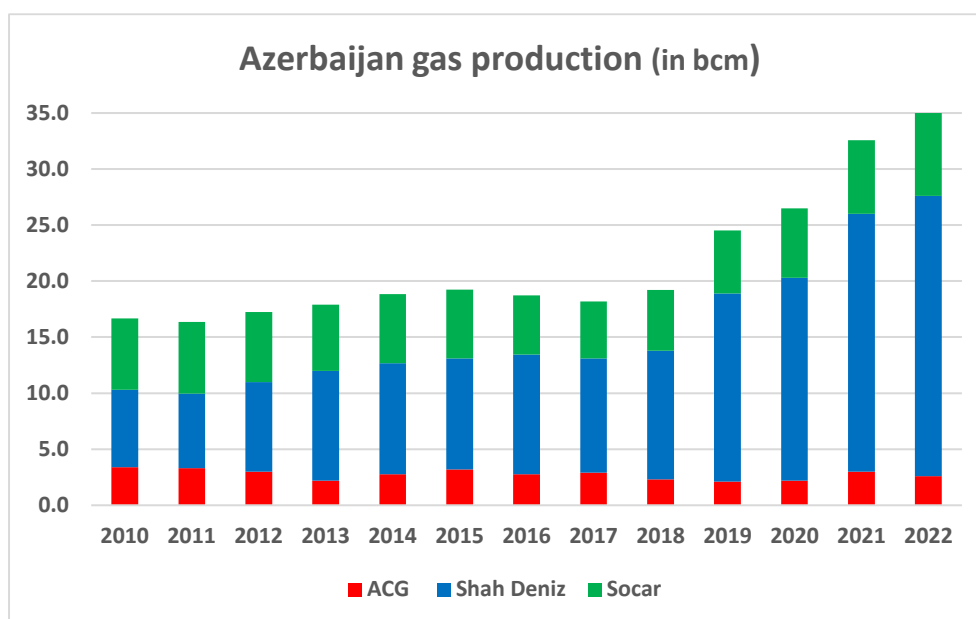


Fig. 3. Azerbaijan gas production (in bcm)

Where the supply might come from was not addressed in the MOU. Azerbaijan has since pointed to development of Absheron, deep ACG gas, further expansion of Shah Deniz and also Socar's Umid. BP is currently drilling exploration wells on ACG and Shah Deniz.² However, the wider market in general remains unconvinced on both potential volumes and timing of developments within the 2027 horizon.

It is possible that Azerbaijan itself is not convinced that the supply side can provide the gas. Some recent actions and statements suggest contributions from the demand side have also been identified and could offer relatively quick results.

For instance, a major investment at the Mingechevir thermal power station has been recently reported, and the investment positioned as saving gas through more efficient turbines, the gas then being available for export. Announced details are for 1280 MW, \$400 mn capex, potential gas saving of 1 bcma, completion by 2025.³

¹ EU Commission press release 18th July 2022 at URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/statement_22_4583 and URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/international-cooperation/key-partner-countries-and-regions/neighbourhood-east_en#:~:text=On%2018%20July%202022%2C%20the%20EU%20and%20Azerbaijan,20%20billion%20cubic%20metres%20annually%20as%20of%202027

² BP Azerbaijan quarterly business updates and in particular the 1Q2023 update, at URL: https://www.bp.com/en_az/azerbaijan/home/news/business-updates.html

³ URL: <https://caspiannews.com/news-detail/azerbaijan-breaks-ground-for-largest-national-thermal-power-plant-2023-2-14-38/>

2. Azerbaijan electricity

i) Generating capacity

Azerbaijan total generating capacity is 8.0 GW. Most of this is thermal capacity, and it all operates on natural gas. Total thermal capacity is 6.6 GW, and it is relatively modern. There are 4 CCGTs (Shimal 1 & 2, Sumgait and Janub) and the big 2.4 GW Mingechevir / AzGres station has been upgraded fairly recently. There is also 1.1 GW of hydro capacity. The balance is renewables. Total of wind, solar and biomass combined is 160 MW, and this capacity has hardly increased over the last 4 years. In terms of contribution to Azeri power generation, therefore, this capacity is basically irrelevant at present (Figure 4).

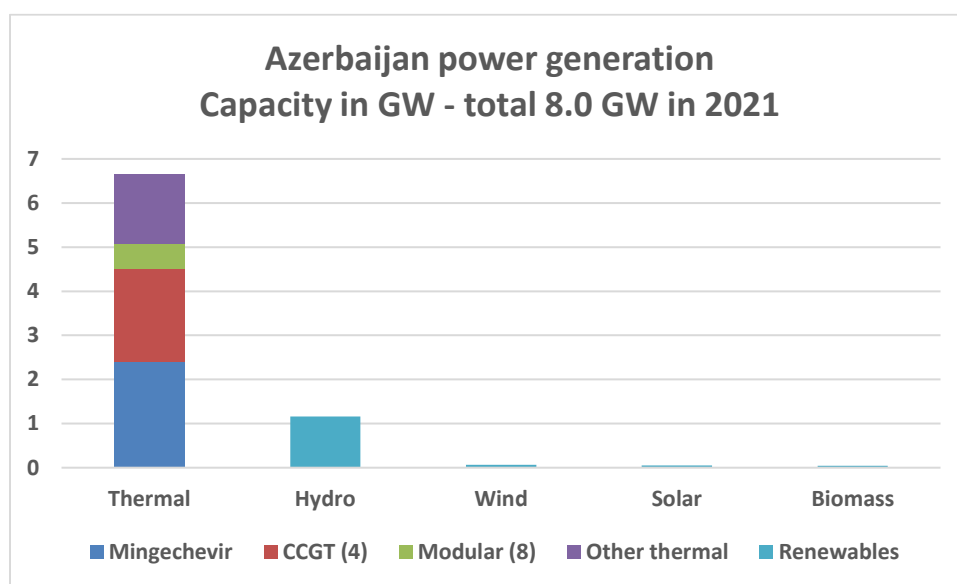


Fig. 4. Azerbaijan power generation Capacity in GW – total 8.0 GW in 2021

ii) Electricity generation

Since the global economic downturn in the 2007-9 period, electricity demand and generation have both increased steadily. Total generation was a country record output of 28 bn kwh in 2021, although it has dipped slightly in 2022.

In 2021, with hydro output of 1.3 bn kwh and wind, solar and biomass together producing 0.3 bn kwh, total RES output was just 5.8% of the country total. Azerbaijan has a long history of hydro, and in the past hydro output has been substantially higher than it is currently. In 2010, for instance, hydro produced 3.4 bn kwh, or 18% of the country's total electricity. One of the mysteries of the last few years has been why has hydro fallen to under half of that level. Some dry periods have clearly accounted for some of the drop, but probably not all of it. With RES meeting just 5.8% of total generation, thermal power plants provide the vast majority of the kwh going into the system. Gas is overwhelmingly the main fuel for the thermal stations. Gas accounts for 94% of all kwh produced.

One other feature of the system is that since 2007 Azerbaijan has been a small but growing net exporter of electricity. In 2021 gross exports were 1.7 bn kwh (6% of total power generated). Recently,

the main export customer has been Georgia, but power is also exported to neighbours Russia and Iran, and also Turkey via Georgia (Figure 5).

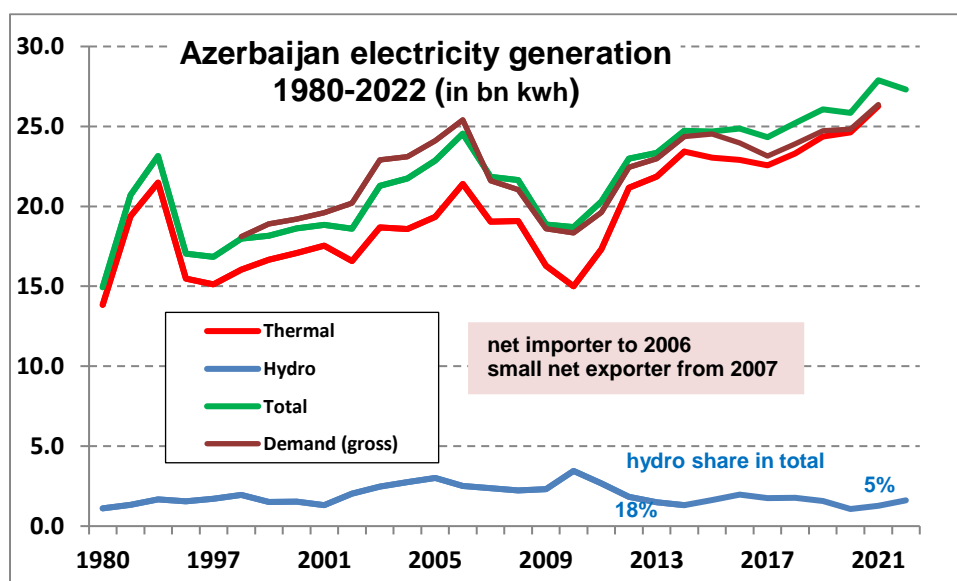


Fig. 5. Azerbaijan electricity generation 1980-2022 (in bn kwh)

3. Azerbaijan as a major producer of power from renewables

The characteristics of the current Azeri energy balance and energy mix described above provide some context for what Azerbaijan is now trying to do, which is to increase the share of installed capacity of renewable energy to 30% by 2030.¹

The 4 GW identified in the agreements with Masdar would meet this target. The question is, can it be delivered by 2030. For context, 4 GW is exactly one half of the current total generating capacity, suggesting in terms of scale and timing this plan could be very ambitious.

The first development, which has been funded and is under construction, is a 230 MW solar plant at Alat in Garadagh. Funding has come from EBRD (\$21.4 million), Asian Development Bank ADB, also \$21.4 million, Japan International Cooperation Agency (JICA) and the Abu Dhabi Fund for Development (ADFD), and the plant is scheduled to come on-stream later in 2023.² With current solar capacity at 48 MW, this project of 230 MW will be a very significant addition to the solar capacity.

An onshore wind power project, the 240 MW Khizi-Absheron project, is also under construction, the developer in this case being ACWA Power of Saudi Arabia.³ Project cost is \$286 mn and commercial operations are scheduled to start in 2Q 2023.

¹ URL: <https://minenergy.gov.az/en/alternativ-ve-berpa-olunan-enerji/azerbaycanda-berpa-olunan-enerji-menbelerinden-istifade>

² See URL: <https://www.ebrd.com/news/2022/ebrd-invests-us-214-million-in-pioneering-solar-plant-in-azerbaijan.html>; <https://www.adb.org/news/adb-masdar-sign-21-million-loan-build-landmark-solar-power-project-azerbaijan>; https://www.jica.go.jp/english/news/press/2022/20220803_30.html

³ See URL: <https://acwapower.com/media/341616/azerbaijan-wind-ipp-2021-comp.pdf>

This short paper makes no attempt to look at the costs and economics of establishing a renewables value chain in Azerbaijan. But taking a strengths and weaknesses approach does help to examine the opportunity and its delivery challenges:

Strengths

- Partnership with UAE's Masdar.
- Relative to many EU Member States, for instance, Azerbaijan is not looking to replace coal in its energy mix. By not having any coal in the mix, it can avoid the social and economic consequences and problems of removing coal (which means basically lignite) from the energy scenery. Azerbaijan has a gas-based economy.
- Accumulated experience of long-distance hydrocarbon pipeline systems through BTC and the Southern Gas Corridor.
- Accumulated experience since 2007 of exporting small but increasing amounts of electricity to neighbouring countries.

Weaknesses

Scale

No tradition of renewables. Azerbaijan has hydro, although that capacity has not been performing at levels seen around 10 years ago. Current wind and solar capacity is extremely small, and overall, the RES contribution to the power system is almost negligible.

4 GW is 50% of current generation capacity; consequently it represents a major change in the way power is generated.

Having 30% of power generated through renewables will introduce challenges of managing intermittency.

The domestic market is relatively small, so large scale renewables will doubtless require export markets, and therefore transportation. The storyline could be:

Put renewables into the domestic market and free up gas for export through the existing Southern Gas Corridor (with some expansion) in a first period of growth;

Then address the question of transportation of renewables in a second period of growth;

But this doesn't seem to be being articulated this way.

Timing

To construct 4 GW by 2030 looks very challenging. A completely new supply chain needs to be built. 4 GW is too small to support a domestic industry manufacturing turbines, marine and other cables: these will all need to be imported. Local blade manufacturing will probably have to be established because of problems of transporting these particular items.

Maintenance organisations will need to be created.

Transportation

How exactly is the product to be transported? In December 2022 an agreement was signed in Bucharest between Azerbaijan, Georgia, Romania and Hungary on building a 1.0 GW cable across the Black

Sea, but this idea is at a very early stage of project definition, and having it in place before 2030 looks to be very ambitious.¹

Moving hydrogen over long distances is very complex and expensive. It will probably be easier to transport hydrogen in the form of ammonia. This in itself introduces a new dimension to the commercial framework in understanding and operating an ammonia value chain.² Costs of potentially expensive and complex transport arrangements will clearly have an impact on netback expectations.

Management capacity

- Such a large transformation of the power system in the space of 6-7 years raises obvious questions concerning the expertise available to design, finance, construct and manage such a large project.

Екатерина Валерьевна Грушевенко
Старший менеджер
Проектного центра по энергопереходу и ESG
Сколковского института науки и технологий

Экономика технологий CCUS

Введение

По оценке Global CCUS Institute, в 2022 году в мире было реализовано 30 активных проектов в области улавливания CO₂. Однако количество проектов CCUS начало расти экспоненциально еще в 2000-е годы согласно данным Kearney Energy Transition Institute. Первые проекты CCUS были запущены в США 40 лет назад. В 1972 году компания Chevron перевозила CO₂ на расстояние 350 км и закачивала его под землю.

С увеличением популярности технологии, каждый год запускаются новые проекты по улавливанию углерода. Согласно Global CCUS Institute, 70% всех проектов CCUS в мире расположены в США и Канаде, причем их мощность составляет 50% от всей глобальной мощности.

Глобальное изменение климата стало серьезной международной проблемой. По данным доклада МГЭИК за 2021 год, глобальная средняя температура поверхности Земли повысилась примерно на 1,1°C по сравнению со средней температурой 1850-1900 годов. Такой уровень температуры не наблюдался в течение последних 125 000 лет³. Одной из причин являются выбросы парниковых газов, включая CO₂. За последние три десятилетия были разработаны различные технологии для улавливания CO₂, так как понимание важности сокращения выбросов диоксида углерода растет.

¹ See URL: <https://www.rferl.org/a/romania-hungary-azerbaijan-georgia-electric-cable-black-sea/32180990.html>; <https://www.azernews.az/business/188807.html>

² A recent OIES paper looks in detail at the question of hydrogen transportation, and the potential use of hydrogen carriers such as ammonia. See URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2022/08/Global-trade-of-hydrogen-what-is-the-best-way-to-transfer-hydrogen-over-long-distances-ET16.pdf>

³ Широкомасштабное, быстрое и усиливающееся изменение климата / МГЭИК. 2021. Август. URL: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2021/08/IPCC_WGI-AR6-Press-Release_ru.pdf

Ключевую роль технологии CCUS в достижении глобальной углеродной нейтральности выделяют ведущие международные организации. Согласно оценкам МГЭИК, достижение глобальных климатических целей обойдется на 138% дороже без применения технологий CCUS. Применение данных технологий снижает общую стоимость декарбонизации при включении их в пакет мер по декарбонизации.

Цепочка добавленной стоимости CCUS

Чтобы достичь целей Парижского соглашения, необходимо масштабировать проекты CCUS по всему миру. Это важно понимать на всех уровнях, включая экономические аспекты. Стоимость CCUS зависит от сферы применения, локации и размера источников CO₂. Также важна разработка технологий и опыт эксплуатации. Общая стоимость CCUS включает в себя расходы на улавливание CO₂, обезвоживание, сжатие/сжижение, транспортировку и хранение CO₂. Все затраты указываются в долларах США за 2019 год, включая учет инфляции. Анализ затрат демонстрирует широкий диапазон цен на CO₂, который варьируется от 20 до 450 долларов за тонну CO₂. Отметим, что этап захвата CO₂ является наиболее дорогостоящим в цепочке CCUS. Однако недостаточно данных по конкретным процессам и технологиям захвата (рис. 1).

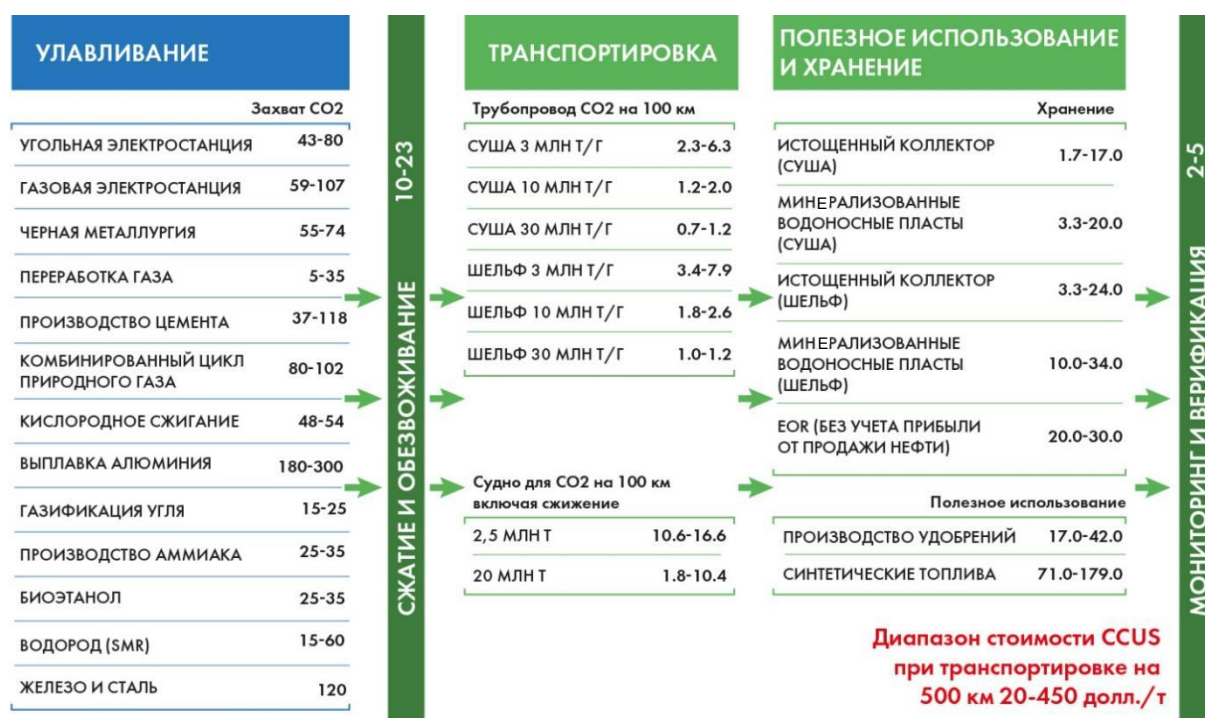


Рис. 1. Стоимостная цепочка технологий CCUS

Источник: составлено Проектным центром по энергопереходу и ESG по данным: Simbolotti G. CO₂ capture and storage. Technology Brief / IEA ETSAP, 2010, The costs of CO₂ capture, Transport and Storage / European technology platform for zero emission fossil fuel power plants (ZEP), 2011, Fout T., Zoelle A., Keairns D., [et al.]. Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants – Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity – Revision 3, (2015), Economic assessment of carbon capture and storage technologies / Global CCUS Institute, 2011 update, WorleyParsons. Schlumberger/ GCCUS, 2011, Kuehn N., Mukherjee K., Phiambolis P., [et al.]. Current and Future Technologies for NGCC Power Plants / Energy Sector Planning and Analysis (ESPA), June 2013, Rubin E., Davison J., Herzog H. The cost of CO₂ capture

and storage / International Journal of Greenhouse Gas Control, May 2015, Finkenrath M. Cost and performance of carbon dioxide capture from power generation / International Energy Agency, 2011, The Costs of CCUS and Other Low-carbon Technologies / Global CCUS Institute, 2011, Irlam L. The costs of CCUS and other low-carbon technologies in the United States – 2015 update / Global CCS Institute, July 2015, GCCUSI Technology Readiness and Costs of CCUS / Global CCS Institute, 2015, ZEP Report The cost of subsurface storage of CO₂. ZEP memorandum / European Zero Emission Technology and Innovation Platform, December 2019, Exploring Clean Energy Pathways: The Role of CO₂ Storage / IEA, December 2019, Carbon Capture Utilization and Storage Towards Net-Zero 2021 / Keraney, 2021.

Захват CO₂ относится к затратам, которые составляют 75% от общей стоимости цепочки CCUS. Однако в некоторых случаях эти расходы могут быть значительно меньше. Например, если концентрация CO₂ в газах составляет 95-100% и не требуется отделять другие компоненты. Это относится, например, к месторождениям газа с высоким содержанием CO₂, где для транспортировки метана требуется отделение CO₂. Другие примеры включают производство аммиака или водорода на нефтеперерабатывающих заводах. Стоимость захвата CO₂ зависит от парциального давления CO₂ в газах и концентрации CO₂ при атмосферном давлении. Высокая концентрация облегчает прямое разделение и дешевле улавливается, в то время как низкие концентрации требуют дополнительного дорогостоящего этапа концентрирования CO₂ (рис. 2).

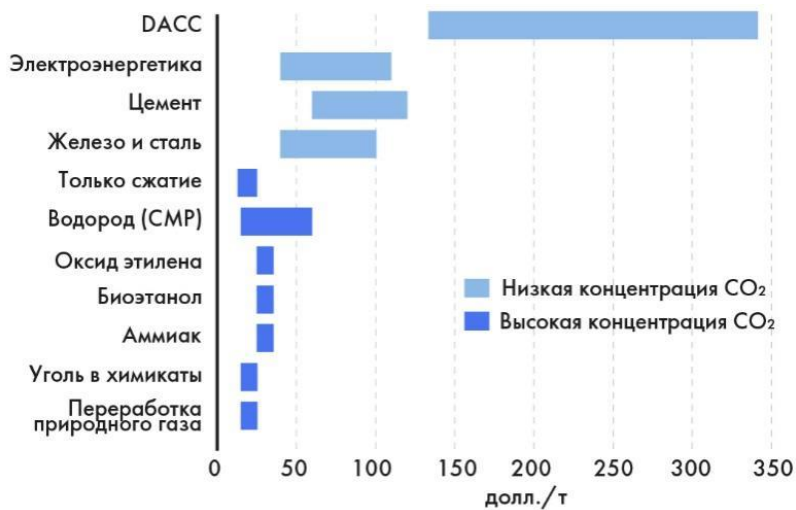


Рис. 2. Приведенная стоимость улавливания CO₂ по секторам и исходная концентрация CO₂, 2019 г.

Источник: IEA Levelized cost of CO₂ capture by sector and initial CO₂ concentration, 2019, расчеты авторов.

Затраты на транспортировку и хранение CO₂ составляют до 25% от общей стоимости цепочки CCUS. Стоимость транспортировки зависит от выбранной технологии и объемов перевозки. Офшорные трубопроводы являются конкурентоспособными для больших объемов и небольших расстояний, в то время как морские перевозки на судах предпочтительны для пилотных проектов и на большие расстояния. Стоимость хранения зависит от типа коллектора, доступности, наличия инфраструктуры и физических характеристик коллектора. Хранение в истощенных нефтегазовых месторождениях на суше является наиболее дешевым, особенно если уже существующие скважины можно использовать повторно, но их емкость ограничена.

Экономика и технологии определяют рынок CCUS

В 2020 году средняя мировая цена CO₂ составила менее 10 долларов за тонну. Тем не менее в некоторых странах, таких как Швейцария, Финляндия, Швеция, Норвегия, Канада, Франция и Корея, цена на CO₂ уже сейчас позволяет некоторым проектам CCUS достигать порога рентабельности. Анализ технологий на уровне технологической готовности TRL 9-11 также показывает, что уже сейчас существуют отрасли, в которых технологии CCUS могут помочь в декарбонизации. Часть из этих отраслей, таких как переработка природного газа и производство удобрений, имеют затраты по всей цепочке добавленной стоимости, начиная от 20-25 долларов за тонну CO₂.

При анализе технологий и экономики CCUS важно понимать, насколько эти технологии конкурентоспособны по сравнению с другими технологиями декарбонизации, такими как низкоуглеродные решения и проекты с негативной эмиссией (рис. 3). Чтобы корректно сравнивать CCUS с низкоуглеродными альтернативами, такими как возобновляемые источники энергии (ВИЭ), атомные электростанции (АЭС) или улавливающие CO₂ системы с воздуха (DACCS), используется понятие стоимости предотвращения CO₂.

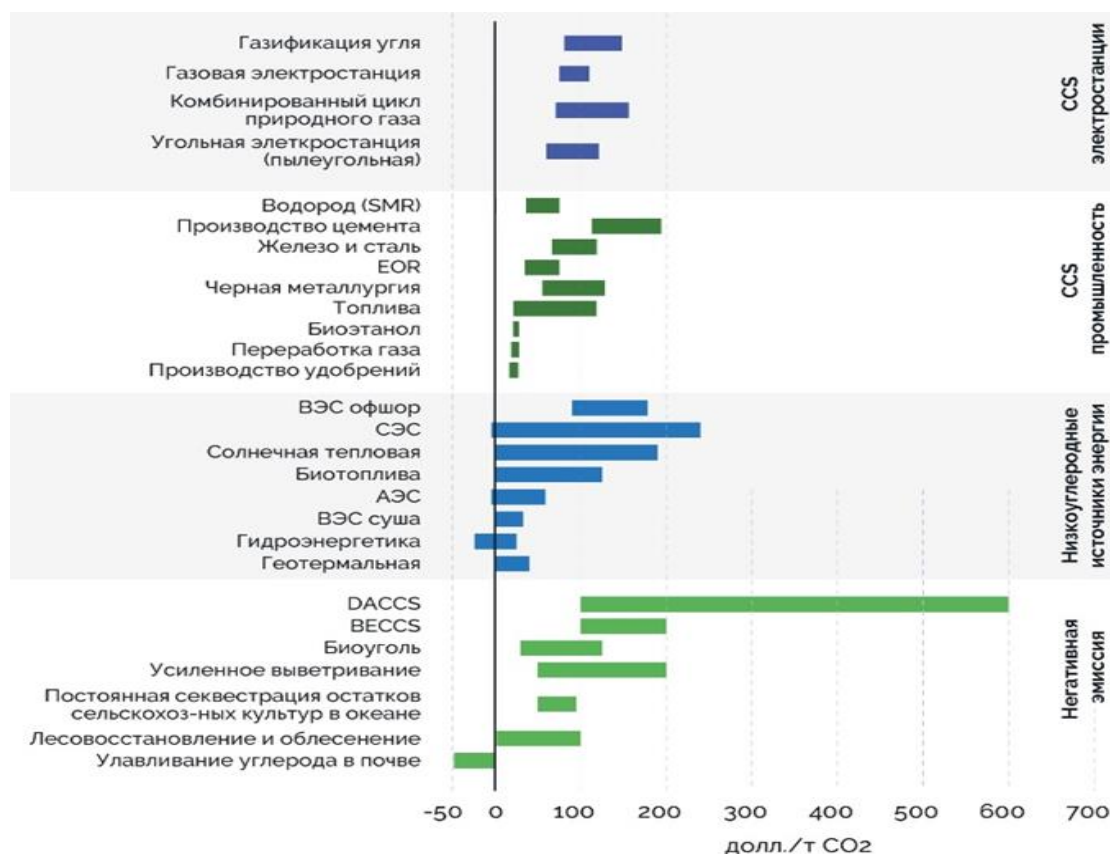


Рис. 3. Стоимость предотвращения CO₂ с помощью CCUS для различных секторов (предотвращенные выбросы CO₂ долл./т CO₂, исходя из текущих оценок затрат)

Источник: анализ Проектного центра по энергопереходу и ESG на основе Kuehn N., Mukherjee K., Phiambolis P., [et al.]. Current and Future Technologies for NGCC Power Plants / Energy Sector Planning and Analysis (ESPA), June 2013, Zero Emission Platform, IEAGHG, The Costs of CO₂ Storage, 2011, Global CCUS Institute. 2017. Global Cost Update. URL: <https://www.globalCCUSinstitute.com/archive/hub/>

publications/201688/global-CCUS-cost-updatev4.pdf, Simbolotti G. CO₂ capture and storage, IEA ETSAP, 2010 Technology Brief., European technology platform for zero emission fossil fuel power plants (ZEP), the costs of CO₂ capture, Transport and Storage (2011), Fout T., Zoelle A., Keairns D., [et al.]. Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants – Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity – Revision 3, (2015), Global CCUS Institute, Economic assessment of carbon capture and storage technologies – 2011 update, WorleyParsons, Schlumberger, GCCUS, 2011, Rubin E.S., Davison J.E., Herzog H.J. The cost of CO₂ capture and storage, *Int. J. Greenh. gas. Contr.* 40 (2015) 378-400, Global CCUS Institute, The Costs of CCUS and Other Low-carbon Technologies, (2011), Irlam L. The costs of CCUS and other low-carbon technologies in the United States – 2015 update, GCCUSI Technology Readiness and Costs of CCUS, 2021, ZEP Report The cost of subsurface storage of CO₂ ZEP memorandum, December 2019, Exploring Clean Energy Pathways: The Role of CO₂ Storage, IEA, Paris, 2019, Graham P., Hayward J., Foster J. and Havas L. 2020, GenCost 2020-21: Consultation draft, Australia.

Согласно анализу стоимости предотвращения CO₂, технологии CCUS конкурируют с многими низкоуглеродными решениями, например строительством электростанций на ВИЭ. Тем не менее в некоторых развивающихся странах Азии, таких как Индия и Китай, а также в Японии и Корее электростанции на угле и метане с использованием CCUS являются более выгодным вариантом, поскольку средний срок службы угольных электростанций составляет 46 лет, а многие из них могут работать 50-60 лет или дольше¹. В таких случаях технологии CCUS являются оптимальным выбором. Кроме того, в промышленном секторе технологии CCUS являются практически единственной альтернативой для глубокой декарбонизации процессов.

Заключение

Необходимо иметь в виду, что технологии CCUS являются одним из множества возможных методов декарбонизации, конкурирующих с другими технологиями, такими как ВИЭ, атомные станции и использование биотоплива. Ожидается, что для электрогенерации строительство новых станций на ВИЭ будет намного выгоднее, чем строительство новых угольных или газовых электростанций, использующих CCS. Тем не менее миру по-прежнему требуются другие технологии для обеспечения стабильности работы энергосистемы. Электростанции, работающие на угле или газе с использованием CCS, могут обеспечивать постоянную мощность и поставлять электроэнергию в любое время. Пока эти альтернативные методы не станут дешевле, чем CCUS, CCS будет оставаться рентабельной стратегией сокращения выбросов углекислого газа.

CCUS также может быть выгоден в редукации выбросов от существующих угольных и газовых электростанций. Около трети действующих угольных и газовых электростанций было построено за последние 10 лет; обновление их CCS-технологиями может позволить им продолжить работу и не выводить их из эксплуатации.

Анализ затрат на предотвращение выбросов CO₂ показал, что CCUS уже сегодня предлагает возможности для сокращения выбросов CO₂ по умеренной цене в промышленности, где отделение CO₂ является неотъемлемой частью технологического процесса. Например, в производстве удобрений, биоэтанола и переработке газа. При этом в общем затраты на CCS на угольных и газовых электростанциях оказываются выше, чем на ВИЭ и СЭС².

¹ Cui R.Y., Hultman N., Edwards M.R. [et al.]. Quantifying operational lifetimes for coal power plants under the Paris goals. *Nat Commun* 10, 4759 (2019). <https://doi.org/10.1038/s41467-019-12618-3>

² Важно отметить, что затраты на ВЭС и СЭС сильно колеблются ввиду географических параметров их местонахождения.

Fuad Humbatov
*Head of Department of International Cooperation
 and Climate Change of the Ministry of Ecology
 and Natural Resources of Azerbaijan, IPCC National Focal Point
 Associate Professor of the State Academy
 of Public Administration under the President of the Republic of Azerbaijan*

Green Energy Cooperation towards Environmental and Political Security of the Broader South Caucasus Region

Abstract. The paper is devoted to the study of the environmental, energy, regional security aspects of renewable energy projects, such as “green energy” zone project in the Republic of Azerbaijan, as very challenging field of the regional cooperation and political security for the broader South Caucasus region, including Russia, Türkiye and Iran. Taking into account a huge potential of renewable energy sources (RES) in the region, the paper considers environmental, energy security aspects of such projects and analyzes perspectives of cooperation among the countries of the broader South Caucasus region, providing environmental and political security of the region for gradual transition to a circular, green economy of the region as well as green energy export to another regions.

Keywords: environmental security, regional security, sustainable development, renewable energy sources (RES), climate change, greenhouse gases (GHG), mitigation measures.

The 21st century witnessed unprecedented global change in search of affordable and scalable solutions to reduce the dependency on fossil fuels bearing the serious consequences for the environment and climate. Globally, oil-gas rich economies are coming under pressure to reduce their carbon footprint and promptly elaborate low emission pathways despite the new global economic challenges mostly arisen from geopolitical processes.

Among the other global risks, the climate change is going to be most challenging and necessitating effective global cooperation. In this regard, the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), which serves as a platform responsible for promoting the UN science base in the relevant field, predicted that this process would lead to a global disaster if global warming would exceed 1.5°C per year. According to the IPCC estimate, if the actual commitments of the countries under the Paris Climate Agreement are realized, global warming will reach 2,7°C at the end of the century¹. To keep global warming at 1.5°C, the IPCC considers it necessary to halve global GHG emissions by 2030 and achieve net zero emissions by 2050².

In this regards, Azerbaijan’s most recent strategic development plans and goals respond to these global challenges. From the beginning, implementation of the Sustainable Development Goals was of particular importance for Azerbaijan [1]. The country is among 12 countries around the globe and is the first in our region that has submitted its third Voluntary National Review Report on the implementation of the 2030 Agenda.³ Scoring 72.4 out of 100 points possible on the SDG achievement

¹ URL: <https://www.reuters.com/business/cop/un-warns-world-set-27c-rise-todays-emissions-pledges-2021-10-26/>

² URL: <https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/spm/>

³ URL: <https://president.az/en/articles/view/53197>

index, Azerbaijan ranks 55th out of 165 countries in the 2021 Sustainable Development Report with the best result in the region.

In order to meet the national commitments to the United Nations' 2030 Agenda for Sustainable Development, as well as the Paris Climate Agreement, new strategic framework is outlined in the "Azerbaijan 2030: National Priorities for Socio-Economic Development" document approved by the relevant Order of the President of the Republic of Azerbaijan issued on February 2, 2021. The framework will support the implementation of emerging priorities of particular importance for centered around: (i) sustainably growing competitive economy; (ii) society based on dynamic, inclusive and social justice; (iii) competitive human capital and modern innovations space; (iv) great return to the liberated territories; and (v) clean environment and "green growth" country¹.

Within the framework of the implementation of the last but not least, 4th and 5th priorities of the "Azerbaijan 2030: National Priorities for Socio-Economic Development" document, "great return to the liberated territories" and "clean environment and "green growth" country" Azerbaijan realizes restoration and reconstruction of the mentioned territories as an opportunity to strengthen regional cooperation. In this regard, the initiative of the President of Azerbaijan Ilham Aliyev to turn the mentioned territories into a "green energy" zone should be especially noted. This unique initiative places special emphasis on the application of "green" technologies, effective and "smart" systems and paves the way for regional energy architecture. Moreover, at the COP26 meeting in Glasgow, where Azerbaijan stated that it intends to see the mentioned integrated territories as a "net-zero" zone. These joint steps are of strategic importance for the sustainable development of the region.

Actually, Azerbaijan is one of the countries having huge potential of RES in the South Caucasus. Country's renewable energy potential is more than 27 gigawatts of wind and solar power onshore and 157 gigawatts of wind power in the Azerbaijani sector of the Caspian Sea, Biomass and waste energy potential is more than 900 MW and potential of small rivers is more than 650 MW.² Together with "Masdar" company (UAE) Azerbaijan plans to implement 3 gigawatts of wind and one gigawatts of solar power by 2027, 80 percent of which will be exported. By 2037, the country plans to create an additional capacity of at least 6 gigawatts. Moreover, on 15.12.22 the Ministry of Energy of the Republic of Azerbaijan and Fortescue Future Industries (FFI) (Australia) signed a Framework Agreement, to work together to study and develop potential green hydrogen and renewable energy projects in Azerbaijan. Aimed at further strengthening the close relationship between Azerbaijan and Fortescue, the Agreement will explore up to 12GW of potential projects from renewable energy sources and green hydrogen production in Azerbaijan.³

A huge contribution to the enlargement of share of RES in the total energy capacity could be done by the relevant activities in the liberated territories (Karabakh and Eastern Zangazur) as "green energy" zone . These territories of Azerbaijan have the proven potential of 7 200 megawatts of solar energy and 2 000 megawatts of wind energy. It proves that only solar energy potential is approximately equal to the actual overall electric energy production capacity of the country. The relevant Decree of the President of Azerbaijan approved the order on "measures to establish a

¹ URL: https://azertag.az/en/xeber/Vision_2030_National_priorities_for_robust_socio_economic_development_in_Azerbaijan-1846113

² URL: <https://unfccc.int/documents/299472>

³ URL: <https://www.fmgf.com.au/in-the-news/media-releases/2022/12/15/fortescue-future-industries-and-the-ministry-of-energy-partner-to-pursue-green-hydrogen-projects-in-azerbaijan>

green energy zone in these territories of the Republic of Azerbaijan.¹ Moreover, it should be noted that 25 percent of the country's water resources are located in the mentioned regions, which means 2.47-2.56 billion cubic meters of reserves per year. In this regard, Tartar, Bazarchay, Hakari and their tributaries, as the most abundant rivers, have great potential for the construction of a network of hydropower plants.

Taking into account these circumstances, in recent years, strategically important steps have been taken with international energy companies to create large-scale production capacities for renewable energy and green energy export in Azerbaijan. As a result, the country, along with transforming into a green energy country, is expected to become an important and reliable partner for EU and other regions, supplying renewable energy and hydrogen. All these steps enable promotion of green energy transmission from the South Caucasus region that was reflected in the “Agreement on a strategic partnership in the field of green energy development and transmission between the Governments of the Republic of Azerbaijan, Georgia, Romania and Hungary” that was signed on 17.12.22 in Bucharest. The agreement focuses to integrate a growing share of RES, stronger electricity interconnections between Romania, Georgia, and Azerbaijan, i.e. electric cable will connect countries on both sides of the Black Sea and further towards the Caspian sea region and will help reinforce regional countries security of supply by bringing electricity from renewable sources to the European Union via Romania and through Hungary.

Taking into account, huge RES potential of the broader South Caucasus, such projects could strengthen regional green energy diplomacy, as well as create unprecedented opportunities for regional cooperation, political stability and environmental security of the broader South Caucasus region. Let's consider each country's RES potential and find common ambitions, targets of increasing of RES share in the energy sector and its export perspectives.

Thus, one of the main key geopolitical player of the region – Russia possessed remarkable potential of the renewable energy sources. The government of Russia aims to increase the share of RES 10 times over 20 years, raising their share in the total installed capacity to 10% by 2040, even the investments in renewables will amount to one trillion Russian Rubles by 2035. In 2020 alone around 1 GW of solar and wind energy facilities were installed, which made up 60% of new installed capacities. While solar and wind power plants have seen exponential growth, other RES-based power plants form a minor share. The target share of renewable energy in the country's electricity generation, set earlier by the Russian Government as 4.5% by 2024, will not be achieved due to the delays caused by the country's economic problems in 2014-2016 and time required for local equipment manufacturing².

Another key geopolitical player of the broader South Caucasus region – Türkiye's renewable capacity grew by 50% over the last five years. Even in 2019, Türkiye had the fifth highest level of new renewable capacity additions in Europe and the 15th highest in the world. The IEA report notes that the country can achieve even stronger growth in renewables – especially solar, wind and geothermal – given its considerable resource endowment. Its rich potential for expansion of renewables is not limited to electricity generation but is also relevant in the heating sector. Notably, Türkiye uses only an estimated 3% of its solar and 15% of its onshore wind potential. The country has been proven to implement innovative stimulation measures to down costs and increasing investments in renewables, for

¹ URL: <http://e-qanun.az/framework/47397>

² URL: https://www.centrumbalticum.org/files/5176/BSR_Policy_Briefing_3_2022.pdf

example, auctions play an essential role in this end. The planned commissioning of Türkiye's first nuclear power facility in Akkuyu in 2023, that is being built within close cooperation with Russia despite the politico-economical pressure to official Ankara from westerns countries, will further diversify the country's low-carbon fuel mix.¹

Concerning Iran, nowadays the country is approximately the 10th largest CO₂ emitter in the world and energy sector of the country accounts for 33% of CO₂ emissions in Iran². In this regard, according to Iran's sixth Five-Year Development Plan the country plans to produce 5000 MW of energy using renewables in the next five years. Moreover, the plan envisages promotion of renewable energy in order to ensure less environmental impact of the energy sector of the country. Consequently, the main reasons behind Iran's interest in renewable energy development are improving energy security, reducing dependence on fossil fuels and meeting domestic electricity demand. Actually the most of the plants in Iran use fossil fuels, especially natural gas. Therefore, taking into account all of these issues, F-class turbines are expected to replace currently installed E-class turbines, bringing efficiency of turbines from 37.2% to 58%. Moreover, new conventional power plants are also to be built. So in the next five years 26 thousand megawatts (MW) of energy is to be generated by new power plants.³

Georgia is only country of the region, with a huge share (78%) of RES in the electricity production, as well as one of the top countries in water resources per capita, where 300 out of 26,000 rivers capable of providing excellent opportunities for hydropower production. Actually now only 22% of total hydro-potential is utilized. The country has an effective regulatory framework on RES, consisting of the Law of Georgia on Energy, Law of Georgia On Promotion of Production and Utilization of Energy from Renewable Sources, National Renewable Energy Action Plan (NREAP) of Georgia etc. The share of energy from renewable sources, calculated in accordance with the Law of Georgia On Promotion of Production and Utilization of Energy from Renewable Sources, in gross final consumption of energy in 2030 is at least its national overall target for the share of energy from renewable sources in that year, which is equal to 35%⁴.

Despite the fact that Georgia's energy consumption per capita is two times lower than the world average, the indicator value it is growing very quickly. From 2000 to 2018, both energy demand and electricity consumption per capita multiplied by more than 1.6 times. The energy mix is relatively diverse compared with other countries in the region. In 2019, natural gas was the first fuel in the energy mix (45.4%), followed by oil (27%), renewables (20.4%) and coal (4.7%).⁵

Energy policy of Armenia is focused on developing indigenous energy sources, mainly renewables, and on extending the lifetime of the nuclear reactor that supplies nearly **one-third** of the country's electricity. The government pays more attention to energy efficiency issues, and the second National Energy Efficiency Action Plan (NEEAP-2) was developed in 2020. The country does not have a dedicated agency for renewable energy policies, so the Renewable Resources and Energy Efficiency (R2E2) Fund is responsible for implementing renewable energy and energy

¹ URL: <https://www.iea.org/news/turkey-s-success-in-renewables-is-helping-diversify-its-energy-mix-and-increase-its-energy-security>

² Khatinoglu D. (2016). Iran to generate 7% of electricity from renewables, or face fines. *Trend*. Retrieved from URL: <http://en.trend.az/iran/business/2680790.html>

³ URL: <https://www.eurasian-research.org/publication/renewable-energy-potential-of-iran/>

⁴ URL: https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pp/gere/GERE.6_Oct.2019/2_RE_Auctions/2_M.Arabidze_Georgia.6th.GERE.pdf

⁵ URL: <https://www.iea.org/reports/georgia-energy-profile>

efficiency projects. In 2014, the government developed the Scaling-Up Renewable Energy Program Investment Plan. It is an update of the Renewable Energy Road Map developed in 2011 and includes comprehensive analyses of renewable energy potential, costs and benefits, and the viability of specific technologies. It also sets targets and objectives for renewables to 2025, including a plan for financing. The investment plan describes the first geothermal and solar PV projects, which are being developed by the government and serve as examples for other investors. Although the existing reactor is old, its service life has been extended to 2026, by which time the government hopes to have secured financing to build a new reactor of 1 000 MW. **The government's ambitious plan to increase renewables to 28% of the power generation mix by 2036 (from 7% in 2012)** includes small hydro, wind, solar PV and geothermal, but excludes biofuels. To reach this target, Armenia will need to have 634 MW of new renewable energy capacity installed by 2036. Estimated projected capacity additions comprise 148 MW of small hydro and 266 MW of large hydro, 150 MW of wind, 30 MW of geothermal, and 40 MW of solar PV.¹

All these data and analyses show once more the huge potential RES-related industry, sustainable development of the broader South Caucasus which has common historical values and traditions. The expansion of green energy projects across the region will make a great contribution to strengthening the energy and environmental security of the broader South Caucasus. At the same time, projects of establishment of “green energy” zones, like it's being done in Azerbaijan (related in the paper later on), as well as organization of the joint export of green energy to the western and other countries will create ample opportunities for close cooperation between the countries of the region and, as a result, increasing political stability there. It is no coincidence that the project of exporting green energy, via electric cable connecting countries on both sides of the Black Sea and further towards the Caspian sea region, is currently considered by international experts to be one of the most promising infrastructure projects in the region. For this purpose, energy and environmental diplomacy activities between countries has to be intensified, particularly when all regions of the world are consolidated in this direction in light of climate change cooperation.

Actually, the climate change cooperation is a main driver of RES enlargement. For example, Azerbaijan made certain contributions in its NDC document, taking GHG reduction target at 35% in comparison with the level on 1990 level (base year). Moreover, during the UN Climate Change Conference (26th Session of the Conference of the Parties to the UN Framework Convention on Climate Change (COP26)) that was held in Glasgow, UK from 31 October to 12 November 2021, Azerbaijan officially has declared updated its goal of reduction in net emissions reduction from 35% up 40%, as well as taken a conditional target of reducing the GHG emissions, level by 2050 to 40% as a contribution to initiatives to reduce the impact on global climate change. At the same time, in the 4th National Report, the projection of the of mitigation measures in all sectors was calculated on the basis of mathematical modeling on special application software (**LEAP** – Low Emissions Analysis Platform²) by the author of the present paper. The total effect of policies and measures to reduce emissions of greenhouse gases and the analysis of forecasts for 2030 have shown that such industries as the **energy sector, agriculture, waste management** are ranged as the main sectors in terms of GHG emissions share in overall emissions. In this sense, **energy** remains the most important sector in terms of policies and measures to reduce greenhouse gas emissions [4].

¹ URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/89a4a24d-fe2b-4e04-9ec7-25d3c02dbefd/CountryPages_Armenia_FINAL.pdf

² URL: <https://www.sei.org/projects-and-tools/tools/leap-long-range-energy-alternatives-planning-system/>

One of the main conclusions of the recent papers of the autor ([18; 19]), on base of assessment of the impact of the mitigation measures to reduce GHG emissions and the analysis of their projections until 2030, was that namely the expansion of the use of **alternative and renewable energy sources** in the energy sector should be considered the most effective policy to mitigate the climate change impacts. Thus the relevant calculations and mathematical modeling carried out on the basis of modern methodologies proves that in the energy sector of the country (main emitting sector) 63.3 percent of the total reduction (27.8 million tons of CO₂ equivalent) of the country's GHG emissions level will be feasible due to the enlargement of use of **alternative and renewable energy sources** in Azerbaijan. This once again proves the importance of developing a transition to alternative energy sources in the country. At the same time, during the COP26 Azerbaijan officially reaffirmed its goal to increase the share of renewable energy in Azerbaijan's total energy production from the current 17% to 30% by 2030, as well as to establish a “net zero emission” zone (coinciding with “green energy” territory) initiative in the mentioned territories.

Some detailed steps of RES enlargement policies are also reflected in the 5th National Priority (clean environment and “green growth country”) of the above-mentioned document **“Azerbaijan 2030: National priorities of socio-economic development”**. These measures aimed at creating a high-quality ecological environment and a green energy space, along with the efficient use of resources, including energy, the expansion of the use of alternative and renewable energy sources, green technologies, and preference for new sustainable energy sources were emphasized.

In this regard, a huge contribution to the decarbonization of the country and regional environmental security issues could be done by the renewable energy production in a “green energy” zone in the mentioned territories of Azerbaijan. To this end, the relevant concept was prepared together with the Japanese TEPCO, a consulting company specializing in this area.

In the light of mentioned initiatives, establishment of the “green energy” zone in the mentioned territory of Azerbaijan and its gradual enlargement across the country enabling transition to a circular, green economy on the base of enlargement of alternative energy sources will essentially contribute to achievement of SGDs, as well as the global efforts of the international community towards combat the climate change and upgrading international image of the country.

Having into account the above-mentioned projects, cooperation between states of the broader South Caucasus region towards production of green energy, establishment of appropriate “green energy” or “zero-emission” zones, as well as the implementation of joint infrastructure projects for export of the green energy resources will hugely contribute to combat the ecological degradation of the region, the global climate change impacts, as well as make a great impulse to ensuring energy security for a rapid transition to green economy in our countries and, most importantly, the political security of the region. Regional cooperation in this field will create new realities and opportunities for the broader South Caucasus, enabling establishment of new hub of the global green energy production and transmission, strengthening the regional stability and environmental security.

Literature

1. Alekperov U. Fundamentals of Sustainable human development and ecological civilization, textbook, Baku, 2013.

2. Salako Solomon E. Climate Change, Environmental Security and Global Justice International Law Research; vol. 6, No. 1; 2017, p. 119-131.
3. Humbatov F. Energy diplomacy in modern international relations, monography, Baku, 2018, 356 p.
4. Humbatov F. Measures to mitigate the effects of climate change in the Republic of Azerbaijan and their assessment, monography, Baku, 2020, 229 p.
5. Humbatov F. Role of the “Southern Gas Corridor” project in Sustainable development of EU and Caspian Basin Countries, Public Administration of the Academy of Public Administration under the President of the Republic of Azerbaijan: Journal of Theory and Practice, No. 4 (61) 2019, p. 43-92.
6. Humbatov Fuad. On the political and economic significance of President Ilham Aliyev's participation in the World Economic Forum in Davos, URL: <https://az.trend.az/azerbaijan/politics/3183865.html>
7. Humbatov Fuad. On the mechanisms of socio-economic support in foreign countries in connection with the COVID-19 pandemic, Journal of Business Life, 2020, No. 25, p. 35-38.
8. Humbatov Fuad. Sustainable inclusive vocational education and training system in Azerbaijan: main tasks and tasks, Public Administration of the Academy of Public Administration under the President of the Republic of Azerbaijan: Journal of Theory and Practice, No. 1 (60) 2020, p. 95-108.
9. Humbatov Fuad. Report of the International Labor Organization “Work for a bright future” and the role of education in addressing issues of employment and labor productivity in Azerbaijan, State Administration of the Academy of Public Administration under the President of the Republic of Azerbaijan: Journal of Theory and Practice, No. 2 (61) 2020, p. 131-144.
10. Aliyev A.H., Humbatova R.E. Role of International Cooperation and Transfer of Best Available Technologies in Fulfillment of Paris Agreement. İnsan və biosfer (MaB, UNESCO). Azərbaycan milli komitəsinin əsərləri. Bakı, “Təhsil”, 2020, s. 305-314.
11. Humbatov Fuad. “Issues of the Fourth Industrial Revolution and Environmental safety in the context of International Relations Public Administration of the Academy of Public Administration under the President of the Republic of Azerbaijan”; Journal of Theory and Practice, 2021, 3 (75), p. 159-176.
12. Humbatov Fuad. Low emission development outlook and its role in the environmental security system of the Republic of Azerbaijan, Baku, “Tuna” LLC, 2022, 256 p. (monograph).
13. URL: <https://unfccc.int/>
14. URL: <https://ukcop26.org/>
15. URL: <https://www.ipcc.ch/2019/05/13/ipcc-2019-refinement/>
16. URL: <https://www.ipcc.ch/>
17. URL: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>

18. URL: <https://ourworldindata.org/greenhouse-gas-emissions>
19. URL: <https://www1.undp.org/content/dam/azerbaijan/docs/publications/sustainabledevelopment/HDtextbook/11.pdf>
20. URL: <https://www.theguardian.com/environment/2021/aug/09/climate-crisis-unequivocally-caused-by-human-activities-says-ipcc-report>
21. URL: <https://www.nature.org/en-us/newsroom/katharine-hayhoe-media-statement-ipcc-ar6/>
22. URL: <https://www4.unfccc.int/sites/NDCStaging/Pages/All.aspx>
23. URL: <https://azerbaijan.un.org/az/sdgs>
24. URL: <https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-emissions-data>
25. URL: <http://www.e-qanun.az/framework/13632>
26. URL: <https://unfccc.int/documents/299472>
27. URL: <https://www.sei.org/>
28. URL: <https://president.az/articles/50474>
29. URL: <https://president.az/articles/50738>

Martin Lambert
Head of Hydrogen
Oxford Institute for Energy Studies

The Role of Ammonia for Transport of Clean Hydrogen

Based on presentation at Energetika conference, Baku, 18th May 2023

Introduction

When considering the role of ammonia as a means of transporting clean hydrogen, it is important to take the broader perspective of the properties of hydrogen and the fact that it is much harder to transport than traditional energy sources such as coal, oil and natural gas. This short paper considers how use of ammonia as a means of hydrogen transport compares with other alternatives and outlines some of the key factors and challenges to be considered when thinking about development of ammonia based projects. With the Energetika conference having been held in Baku, it also considers the possibility of international ammonia transport in the context of Azerbaijan.

Hydrogen and Ammonia Context

There have been several waves of interest in the use of hydrogen as an energy carrier since the oil crises of the 1970s, but so far each wave has gradually faded and initial expectations for hydrogen have not been realised. With the current global focus on hydrogen in the context of climate change and decarbonization there is reason to believe that this time may be different. Having said that, there is already a significant role for hydrogen in industrial applications today. The International Energy Agency estimates that total global hydrogen demand in 2022 was around 90 million tonnes, with around 1/3 used in oil refining, 1/3 in production of ammonia and the remainder used in other chemical applications and a small amount in direct reduction of iron. It is important to note that nearly all current hydrogen production is manufactured from fossil fuels, typically natural gas, with around 10 tonnes of CO₂ being produced per tonne of hydrogen. The current interest in hydrogen as part of decarbonization requires either capture of the CO₂ produced in the manufacturing process (often called “blue hydrogen”) or production of hydrogen from electrolysis of water using renewable electricity (often called “green hydrogen”).

When considering transport of hydrogen, it is also important to note that nearly all hydrogen today is used very close to where it is manufactured, typically within a single refinery or industrial complex, with only a small amount of hydrogen transported over limited distances (maximum a few 100s of kms) by pipeline. This predominantly local use is driven by the physical properties of hydrogen being significantly different from those of traditional fuels. Hydrogen is the smallest element and has a much broader ignition range when mixed with air than other fuels. For example, natural gas (methane) will only burn when the gas is in the range of 5 to 20% in air, whereas the corresponding range for hydrogen is between 5 and 75%. The small size of the molecule also makes it more challenging to contain, and there is a higher risk of the element reacting with metal containers causing embrittlement and ultimately potential leakage. Despite these challenges, it has been proven over many years that hydrogen can be safely stored and transported, but it is more difficult and costly than for other fuels.

Ammonia, a compound of nitrogen and hydrogen (NH₃), has also been in use for many years. Most production is made using the Haber-Bosch process, developed in the early 20th century. As noted above, the hydrogen used in that process is nearly all derived from fossil fuels, with associated carbon emissions. Most ammonia is then used in the nitrogen fertiliser industry. Total global ammonia production in 2022 was around 200 million tonnes, of which about 10% or 20 million tonnes per year is traded internationally. Unlike hydrogen, ammonia is relatively straightforward to transport, as it liquefies when compressed to around 9 bar, and can then be transported on ships designed to carry liquefied petroleum gases (LPGs). Transport and storage of ammonia does have some challenges, notably that it is a toxic gas and exposure in high concentrations (above around 1000 ppm) can be fatal to humans. Nevertheless, the relative ease of transport of ammonia compared to hydrogen has led to considerable interest in its use in the emerging clean hydrogen industry.

Alternatives for hydrogen transport

As illustrated in Figure 1, the lowest cost means of hydrogen transport over small distances (up to around 2000 km) is likely to be by pipeline. There are already a total of nearly 5000 km of hydrogen pipelines in use around the world (mainly in US, Europe and China), demonstrating the feasibility of this approach. The costs are particularly attractive when an existing natural gas pipeline can be

repurposed to carry hydrogen. This repurposing can be challenging and will depend on the type of material used in its construction and will require significant expenditure on replacing some components like seals, valves and compressors, but the cost of such repurposing, where possible, is estimated to be around 20% of the capital cost of a new pipeline.

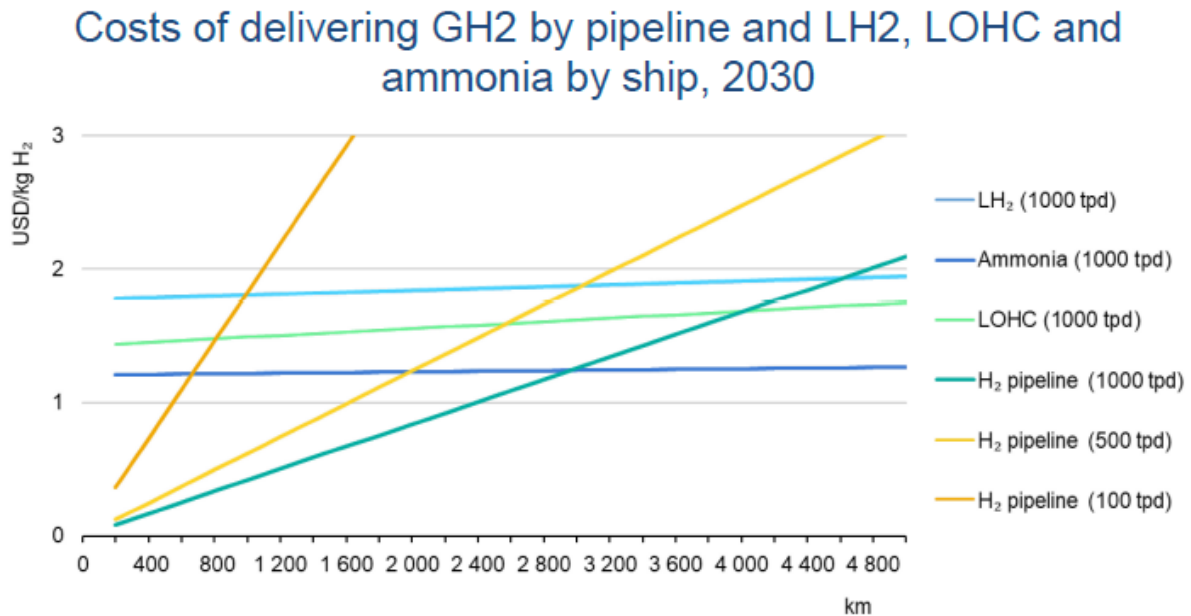


Fig. 1. Comparison of hydrogen transport costs
Source: IEA Hydrogen Review 2021.

However, in certain circumstances, construction of a pipeline may not be feasible, and for very long distances (for example between Australia or USA and Japan or Korea) transport by ship is likely to be more economically attractive.

The alternative of transporting liquid hydrogen (LH₂) has been considered, and has been demonstrated to be technically feasible by a small vessel which has carried LH₂ between Australia and Japan. The Suiso Frontier was a specially designed LH₂ carrier, constructed by Kawasaki Heavy Industries, with a capacity of 1,250 m³, able to carry 90 tonnes of hydrogen, or around 3 GWh in energy equivalent terms. Comparison has been made with the transport of liquefied natural gas (LNG), which is now a well established international trade. However, the two products are fundamentally different. Natural gas liquefies at around *minus* 160°C, whereas hydrogen liquefies at *minus* 253°C: it thus requires around 25% of its energy content to liquefy hydrogen and requires complex containment and insulation systems to enable it to be transported. The 3 GWh energy content of the demonstration vessel compares with around 1000 GWh of a typical LNG carrier. There is thus a growing acceptance that large scale transport of liquid hydrogen is unlikely to be commercially viable in the foreseeable future.

An alternative method of hydrogen transport by ship is using a Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC). The principle of this method is to convert the hydrogen to a product which is a liquid at

ambient temperature and pressure. That liquid can then be transported to the destination where the hydrogen can be extracted. Various alternative chemicals have been considered as LOHCs, but the most developed is the conversion of toluene to methylcyclohexane and then reconversion back to toluene and hydrogen at the destination. This approach has been demonstrated by a shipment between Brunei and Japan as illustrated in Figure 2. While transport of the liquid is very low cost, the key challenges come from the multiple conversion steps required and the fact that only around 5% of the cargo delivered is usable as hydrogen.

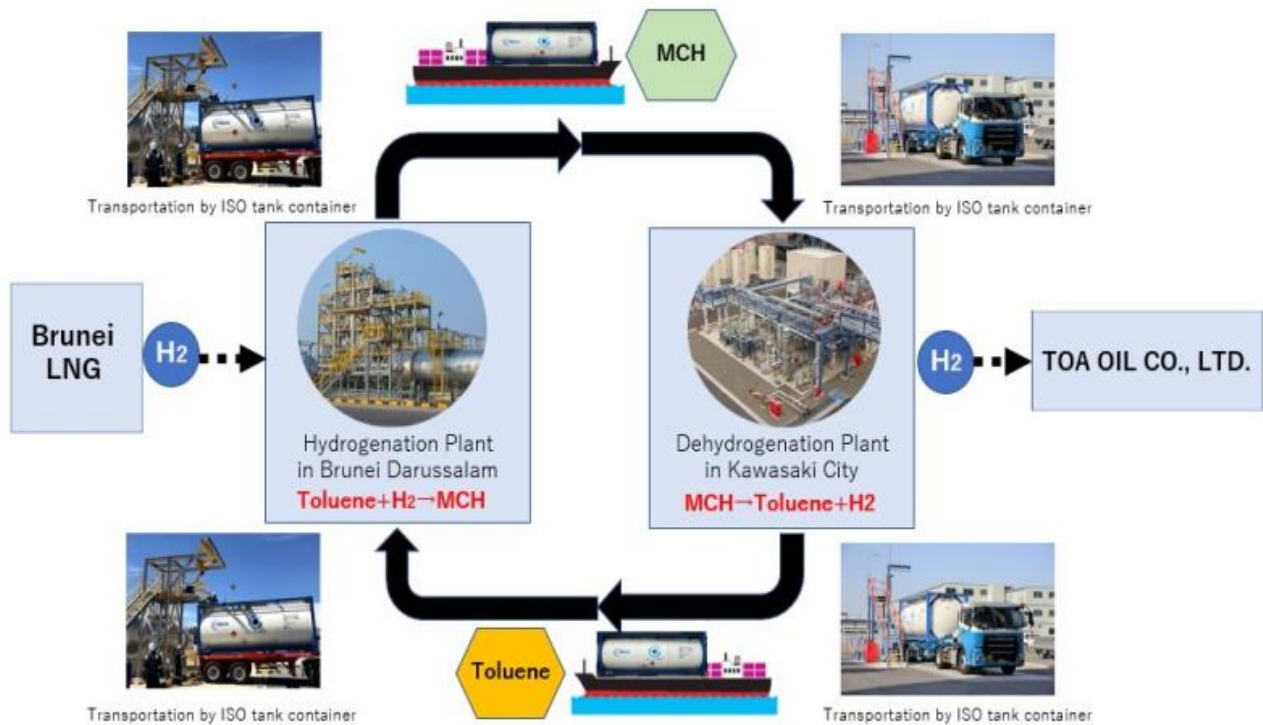


Fig. 2. Schematic of use of Toluene / MCH as a LOHC

A detailed comparison of the pros and cons of various methods of hydrogen transport by ship is available in a recent paper from the Oxford Institute for Energy Studies, which can be found at <https://www.oxfordenergy.org/publications/global-trade-of-hydrogen-what-is-the-best-way-to-transfer-hydrogen-over-long-distances/>. This paper compares liquid hydrogen with ammonia as well as MCH and methanol as two alternative LOHCs.

Table 1, taken from that paper indicates the total amount of hydrogen which can be delivered on a standard size of ship, from which it can be seen that ammonia and methanol are the preferred options.

Table 2, from the same paper, compares the levelized costs for the alternative shipping methods. While liquid hydrogen is significantly more expensive, there is not a clear cost difference at this stage between the three other alternatives. However, if ammonia is used directly, for example as is being considered for use as a fuel in Japan, rather than being cracked back to hydrogen, the transport of ammonia will be the preferred option.

Table 1

Approximate thermodynamic losses for 2 indicative marine transport routes;
Source OIES

| Indicators | Liquid H ₂ | Ammonia | MCH | Methanol |
|---|-----------------------|----------------------|-------------|----------------------|
| Ship capacity (m ³) | 160,000 | | | |
| Input quantity (1000 tonnes) | ~11.376 | ~109.758 | ~138.701 | ~126.622 |
| Input H ₂ quantity (1000 tonnes) | ~11.376 | ~19.372 | ~8.461 | ~15.828 |
| Australia-Japan (Gladstone-Yokohama) (3,667 NM and 9.5 sailing days) | | | | |
| Final H ₂ quantity (1000 tonnes) | 9.726-10.913 | 18.901-19.309 | 8.389-8.454 | 15.183-15.824 |
| Morocco – the Netherlands (Nador West Med – Rotterdam) (1,483 NM and 3,8 sailing days) | | | | |
| Final H ₂ quantity (1000 tonnes) | 10.670-11.320 | 19.010-19.336 | 8.421-8.456 | 15.187-15.825 |

Table 2

Approximate levelized cost for key stages in the value chains (USD/kg H₂)
Source OIES

| Focus fuel | Production | Conversion | Storage | Shipping | Reconversion | Total |
|----------------|------------|------------|---------|-----------|--|------------------|
| H ₂ | >1 | 1.7-3.6 | >4.57 | 1.7-2.6 | n/a | 8.97-11.7 |
| Ammonia | >2.20 | 0.75-1.5 | >0.5 | 0.56-0.82 | 0.30-1.6 | 4.31-6.62 |
| MCH | >1.35 | | n/a | 1.37-2.07 | 0.54-1.22 | 3.26-4.64 |
| Methanol | >1.22 | | | 0.68-0.87 | 0.43-1.12 (dehydrogenation) + >0.6 (CCS) | 2.93-3.81 |

Considerations for Azerbaijan

Primary energy supply in Azerbaijan is well over 90% from fossil fuels with around 35% from oil and 60% from natural gas, with just 2% of supply from low carbon sources (source: Statistical Review of World Energy 2022). Oil refining in Azerbaijan uses hydrogen produced from fossil fuels. The first step for Azerbaijan is therefore to lower the carbon footprint of its energy supply, including its domestic use of hydrogen. This is consistent with hydrogen being relatively difficult to transport and best used locally where it is made. On the other hand, Azerbaijan does have significant potential for renewable energy, and according to some studies, could potentially have suitable locations for CO₂ storage. Thus if, in the near term, renewable energy were used to create green hydrogen or ammonia for export, the country would be missing a significant opportunity to decarbonize its own energy system through direct use of renewable energy.

Thus a roadmap for Azerbaijan to become an exporter of clean hydrogen or ammonia would likely involve initial steps to build significant amounts of renewable power generation and potentially carbon capture and storage. In the absence of such domestic decarbonisation, any potential importer would be likely to view the hydrogen or ammonia as still being linked to significant emissions of CO₂. Given the geographic location of Azerbaijan, export of hydrogen by pipeline, perhaps by repurposing some of the existing pipeline infrastructure, is likely to be the preferred means of transportation.

*Профессор Захид Фаррух Мамедов
Доцент Садиг Курбанов
Азербайджанский государственный
экономический университет (UNEC)*

Новые тенденции развития энергетики как глобальные вызовы времени (Устойчивая энергетика)

Введение

Развитие альтернативных источников энергии на фоне участвовавших всемирных природных катаклизмов является жизненно важным и неопровержимым требованием времени. Энергетическая политика Азербайджана в полной мере отвечает данным тенденциям. «Энергетический сектор находится под воздействием огромного количества самых разных, зачастую разнонаправленных факторов. Это и глобализация, которая вплоть до последнего времени была важнейшим из них, и геополитика, и взрывное развитие науки и технологий, в том числе открытие новых источников энергетических ресурсов, и демографические процессы, и резкий рост социального неравенства, и социальные революции и войны»¹.

Но особое место в ряду этих факторов принадлежит глобальному потеплению, реакцией на которое стала концепция перехода к «Устойчивой энергетике», меняющей само представление об энергетике середины XXI века.

«Устойчивая энергетика для всех»

Резюмируя вышесказанное, отметим, что энергетика имеет решающее значение для обеспечения высокого качества жизни людей. Недорогая и устойчивая энергетика является ключевым элементом устойчивого развития. Однако «на Венском энергетическом форуме, проведенном по инициативе ООН в июне 2011 г., прозвучали удручающие цифры: три четверти бедного населения Земли использует лишь 10% мировой энергии, для 1,5 млрд. человек до сих пор электричество экономически недоступно, около 3-х из 7-ми млрд. людей не имеют доступа к современным энергетическим услугам и используют традиционные биоресурсы и уголь в качестве основного источника энергии, энергетический «голод» ежегодно уносит до 2-х миллионов человеческих жизней»².

В сентябре 2015 года страны согласовали Повестку дня в области устойчивого развития на период до 2030 года, включающую 17 целей в области устойчивого развития (ЦУР). «Достижение этих целей зависит как прямо, так и косвенно от обеспечения устойчивого энергоснабжения»³.

«Программа SEFA (Sustainable Energy for All – Устойчивая энергетика для всех), принятая ООН в 2011 г., является чрезвычайно своевременной программой, направленной на достижение к 2030 г. трех стратегически взаимосвязанных целей: обеспечение всеобщего доступа к

¹ Мастепанов А.М. Анализ внешних и внутренних условий развития нефтегазового комплекса России. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-vneshnih-i-vnutrennih-usloviy-razvitiya-neftegazovogo-kompleksa-rossii>

² Бычков Юрий. Устойчивая энергетика для всех – миф или реальность? // Energy bulletin. 2014, № 17. С. 44.

³ Пути перехода к устойчивой энергетике. Ускорение энергетического перехода в регионе ЕЭК ООН. URL: https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/images/PATHWAYS/Home/FINAL_Report_-_Pathways_to_Sustainable_Energy_-_RUSSIAN.pdf

современным и недорогим энергетическим услугам; удвоение уровня энергоэффективности экономики; удвоение доли возобновляемых источников энергии в мировом энергетическом балансе»¹.

Отметим, что «в соответствии с Парижским соглашением по климату, помимо внедрения возобновляемых источников энергии, важной задачей остается устойчивое и эффективное снижение выбросов углекислого газа от традиционных источников энергии, известное как «декарбонизация». Декарбонизация – необходимость снизить выбросы углекислого газа, вызванные производством и использованием энергетических ресурсов. Этот тренд привел к внедрению очень строгих экологических политик и стандартов по выбросам CO₂ (Диоксид углерода), а также запустил крупные технологические инновации в разных секторах экономики. Энергетическая политика последние 30 лет стремится к декарбонизации энергетического сектора. И хотя она не привела к желаемым результатам в снижении выбросов углекислого газа, тем не менее, способствовала росту применения возобновляемых источников энергии»². Это дает повод для оптимистических прогнозов относительно будущего развития Земли и ее граждан.

Энергетика Азербайджана в контексте требований времени

Реализация «Контракта века» позволила начать транспортировку нефтегазовых ресурсов Каспийского моря на международные рынки через Черное и Средиземное моря. «Получив международную поддержку в разработке и добыче «черного золота» и учитывая свои национальные интересы, Азербайджан выбрал принцип многовекторности маршрутов транспортировки энергоресурсов, полагая, что такая политика отвечает интересам не только самого Азербайджана, но и потребителей нефтегазовых ресурсов»³.

«Новая нефтяная стратегия обеспечила привлечение иностранных инвесторов к разработке нефтяных месторождений Азербайджана, диверсификацию маршрутов транспортировки сырой нефти, эффективное управление нефтяными доходами и вступление Азербайджана в новый этап развития»⁴.

С целью развития энергетической стратегии страны был осуществлен пуск основных экспортных трубопроводов: Баку–Тбилиси–Джейхан для экспорта нефти с большого месторождения Азери–Чыраг–Гюнешли и газопровода Баку–Тбилиси–Эрзурум с месторождения Шахдениз, построена железная дорога Баку–Тбилиси–Карс. «Нефтяной проект века «Баку–Тбилиси–Джейхан» (названный в честь его главного инициатора и создателя именем Гейдара Алиева) историки назовут гарантом вечной независимости Азербайджана»⁵.

«Только в течение 14 лет, минувших после подписания Контракта века, в азербайджанскую экономику в целом было вложено более 40 млрд. долл. США инвестиций... было заключено 27 нефтяных контрактов с 43 компаниями, принадлежащими 21 стране мира, за счет которых в развитие нефтяной промышленности Азербайджана было предусмотрено вложение капитала в размере 60 млрд. долл. США»⁶.

¹ URL: <https://www.un.org/ru/issue/510>

² Природный газ и новые источники энергии: путь от конкуренции к синергии. URL: <https://energypolicy.ru/prirodnyj-gaz-i-novye-istochniki-energii-put-ot-konkurenczii-k-sinergii/gaz/2022/12/19/>

³ Внешняя политика новых независимых государств: сборник. М.: ИЭ РАН, 2015. 240 с.

⁴ Нефтяные и газовые проекты. URL: <https://ru.president.az/azerbaijan/contract>

⁵ Ахмедова Ш. Проблемы модернизации государственной власти в Азербайджане. Баку: Ганун, 2018. 352 с.

⁶ Общая историческая справка на тему «Контракт века» (Баку, 20 сентября 1994 г.). URL: <https://lib.aliyev-heritage.org/ru/917277.html>

В результате доходов, получаемых от реализации нефтегазовых контрактов, в стране начали осуществляться без преувеличения грандиозные проекты – в экономической, социальной, культурной областях. 20 сентября 2014 года, в год двадцатой годовщины «Контракта века», «был подписан один из важнейших по своему политическому, экономическому и стратегическому значению контрактов в истории Азербайджана. Состоялась церемония закладки фундамента проекта «Южный газовый коридор» с участием глав государств и правительств, министров стран Юго-Восточной Европы и руководителей международных компаний»¹. Президент Ильхам Алиев назвал данный проект «Газовым контрактом века».

На сегодня Азербайджан широко экспортирует добываемые энергоресурсы в соседние государства. По оценкам специалистов, только запасы газа на азербайджанском месторождении Шахдениз составляют 1,2 трлн м³; оно признано одним из немногих гигантских месторождений газа в мире. Важнейшими проектами стали TANAP и TAP. «Расходы стран Евросоюза (ЕС) на закупку газа из Азербайджана по Трансадриатическому газопроводу (TAP) в I квартале 2022 года, по оценкам, составили 2,1 млрд евро. Такие данные, как сообщает Интерфакс, приведены в квартальном отчете Еврокомиссии (ЕК) по ситуации на европейском газовом рынке. В отчете отмечается, что всего в первые месяцы 2022 года ЕС потратил около 78 млрд евро на импорт газа, из этой суммы 26,5 млрд евро приходится на газ из России, 19,2 млрд евро – Норвегии, 5,4 млрд евро – Северной Африки (Алжира и Ливии), 2,1 млрд евро – по TAP. В виде СПГ ЕС импортировал в I квартале 2022 года газ на сумму около 33 млрд евро. В ЕК отметили рост поставок из Азербайджана за год: примерно 24 ТВт·ч в I квартале 2022 года против 10 ТВт·ч за аналогичный период прошлого года. «TAP обеспечивает доступ к азербайджанским газовым ресурсам через Южный газовый коридор (ЮГК), что является важным результатом политики безопасности поставок газа ЕС», – подчеркнули в ЕК»².

Все вышесказанное свидетельствует о возрастающем статусе Азербайджана в мире, является результатом достигнутых успехов как во внутренней, так и во внешней политике страны. С полным основанием можно утверждать, что сегодня Азербайджан находится на самом высоком уровне развития, отвечающем вызовам века.

Азербайджан на пути к «устойчивой» энергетике

Вместе с тем существуют теоретические и практические доказательства, согласно которым нефть, газ и уголь относятся к категории невозобновляемых природных ресурсов, что к тому же при их все более интенсивном и повсеместном применении наносит окружающей среде непоправимый урон. «В настоящее время перед глобальным энергетическим сообществом стоят две важные задачи, на первый взгляд взаимоисключающие друг друга. С одной стороны, необходимо обеспечить растущее население и мировую экономику соответствующим количеством энергетических ресурсов. С другой стороны, необходимо исполнять взятые мировым сообществом на себя обязательства по сокращению выбросов парниковых газов»³.

Таким образом, на повестке дня стоит вопрос об альтернативных источниках энергии, которыми, к слову, наша страна также богата неизмеримо. Это, в частности, солнце, ветер, энергия морских волн, геотермальных вод и т.д. Так, «17 декабря 2022 года в Бухаресте было

¹ Нефтяной сектор. URL: <https://ru.president.az/azerbaijan/contract>

² URL: <http://interfax.az/view/878890>

³ Природный газ и новые источники энергии: путь от конкуренции к синергии. URL: <https://energypolicy.ru/prirodnyj-gaz-i-novye-istochniki-energii-put-ot-konkurenczii-k-sinergii/gaz/2022/12/19/>

подписано «Соглашение о стратегическом партнерстве в области развития и передачи «зеленой энергии» между правительствами Азербайджанской Республики, Грузии, Румынии и Венгрии». По дну Черного моря будет проложен кабель, по которому будет поставляться «зеленая энергия» из Азербайджана в Европу. Минимальный потенциал солнечной и ветровой энергии в Карабахе и Восточном Зангезуре, объявленных зоной «зеленой энергетики», составляет 9 200 мегаватт, а гидроэнергетический потенциал – не менее 600 МВт»¹.

Одна из главных целей Азербайджана – обеспечить устойчивое энергетическое будущее. Энергетическая политика Азербайджана нацелена на обеспечение долгосрочной энергетической безопасности, с учетом того, что спрос на нефть и газ будет постепенно снижаться в пользу устойчивой энергетики. Совершенствовать энергетическую базу страны можно и нужно с учетом использования альтернативных источников энергии. «Национальная политика в области возобновляемых источников энергии изложена в Государственной стратегии по использованию альтернативных и возобновляемых источников»².

В 2016 году Азербайджан подписал Парижское климатическое соглашение, а к 2030 году государство обязалось снизить выбросы на 35%. Диверсифицированное развитие всех отраслей экономики Азербайджана позволяет обеспечить развитие страны на долгосрочную перспективу и избежать зависимости от нефтегазового фактора.

«Мы не должны тратить впустую нефтедоллары, – говорил Ильхам Алиев. – На эти деньги надо построить новые города, дороги, заводы, фабрики – для будущих поколений... Нефть для нас не цель, а способ создать сильную экономику»³.

«Осуществление нескольких крупномасштабных энергетических проектов в различных регионах Азербайджана дает веские основания полагать, что ключевым приоритетом для Азербайджана является смещение экспортного доминирования с нефти и газа на электроэнергию»⁴. Так, тепловые электростанции в целом являются основой электроэнергетики; они вырабатывают электроэнергию в результате преобразования тепловой энергии, выделяющейся при сжигании органического топлива.

«На современном этапе в Азербайджане происходит энергетический переход от ресурсно-сырьевой к ресурсно-инновационной модели развития и минимизации энергетических рисков, что необходимо для обеспечения высокого уровня энергетической безопасности Азербайджана»⁵.

Роль и значение атомной энергетики в современном мире

Среди прочих важных и нужных источников энергии атомную (как пока что альтернативную существующим в нашей стране паро- и гидроэнергии) следует выделить особо. «Атомная энергетика, как известно, не требует сжигания углеводородов, а значит она в меньшей степени выбрасывает углекислый газ в атмосферу. Соответственно, она меньше влияет и на процессы,

¹ Новая энергетическая политика Президента Ильхама Алиева – Азербайджан диверсифицирует поставки. URL: <https://news.day.az/politics/1534377.html>

² Устойчивое энергетическое будущее Азербайджана. URL: <https://vestikavkaza.ru/analytics/ustojcivoe-energeticeskoe-budusee-azerbajdzana.html>

³ Ибрагимов Дж. Ильхам Алиев: Я верю в счастливое будущее Азербайджана // Каспий. 2011. 24 декабря. С. 1-4.

⁴ Глобальное влияние новой энергетической парадигмы Президента Ильхама Алиева. URL: <https://www.trend.az/business/3709893.html>

⁵ Алиев А. Государственная политика Азербайджанской Республики по обеспечению энергетической безопасности в современных условиях: политологические аспекты: автореферат дис. ... д-ра философии. Баку, 2022.

которые вызывают глобальное потепление климата. Именно этот аргумент приводят страны, которые хотят присвоить «зеленый знак» атомной энергетике. К примеру, атомные электростанции в Европе предотвращают ежегодно выбросы примерно 700 миллионов тонн углекислого газа. Атомная энергетика не требует сжигания углеводородов, в чем заключается важный ее плюс. Но это далеко не все ее преимущества. Один из главных плюсов – высокая энергоэффективность. Для сравнения, из одного килограмма урана, обогащенного до 4%, вырабатывается столько же энергии, сколько при сжигании 100 тонн качественного каменного угля или 60 тонн нефти. Кроме того, уран-235, который используется в атомной энергетике, выгорает не полностью. Это говорит о том, что отходы можно использовать повторно. Возможно даже в будущем удастся обеспечить замкнутый топливный цикл, т.е. практически безотходное производство. Таким образом, атомная энергетика на сегодняшний день – это относительно чистый и мощный источник энергии»¹.

Источником энергии на атомной электростанции (АЭС) служит цепная реакция деления ядер тяжелых элементов. На сегодняшний день разработаны настолько усовершенствованные и безопасные атомные энергетические установки, что управлять ими может чуть ли не любая домохозяйка, включая и выключая ускоритель, инициирующий деление ядер. Сегодня это – самая безопасная и высокоэффективная энергия (для сравнения, любая тепловая станция наносит куда больше экологического вреда), поскольку основные технологические процессы современной АЭС осуществляются в замкнутом цикле и почти полностью изолированы от окружающей природной среды.

Роль и значение атомной энергетике в современном мире как наиболее эффективного и высокотехнологичного источника энергии с каждым годом возрастают. К примеру, в Японии и Южной Корее около 30%, а во Франции более 60% электроэнергии вырабатывают АЭС. С этим связано и то, что, благодаря постоянным усовершенствованиям и разработкам ученых и технологов, атомные электростанции становятся все более безопасными. Постоянно ведется работа над усовершенствованием уже имеющихся систем, созданием новых топливных циклов. И если нефтяные и газовые запасы топлива на планете достаточно ограничены, то атомная энергетика, по существу, составляет будущее энергетической жизнедеятельности человечества на длительную перспективу. Поэтому очевидно, что атомной энергетике альтернативы нет и, по мнению многих специалистов, строительство атомной электростанции в Азербайджане не только возможно, но и необходимо.

С учетом же сейсмоактивности нашей страны, во-первых, для строительства АЭС можно выбрать наименее рискованные районы, а во-вторых, вспомним сейсмичность Японии, которая в этом смысле куда более «опасна», чем Азербайджан, и в которой, тем не менее, на сегодня действуют десятки АЭС и, как следствие – электрифицировано практически все в жизни рациональных и прагматичных японцев. В мире сегодня все чаще обращаются к подобному виду энергии, при этом вопросы безопасности и экологии являются приоритетными. Мирная атомная энергия и процессы обогащения урана в целях создания атомного оружия – вопросы различные. Сегодня трудно найти какую-либо сферу, где не нашли бы широкого применения ядерные и радиационные технологии.

Вместе с тем конкретно создание атомной электростанции в Азербайджане пока не рассматривается. В середине 1980-х годов существовали планы строительства АЭС в Азербайджане. Был даже выбран соответствующий участок – в поселке Навои сооружена стройплощадка,

¹ Жуков А. Атомная энергетика или возобновляемая — какая лучше? // Hi-News.ru.

осуществлен подготовительный этап строительства. Но вскоре произошла трагедия на Чернобыльской АЭС и все имеющиеся атомные проекты оказались заморожены.

Альтернативные источники энергии в Азербайджане

Сегодня же, параллельно с освоением атомных энергетических технологий, также необходимо все шире разрабатывать методы практического использования таких нетрадиционных источников энергии, как ветер, солнце, геотермальные воды, водород и т.д. Альтернативные источники энергии в целом – экономичны и экологичны, это, что называется, естественные виды энергии, предоставленные человечеству самой природой. Для Азербайджана, особенно Апшерона, они являются чрезвычайно актуальными: ветреные и солнечные дни в Баку – практически круглый год. В столице нашей страны – городе ветра, солнца и моря – в перспективе они могут стать не только альтернативными, но и, по существу, безальтернативными.

С экологической точки зрения самое идеальное топливо – водород. Само название «водород» говорит за себя: «рождающий воду». В свободном состоянии водород встречается крайне редко, в космосе же – это самый распространенный элемент. Водород обладает наибольшей теплотворной способностью, и единственным продуктом его сгорания является вода.

Одной из главных проблем водородной энергетики на современном этапе является поиск наиболее эффективных и экономичных методов его получения. Достаточно весомый вклад в решение данной проблемы внесли азербайджанские ученые, на счету которых до сотни изобретений и несколько сотен солидных публикаций в престижных журналах. Особенно следует отметить работы Института радиационных проблем НАН Азербайджана по проблемам атомно-водородной энергетики.

Предпосылкой развития данного научного направления явилось то обстоятельство, что в атомных энергетических реакторах обычно используется тепло, выделяемое в ядерных реакциях. Значительная часть энергии этих реакций уходит в виде ионизирующего излучения, которое рассматривается как вредный побочный фактор, против которого необходимо сооружать дорогостоящие системы защиты. Поэтому вопрос утилизации радиоактивного излучения и направления его энергии в нужное русло представляет актуальную и очень важную научно-техническую задачу. В частности, данное излучение можно использовать для расщепления молекул воды и получения водорода – как дополнительного энергоносителя, что в результате обеспечивает повышение эффективности АЭС. Это и составляет суть атомно-водородной проблематики, успешно развиваемой азербайджанскими учеными, до недавних пор по праву считавшимися одними из ведущих в научном мире в данной области.

Азербайджанские ученые являются авторами перспективных исследований и по использованию энергии солнца, ветра. Известно, что, к примеру, тепловая энергия, полученная от сгорания добываемой за год в нашей стране нефти, равна энергии солнечных лучей, освещающих более полутора десятков гектаров поверхности земли. Этот колоссальный ресурс солнечной энергии, к сожалению, не вполне вовлечен в хозяйственный оборот. Многие азербайджанские ученые немало добились в этом направлении.

«Особое место в возобновляемом энергетическом потенциале Азербайджана занимает Каспийское море. Это связано с тем, что Каспий занимает второе место в мире по потенциалу ветровой энергии после Северного моря»¹.

¹ Азербайджан, обладающий богатым потенциалом, играет важную роль в обеспечении энергетической безопасности Европы. URL: https://azertag.az/ru/xeber/Azerbaidzhan_obladayushchii_bogatym_potencialom_igraet_vazhnyurol_v_obespechenii_energeticheskoi_bezopasnosti_Evropy-2472551

В морской нефтедобыче использование «ветряков» более чем оправдано. Ведь по статистике, «только потенциал ветровой энергии Каспийского моря составляет 157 гигаватт»¹. Пространство открытое, отсюда электроэнергия может подаваться на бурильные установки и другие нефтепромысловые объекты.

В Азербайджане же, с учетом высокой прозрачности атмосферы, с использованием солнечных лучей можно было бы получать не только электроэнергию, но и тепло для обогрева животноводческих ферм и теплиц, сушки сельскохозяйственной продукции, опреснения морской воды, кондиционирования воздуха в помещениях, словом, реализовывать массу процессов, обеспечивающих значительную экономию топливно-энергетических ресурсов и охрану окружающей среды.

Следует особо подчеркнуть, что альтернативные источники энергии способны не только обеспечить экономию национальных природных богатств, но и, что весьма немаловажно, гарантировать сохранение уникальной природы нашей страны. Азербайджан, присоединившийся к Киотскому протоколу, используя альтернативные источники энергии, тем самым значительно уменьшил выбросы в атмосферу вредных веществ. Безусловно, это приносит всестороннюю и неопределимую пользу Азербайджану. «Все планируемые меры по модернизации системы управления энергетическим сектором и повышению энергоэффективности в Азербайджане позволят в перспективе сэкономить объемы энергоресурсов, повысить экспорт, увеличить внутреннее производство, создать новые рабочие места, снизить затраты на энергию у предприятий и граждан, а также гарантировать энергетическую безопасность будущим поколениям»².

Таким образом, позитивные процессы в экономике и общественной жизни нашей страны стали возможны благодаря выверенной государственной стратегии развития и реформ, что подтверждается непрерывным ростом макроэкономических показателей по всем отраслям производства. «Разработка данной стратегии осуществлялась в рамках документа «Азербайджан 2030: Национальные приоритеты социально-экономического развития».

Цель программы – удвоение ВВП Азербайджана в течение 10 лет. Национальные приоритеты включают в себя 5 основных направлений: обеспечение устойчивого роста и конкурентоспособности экономики; создание динамичного, инклюзивного общества, основанного на социальной справедливости; конкурентоспособный человеческий капитал и современные инновации; великое возвращение на освобожденные территории; чистая окружающая среда и страна «зеленого роста»³.

Сфера экологии, которой в республике уделяется немало внимания, охватывает такие вопросы, как охрана окружающей среды от загрязнения, очистка загрязненных территорий, обеспечение всех граждан Азербайджана чистой питьевой водой. Среди прочих направлений особое внимание экономической политики нашего государства сосредоточено на регионах страны, модернизации инфраструктуры сельских районов, энергоснабжении сел. Преимущественное место уделяется Карабахскому региону, решению его актуальных вопросов.

¹ Глобальное влияние новой энергетической парадигмы Президента Ильхама Алиева. URL: <https://www.trend-az/business/3709893.html>

² URL: <https://euneighbourseast.eu/ru/news/stories/azerbajdzhan-razrabatyvaet-energeticheskuyu-strategiyu-i-zakon-ob-energoeffektivnosti-v-chem-sut/>

³ Правительство Азербайджана представило президенту Алиеву проект стратегии социально-экономического развития до 2027 г. URL: <http://interfax.az/view/852209>

«В рамках концепции «Азербайджан 2030: национальные приоритеты социально-экономического развития» предусматривается реализация проектов реконструкции и развития, и превращение Карабахского региона страны в зону зеленой энергии определено в качестве приоритетного направления. В мае 2021 года министерство энергетики Азербайджана подписало соглашение с японской компанией TEPCO о создании зоны «зеленой энергии» на территориях Азербайджана, освобожденных от армянской оккупации. Цель состоит в том, чтобы к 2050 году превратить регион в полностью зеленую энергетическую зону, а также сократить выбросы углекислого газа на 40%»¹.

«Президент Ильхам Алиев отмечал, что процесс восстановления освобожденных районов будет вестись активно и с учетом исторических традиций региона. По его словам, в отстроенных заново городах и селах Азербайджана будут применены самые современных веяния градостроительства, а весь регион превратится в зону «зеленой энергии», где будет широко применяться энергия водных ресурсов, солнечной и ветровой энергии. Одновременно будут реализованы крупные транспортные и инфраструктурные проекты»².

Заключение

Итак, для достижения целей Повестки дня в области устойчивого развития на период до 2030 года необходимо обеспечить рациональное использование природных ресурсов, разработать устойчивые схемы производства и потребления, создать устойчивую инфраструктуру и обеспечить согласованное развитие всей системы в целом. Основным условием устойчивого развития является доступ к приемлемой по цене, надежной и устойчивой энергии. Энергетика является основой обеспечения социального и экономического благополучия, искоренения бедности, обеспечения здорового образа жизни и повышения уровня жизни.

Мировая энергетическая система в настоящее время переживает четвертый энергетический переход, в основе которого лежит фундаментальная трансформация – внедрение широкого использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и вытеснение углеводородных источников энергии.

Энергетическая политика Азербайджана застраховала ее от возможных экономических потерь. Создание соответствующей инфраструктуры дает возможность устойчивого развития и реализации новых проектов, способствующих укреплению отношений между государствами, а также распространению сотрудничества на другие сферы деятельности.

На современном этапе в Азербайджанской Республике происходит энергетический переход от ресурсно-сырьевой к ресурсно-инновационной модели развития и минимизации энергетических рисков.

Энергетическая политика Азербайджана базируется на своеобразном треугольнике – «надежности энергопоставок», «устойчивости энергетического сектора» и «экономической эффективности процесса».

¹ Столкновение мира с новым энергетическим кризисом. URL: <https://report.az/ru/energetika/stolknovenie-mira-s-novym-energeticheskim-krizisom/>

² Азербайджан готовит комплексные шаги по восстановлению Карабаха. URL: <https://www.aa.com.tr/ru/%D0%BC%D0%B8%D1%80/%>

Перспективы декарбонизации экономики Азербайджана

Основные тенденции мирового энергетического рынка

Использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) обусловлено снижающимися затратами на технологии и государственной политикой. Согласно прогнозам U.S. Energy Information Administration (U.S. EIA), использование ВИЭ не заменит полностью нефть и другие жидкие углеводородные виды топлива при отсутствии будущих технологических прорывов или значительных стимулирующих изменений в государственной политике (рис. 1).

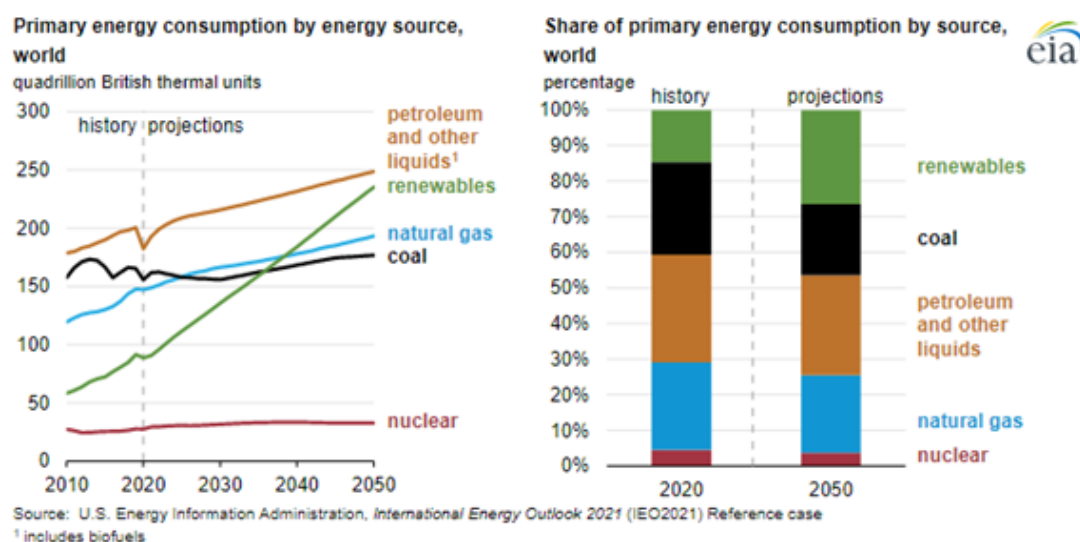


Рис. 1. Primary energy consumption by energy source, world;
Share of primary energy consumption by source, world

Согласно прогнозам U.S. EIA, после периода снижения потребления угля до 2030 года потребление всех основных видов топлива возрастает с 2030 по 2050 год. Потребление возобновляемой энергии более чем удваивается с 2020 по 2050 год, опережая потребление угля и газа после 2030 года, и почти сравнивается с потреблением жидкого топлива к 2050 году. Доля ВИЭ в 2050 году составит 27% мирового энергопотребления, что станет результатом снижения стоимости технологий и изменения государственной политики.

Несмотря на то, что потребление природного газа в течение прогнозируемого периода в базовом прогнозе вырастет на 31%, доля ВИЭ в энергопотреблении, которая вырастет с 15% в 2020 году до 27% в 2050 году, ограничивает долю глобального энергопотребления за счет природного газа, который немного снижается с 24 до 22% в соответствующем периоде.

Жидкое углеводородное топливо, такое как автомобильный бензин, дизель, керосин, продолжает расти и удовлетворять большую часть спроса транспортного сектора в течение следующих 30 лет по мере роста населения мира и расширения пассажирских и грузовых перевозок. Однако в течение этих 30 лет потребление электроэнергии растет почти в шесть раз быстрее, чем потребление нефти, ограничивая рост спроса на нее и продукты переработки.

Тенденции мировой электроэнергетики

За последние 10 лет в мире использование солнечной энергии как источника электрогенерации увеличилось в 12 раз (с 0,3 до 3,7%), энергии ветра – в 3 раза (с 2 до 6,7%), всего доля ВИЭ (без ГЭС) в выработке электроэнергии выросла с 4,2 до 13,1%, что уже больше, чем доля атомной энергетики (10%) и близко к лидеру ВИЭ – гидроэнергетике (15%). В совокупности на ВИЭ (включая ГЭС) приходится 28,3% электрогенерации в мире, т.е. ВИЭ совокупно – уже второй после угля (36%) источник электроэнергии. Это, соответственно, ограничивает рост спроса на газ и атомную энергию как источники электроэнергии (рис. 2).

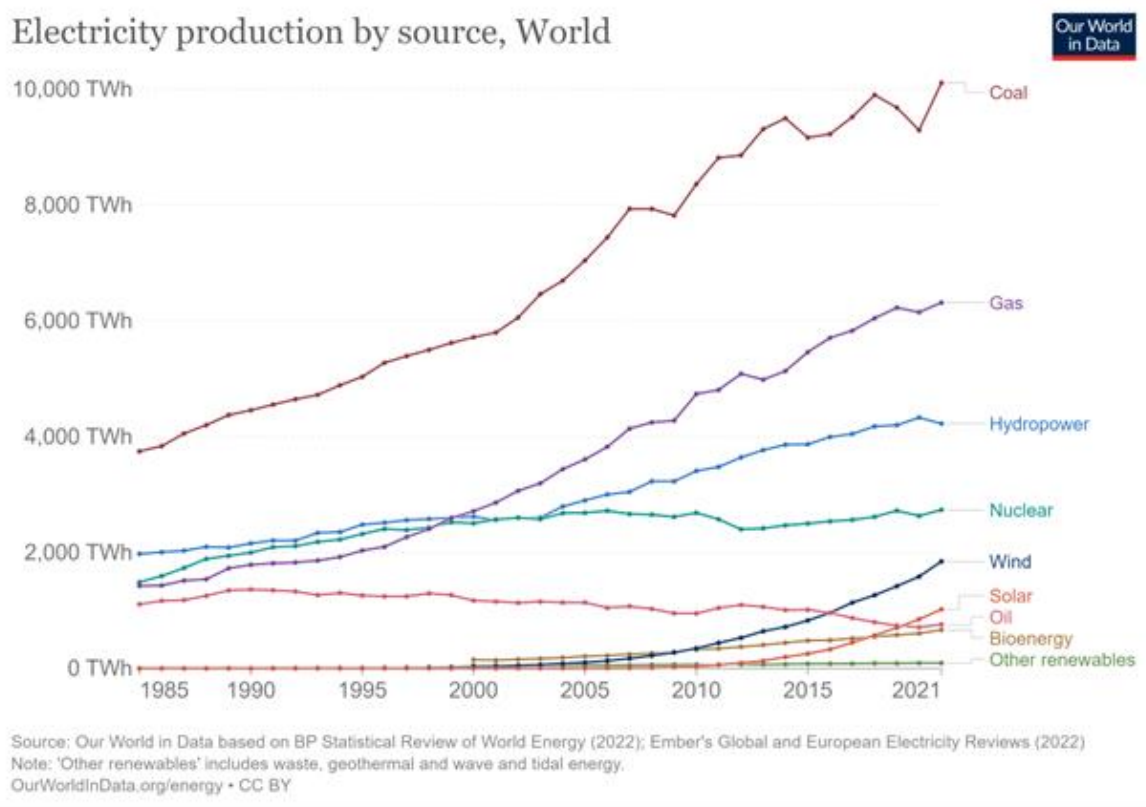


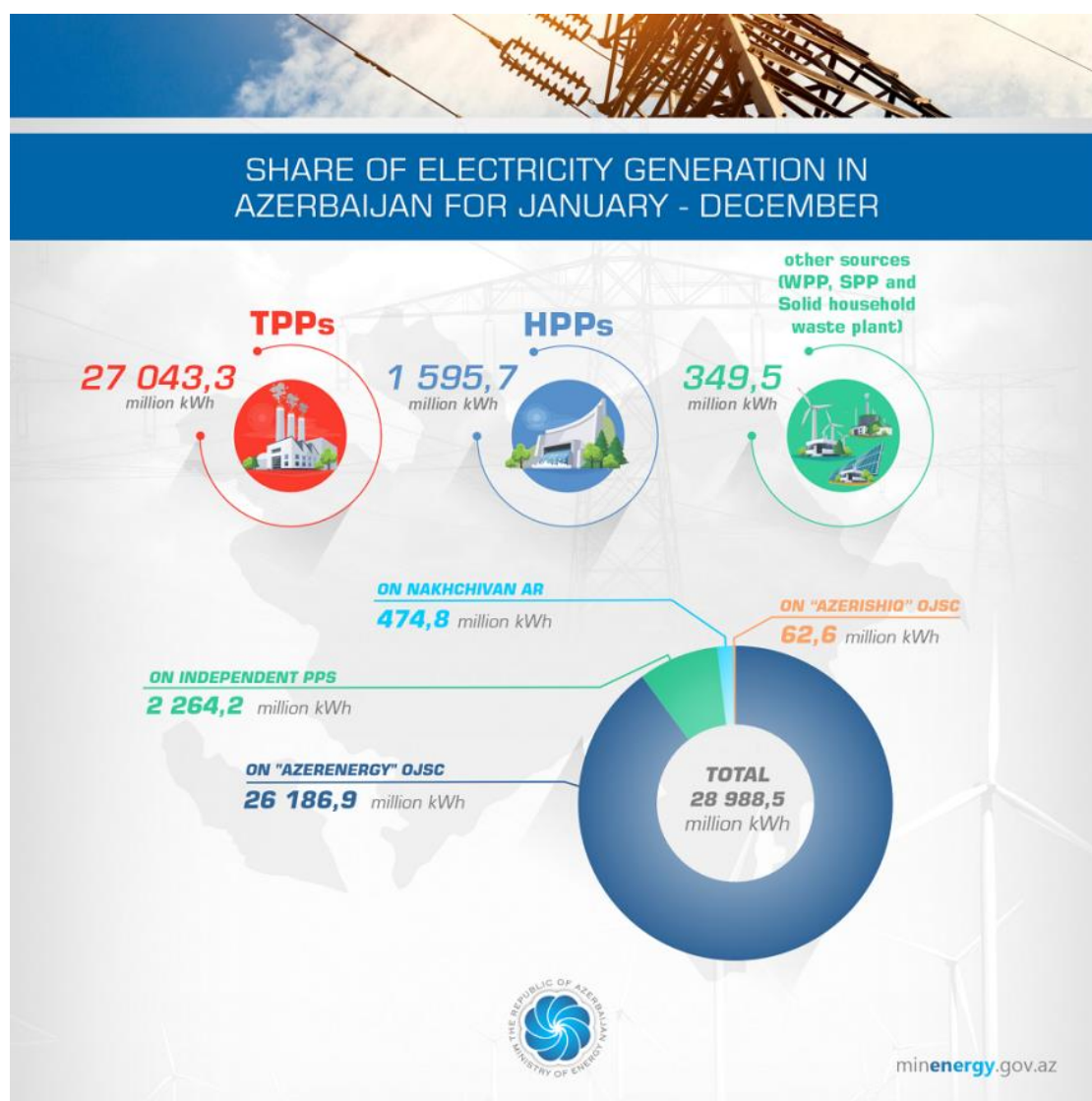
Рис. 2. Electricity production by source, World

Очевидно, что использование ВИЭ в производстве электроэнергии уверенно развивается, значительная часть производимой энергии ведущих стран уже обеспечивается за счет ВИЭ, дальнейшие технологические прорывы будут только способствовать еще более динамичному энергопереходу, чем прогнозируется на сегодняшний день.

Возрастающая динамика энергетического перехода существенно влияет на глобальный ландшафт спроса и предложения на энергоресурсы, технологии, а также трудовые ресурсы и человеческий капитал.

Состояние электрогенерации в Азербайджане

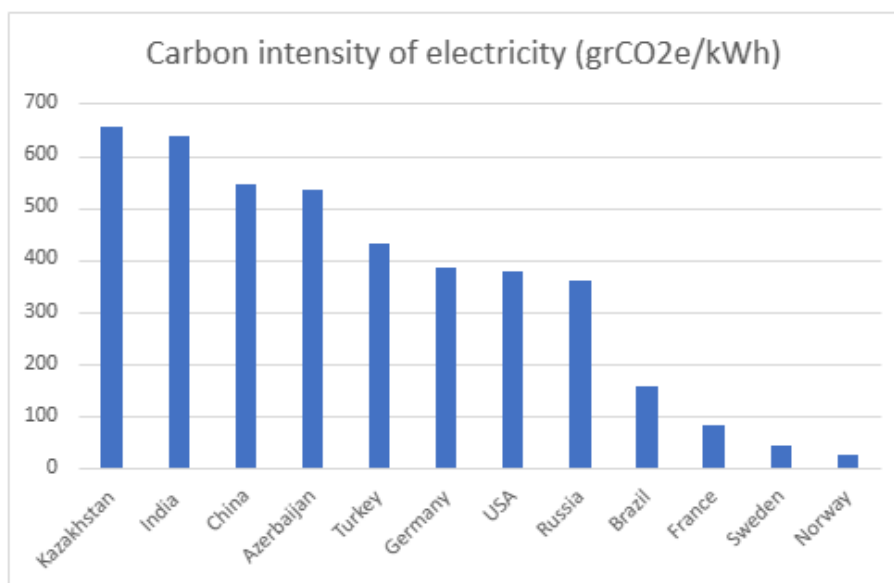
В 2022 году производство электроэнергии в Азербайджане выросло на 4% и составило 28.988,5 млн кВт·ч, в том числе за счет ВИЭ (включая ГЭС) произведено 6,7% электроэнергии, а за счет ископаемого топлива, в основном природного газа, – 93,3%, соответственно (рис. 3).



Источник: minenergy.gov.az

Рис. 3. Share of electricity generation in Azerbaijan for January–December

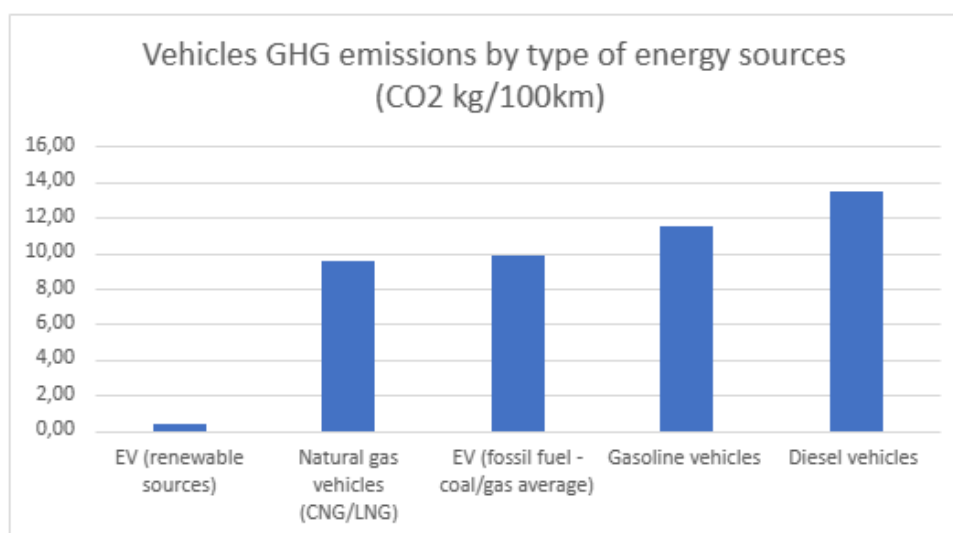
Очевидное доминирование ископаемого топлива в производстве электроэнергии обуславливает высокую углеродоемкость электрогенерации в Азербайджане по сравнению с другими странами (рис. 4).



Источник: Ember Climate (from various sources including the European Environment Agency and EIA), OurWorldInData.org/energy

Рис. 4. Carbon intensity of electricity (grCO₂/kWh)

Такая углеродоемкость электрогенерации, в свою очередь, приводит к тому, что на сегодняшний день в Азербайджане углеродный след электромобиля выше, чем у транспортного средства на метане, и незначительно ниже, чем у транспортных средств на жидком моторном топливе (бензине и дизельном топливе) (рис. 5).



Источник: URL: <https://impactful.ninja>

Допущения: потребление на 100 км: 5 л, 5 м³, 15 кВт·ч; генерация ископаемых видов топлива – среднее значение выработки угля и природного газа; генерация ВИЭ – среднее значение солнечной, ветровой и гидроэнергетики.

Рис. 5. Vehicles GHG emissions by type of energy sources (CO₂kg/100km)

Углеродный след переработки нефти в Азербайджане

Согласно экспертной оценке, при производстве (“CO₂e well to tank”) и потреблении (“CO₂e tailpipe”) бензина и дизельного топлива в атмосферу Азербайджана ежегодно выбрасывается около 12 млн тонн CO₂-эквивалента (рис. 6).

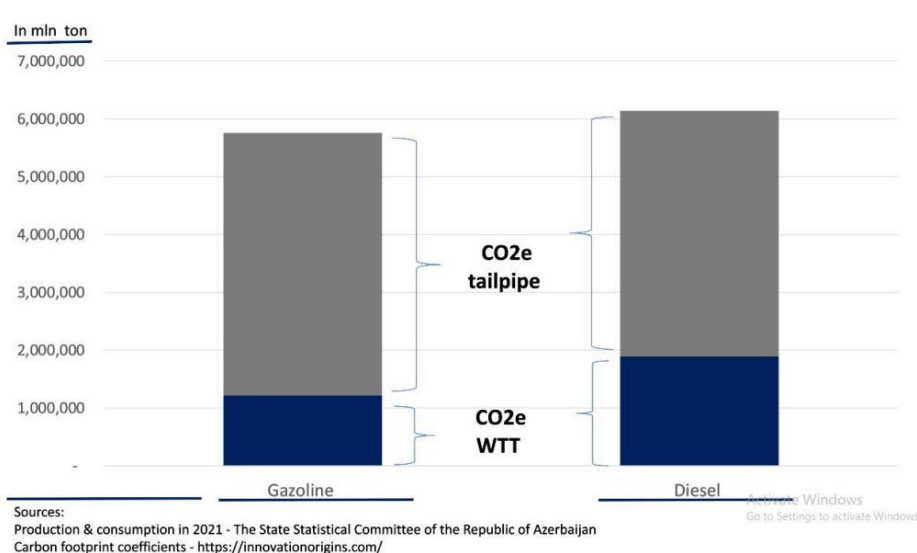


Рис. 6. CO₂e tailpipe; CO₂e WTT

Мероприятия в контексте выполнения условий Парижского соглашения

Азербайджан, реализующий политику диверсификации своей экономики и пытающийся сократить выбросы парниковых газов, поставил перед собой цель увеличить к 2030 году долю возобновляемой энергии во внутреннем потреблении до 30%.

Согласно Указу Президента Азербайджанской Республики об утверждении документа «Азербайджан 2030: национальные приоритеты социально-экономического развития», обеспечение чистоты окружающей среды и превращение Азербайджана в страну «зеленого» роста является приоритетной задачей национального значения.

В январе 2023 года были достигнуты договоренности между SOCAR и компанией Masdar – по проектам по наземной ветровой и солнечной энергетике, а также интегрированным проектам по морскому ветру и зеленому водороду с общей мощностью 4 ГВт. Ожидается, что Masdar введет в строй солнечную электростанцию мощностью 230 МВт до конца 2023 года. До конца 2026 года совместно с Masdar, ACWA Power, BP и другими компаниями планируется ввести в эксплуатацию солнечные и ветряные электростанции общей мощностью 1,800 ГВт (гигаватт), которую планируется довести к 2030 году до 5 ГВт. Из этого объема 4 ГВт планируется экспортировать в Европу посредством силового кабеля через Грузию и далее по дну Черного моря, а 1 ГВт – через Зангезурский коридор в Нахичевань и далее в Турцию.

Реализация и эффективное функционирование этих проектов призваны обеспечить интеграцию Азербайджана в глобальную энергетическую систему в условиях энергетического

перехода. Основными дайверами проектов являются факторы человеческого капитала и трудовых ресурсов, адаптация и реформа законодательства, включая государственное регулирование и поддержку производителей.

Направления зеленых технологий, актуальные для экономики Азербайджана в современных условиях

Для Азербайджана в настоящее время актуальными зелеными и экологичными технологиями с немедленными эффектом декарбонизации являются:

1. Метанизация или применение газомоторного топлива (ГМТ) как наиболее экологичного углеводородного моторного топлива. В этом секторе в Азербайджане есть определенные результаты, однако нет государственной программы по применению ГМТ. Применение ГМТ носит фрагментарный характер, в то время как перспективы использования этого топлива в Азербайджане существенные, прежде всего в силу его низкой стоимости по сравнению с жидким моторным топливом (ЖМТ), особенно в контексте перехода на экостандарт Евро-5 НПЗ SOCAR в Баку.
2. Энергоэффективность в промышленности и других системообразующих секторах экономики на базе инновационных энергосберегающих решений, повышающих эффективность и производительность установок и транспортных средств. К таким инновационным решениям относятся, например, присадки к моторному топливу, сокращающие расход, водородные генераторы, повышающие эффективность работы двигателя, модернизация силовых установок для использования альтернативных экологичных видов топлива (таких как ГМТ, метанол).
3. Совокупное испарение бензина в атмосферу Азербайджана составляет около одной железнодорожной цистерны каждый день, или около 30 млн литров в год (до сжигания топлива и эмиссии сопутствующих парниковых и токсичных газов). Снижение потерь нефтепродуктов от испарения посредством технологии рекуперации паров является самостоятельным актуальным направлением применения инновационных решений по декарбонизации в Азербайджане.
4. Внедрение технологий CCS (улавливание и хранение углерода) и CCUS (улавливание, использование и хранение углерода).

Выводы и предложения

Несмотря на то, что углеводородное топливо продолжит удовлетворять значительную часть спроса на энергоносители во всех секторах в течение следующих 30 лет, следует отметить, что прогнозируемые темпы роста потребления энергии на базе ВИЭ будут значительно выше. В этой связи долгосрочная экономическая устойчивость стран – экспортеров нефти и газа в контексте мирового энергетического перехода будет определяться их адаптивностью и способностью трансформировать энергетический и сопряженные секторы экономики, в том числе развивая глубокую переработку ископаемых углеводородов на базе зеленых технологий.

В обозримом будущем потребление бензина и дизельного топлива в Азербайджане продолжит рост, так как эти виды моторного топлива в настоящее время в основных секторах экономики практически незаменимы. В связи с этим основным направлением сокращения выбросов парниковых и вредных газов от сжигания ЖМТ является повышение эффективности двигателей и силовых установок посредством применения энергосберегающих решений и технологий. Комплексное секторальное внедрение ГМТ в таких отраслях экономики, как строительство, сельское хозяйство, транспорт, в том числе железнодорожный и морской, в рамках

международных транспортных коридоров (например, Международный транспортный коридор «Север–Юг»), также является высокоперспективным направлением декарбонизации экономики Азербайджана.

Следует заметить, что применение ГМТ в стране до сегодняшнего дня происходит при полном отсутствии комплексного государственного регулирования и поддержки. Меры государственного стимулирования экологичных технологий в целом ограничены налоговыми и таможенными льготами по импорту электромобилей, обладающих маргинальным декарбонизационным эффектом в условиях существующей структуры и соответствующей углеродоемкости электрогенерации.

Технологии по улавливанию углерода (CCS, CCUS) в промышленности и по рекуперации паров легких углеводородов при переработке нефти не нашли масштабного применения в экономике страны на сегодняшний день и не являются предметом регуляторных требований в области экологии.

Очевидно, что для достижения целей декарбонизации, согласно условиям Парижского соглашения, и обеспечения эффективного участия в мировом энергопереходе представляется актуальной разработка и реализация комплексной государственной программы по декарбонизации экономики Азербайджана, включающей в себя вопросы развития человеческого капитала и ключевых компетенций, гармонизации мер государственной поддержки и стимулирования актуальных энергосберегающих технологий и низкоуглеродного топлива, обеспечение энергоэффективности основных секторов, ответственных за эмиссию парниковых газов, определение приоритетных направлений использования углеводородов, таких как глубокая переработка природного газа, по мере их замещения ВИЭ в долгосрочной перспективе. Разработка и реализация такой комплексной государственной программы по декарбонизации экономики, помимо прочего, позволит снизить риски, связанные с проектами по ВИЭ, и оптимально использовать инновационные возможности обезуглероживания экономики на комплексной основе.

**МЕЖДУНАРОДНЫЙ СЕМИНАР
«ПЕРСПЕКТИВЫ СОТРУДНИЧЕСТВА И ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ
В ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ»**

Мадина Турдыевна Азимова

Кандидат экономических наук, доцент, главный специалист

Управления анализа по вопросам макроэкономики,

Центр стратегических исследований

при Президенте Республики Таджикистан

**Проблемы и перспективы развития
водно-энергетического комплекса Республики Таджикистан**

Республика Таджикистан – одна из стран Центральной Азии, которая является приверженцем решения экологическо-водных проблем региона. По инициативе Президента Республики Таджикистан, Лидера нации, уважаемого Эмомали Рахмона Генеральной Ассамблеей ООН 21 декабря 2016 года 2018-2028 годы были объявлены Международным десятилетием действий «Вода для устойчивого развития». Соавторами данной резолюции выступили 177 государств – членов ООН, и она была принята консенсусом, что свидетельствует о важности данного вопроса в глобальной повестке дня развития.

В данной резолюции призвано укрепить и расширить прогресс, достигнутый в 2005-2015 годах, создать прочную платформу для консолидации усилий, направленных на дальнейшее эффективное управление водными ресурсами, а также расширить сотрудничества и партнерства на всех уровнях для содействия реализации согласованных на международном уровне целей и задач, связанных с водными ресурсами, в том числе содержащихся в Повестке дня в области устойчивого развития на период до 2030 года.

Таджикистан обладает огромными запасами гидроэнергетических ресурсов, которые оцениваются в 527 млрд кВт·ч в год. В техническом плане гидроэнергетические ресурсы Таджикистана имеют хорошие перспективы для развития и состоят из 317 млрд кВт·ч в год, из которых до настоящего времени использованы только 4-5%. В мире по своему гидроэнергетическому потенциалу Таджикистан занимает восьмое место после Китая, России, США, Бразилии, Заира, Индии и Канады и первое в Центральной Азии. За годы независимости Таджикистаном были введены в строй крупные ГЭС, такие как «Сангтуда-1» и «Сангтуда-2», и в данный период идут работы по строительству Рогунской ГЭС.

В результате в 2011 году в новейшей истории Таджикистана была создана единая энергетическая система и обеспечена устойчивая деятельность этой сферы. С целью обеспечения доступа к электроэнергии в труднодоступных горных населенных пунктах в Таджикистане реализуется программа сооружения малых ГЭС. В настоящее время введены в эксплуатацию более 265 малых ГЭС мощностью от 5 до 2 500 кВт. Доля малой гидроэнергетики на внутреннем рынке составила 0,2%, или 34 млн кВт·ч электрической энергии. Из этого количества 16 малых ГЭС построены и эксплуатируются ОАХК «Барки Точик» и являются

государственными. Компания «Памир Энерджи» управляет 11 малыми и мини-ГЭС общей установленной мощностью 44,16 МВт, которые расположены на высоте свыше 2 000 м над уровнем моря.

Помимо всего, на территории Республики Таджикистан расположено более 8 тыс. ледников, 19 из них крупные. Именно они участвуют в питании основных рек республики и в самые жаркие дни лета дают пресную воду, которая очень нужна не только Таджикистану, но и другим странам Центрально-Азиатского региона. За последние десятилетия под влиянием изменения климата некоторые крупные ледники уменьшились и отступили на километры. По данным исследователей, утверждается, что процесс таяния ледников практически необратим, а индустриальная эпоха лишь ускоряет этот процесс. Крупные ледники Таджикистана питают речные системы Амударьи и Зеравшана, вода которых спускается в страны низовья – Узбекистан, Туркменистан и Казахстан. Поэтому и принято говорить, что основная доля воды региона образуется в Таджикистане. Таджикские климатологи провели оценку воздействия глобального изменения климата на ледники Таджикистана. По результатам наблюдений, начиная с 1930 года общая площадь оледенения республики сократилась примерно на 30%¹.

По данному вопросу в своем выступлении Основатель мира и национального единства – Лидер нации, Президент Республики Таджикистан уважаемый Эмомали Рахмон отметил, что «на сегодняшний день более 1 000 из 14 000 ледников Таджикистана полностью растаяли. За последние несколько десятилетий в нашей стране общий объем ледников, составляющих более 60% водных ресурсов региона Центральной Азии, уменьшился почти на треть», здесь основной проблемой также можно отметить проблему Арала. На последнем заседании Совета глав государств Центральной Азии, состоявшемся 15 сентября 2023 года в Душанбе, поднимался вопрос именно сотрудничества по дальнейшему улучшению водохозяйственной, экологической и социально-экономической обстановки в бассейне Аральского моря.

Таким образом, согласно Стратегии развития Таджикистана до 2030 года, в области водно-энергетического комплекса будут завершены реформы, направленные на обеспечение условий для функционирования рыночных механизмов, которые создадут конкурентную среду для ее развития. Этот этап будет ключевым для завершения строительства Рогунской ГЭС и обеспечения энергетической безопасности страны. Особую значимость при этом имеет реализация взаимовыгодных программ по эффективному использованию природных ресурсов в регионе Центральной Азии на основе водно-энергетической дипломатии, также будет создан сбалансированный рынок поставки электрической энергии в Центрально-Азиатском регионе и активизировано взаимовыгодное сотрудничество в этой области.

¹ Выступление Основателя мира и национального единства – Лидера нации, Президента Республики Таджикистан уважаемого Эмомали Рахмона на заседании высокого уровня по проблемам воды и климата от 02.11.2021, г. Душанбе.

Талгат Сабырович Арыстанбаев
 Директор департамента
 корпоративного развития и управления активами,
 и.о. председателя правления
 ОЮЛ «Газомоторная ассоциация Казахстана»
Алик Сафарбекович Аширов
 Генеральный директор
 (председатель правления)
 ТОО «КазТрансГаз Өнімдері»
Ербол Тохтаров
 Заместитель председателя НТС,
 исполнительный директор
 ОЮЛ «Газомоторная ассоциация Казахстана»

Перспективы использования природного газа в качестве моторного топлива

Аннотация. Рассматриваются проблемы развития рынка природного газа (метан) в качестве моторного топлива в Республике Казахстан (РК) для обеспечения национальных и международных транзитных автоперевозчиков сжиженным и компримированным природным газом (СПГ/КПГ). В статье сделаны анализ выполнения стратегии развития рынка газомоторного топлива (ГМТ) в РК, описание его технологических, экологических и экономических характеристик и преимуществ по сравнению с традиционными видами моторного топлива, исследуются основные задачи и риски по строительству производственно-сбытовой инфраструктуры СПГ/КПГ на «Международном транспортном маршруте «Европа–Китай» (МТМ Е–К). Акцентируется внимание на актуальной необходимости проведения исследования текущей и прогнозной интенсивности движения газомоторной техники по МТМ Е–К, совершенствования нормативных документов, регулирующих эти транзитные потоки, даны предложения по механизму их формирования, оптимизации структуры рынка ГМТ в РК. В этих целях обосновываются первоочередные задачи по проведению научно-технических, экономических и экологических исследований в данной сфере, необходимых для задействования механизма расширения транзита газомоторного потока на МТМ Е–К, расчета социально-экономических эффектов для экономики РК, подтверждающих соответствие рассматриваемых задач по газификации МТМ Е–К международным инициативам «Один пояс – один путь» и целям плана сотрудничества по сопряжению Новой экономической политики «Нұрлы Жол» и строительства «Экономического пояса Шелкового пути».

Ключевые слова: сжиженный и компримированный природный газ, газомоторное топливо, газомоторные автомобили, снижение вредных выбросов и парниковых газов от транспорта, экология, стратегия низкоуглеродного развития, якорный потребитель, комплексный план, инновационная технология, инвестиции, международный транспортный маршрут, интенсивность движения газомоторной техники, автопробег.

Prospects for Using Natural Gas as a Motor Fuel

Abstract. The issues of the market development of the natural gas (methane) as a motor fuel in the Republic of Kazakhstan to provide national and international transit carriers with liquefied and compressed natural gas (LNG/CNG) have been reviewed. The article analyzes the implementation of the gas engine fuel market development strategy in Kazakhstan, describes its technological, environmental and economic characteristics and advantages in comparison with traditional types of motor fuels, studies the main tasks and key risks for the construction of LNG/CNG production and distribution infrastructure at the “International transport route “Europe–China” (ITR EC). It focuses on the urgent need to study the current and predicted traffic intensity of gas-

engine vehicles according to ITR EC, improve the regulatory documents regulating these transit flows, give proposals on creation of such flows, and optimize the structure of the gas engine fuel market in Kazakhstan. For these purposes, the priority tasks for conducting scientific, technical, economic, and environmental research in this area have been identified. They are necessary for activating the mechanism for expanding the transit of gas engine flow at ITR EC, calculating socio-economic effects for the economy of Kazakhstan, confirming the compliance of the reviewed tasks on gasification of ITR EC with the international initiatives “One Belt – One Road” and the goals of the Cooperation Plan on linking the New Economic Policy “Nurly Zhol” and construction of the “Silk Road Economic Belt”.

Keywords: liquefied and compressed natural gas, gas engine fuel, gas-engine vehicles, reduction of harmful emissions and greenhouse gases from transport, ecology, low-carbon development strategy, anchor consumer, comprehensive plan, innovative technology, investments, international transport route, density of gas-engine vehicles traffic, auto rally.

Республика Казахстан занимает промежуточное положение между Российской Федерацией и Китайской Народной Республикой, располагает площадью 2,7 млн км², которая включает на западе некоторую часть европейского континента, а центральной и южной частью входит в состав Центральной Азии. Уникальное срединное положение обеспечивает стране высокий транзитный потенциал, в связи с этим Правительство страны уделяет большое внимание развитию Транспортной стратегии, им принята программа инфраструктурного развития «Нурлы жол», Постановление Правительства РК № 797 и другие документы. В них предусмотрено формирование на территории страны ряда транспортно-логистических хабов на основных транспортных транзитных направлениях [1], модернизация автотранспортного парка страны переводом его на использование экономичного и экологически чистого природного газа, создание условий по обеспечению данным моторным топливом транзитного грузового потока из автотранспортных средств, следующих по международному транспортному маршруту «Европа–Китай», пересекающего территорию Республики Казахстан [2].

Необходимо отметить, что в настоящее время на стадии утверждения Правительством РК также находится перечень проектов Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК, реализация которых обеспечивает сокращение выброса парниковых газов, позволяет определить на национальном уровне вклады различных секторов экономики в выполнение обязательств Казахстана по Парижскому соглашению. В этот перечень обоснованно включены проекты перевода автотранспорта и железнодорожных локомотивов национальной компании «Казахстан Темир Жолы» на сжиженный и компримированный природный газ.

Принимая во внимание планы «Международной академии наук Шелкового пути» по разработке специальной «Стратегии научно-технологического обеспечения развития проекта возрождения Шелкового пути» [3] и уникальное месторасположение Казахстана, позволяющее поддерживать транзитный грузопоток между Китаем и Европой в рамках инициативы «Один пояс – один путь», программа декарбонизации транспорта способствует получению весьма заметных экономических, экологических и социальных эффектов для стран, находящихся по маршруту Великого Шелкового пути.

В связи с вышеуказанным, актуальна инициатива оператора в этом секторе газовой отрасли ТОО «КазТрансГаз Өнімдері» и ОЮЛ «Газомоторная ассоциация Казахстана» по проведению исследования перспектив и возможности использования сжиженного и компримированного природного газа с целью создания благоприятных условий и повышения привлекательности казахстанского участка МТМ Е–К для международных, в том числе транзитных, автоперевозчиков.

О газомоторном топливе: перспективные виды газомоторного топлива в РК. Технологические экологические и экономические преимущества

Представленная в табл. 1 информация о свойствах и характеристиках применяемых в качестве моторного топлива газов, технологии их производства и рационального использования [2] является одной из определяющих для формирования всей дальнейшей стратегии развития рынка ГМТ в Казахстане и в мире в целом.

Таблица 1

Технологические характеристики видов газомоторного топлива

| Вид | Технология | Применение | Характеристика |
|---|---|--|--|
| Природный газ Компримированный (КПГ): CNG (CH_4) | АГНКС – сжатие природного газа до 200 бар, (уменьшение по объему в 200 раз), реализация. | <ul style="list-style-type: none"> Моторное топливо – ГОРОДСКИЕ АВТОБУСЫ, КОММУНАЛЬНАЯ ТЕХНИКА | <ul style="list-style-type: none"> Экономия расходов на топливо в 2-3 раза Экологичность (Евро 5) Безопасное топливо (легче воздуха) |
| Природный газ Сжиженный (СПГ): LNG (CH_4) | МТЗ – охлаждение природного газа до $-160^{\circ}C$ (уменьшение по объему в 600 раз), транспортировка КривоПАГЗ, КривоАЗС реализация | <ul style="list-style-type: none"> Моторное топливо – МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГРУЗОВОЙ АВТОТРАНСПОРТ, ЖД ЛОКОМОТИВЫ | <ul style="list-style-type: none"> Невозможность хищения Температура замерзания $-183^{\circ}C$ Октановое число CNG > 105, LNG > 110 до 130 |
| Сжиженный углеводородный газ (СУГ): LPG ($C_3H_8 + C_4H_{10}$) | НПЗ, ГПЗ – пропан-бутановая смесь в сжиженном виде под давлением 16 бар, транспортировка вагон-цистернами+автоцистерны, АГЗС реализация | <ul style="list-style-type: none"> Моторное топливо – МАЛЫЙ КОММЕРЧЕСКИЙ И ЛЕГКОВЫЕ АВТОМОБИЛИ | <ul style="list-style-type: none"> Не применяется на большегрузном транспорте (потеря мощности) Менее «экологичное», менее «безопасное» моторное топливо в сравнении с природным газом (тяжелее воздуха) Ценный продукт для дальнейшей глубокой переработки |
| <p>АГНКС – автомобильная газонаполнительная компрессорная станция. МТЗ – малотоннажный завод по производству СПГ. КривоПАГЗ – передвижной криогенный автогазозаправщик. КривоАЗС – криогенная автомобильная заправочная станция. АГЗС – автомобильная газозаправочная станция</p> | | | |

Для производства ГМТ применяется два вида газа:

- природный газ, основным компонентом которого является метан;
- углеводородный газ, состоящий преимущественно из пропан-бутановой смеси.

Из представленных трех видов газомоторного топлива в настоящее время КПГ и СУГ производятся и широко используются на транспорте, СПГ завозится из России.

Необходимо отметить, что агрегатное состояние, которое указано в названии ГМТ, обеспечивает только способ транспортировки и хранения, но в камеру сгорания двигателя внутреннего сгорания (ДВС) указанное газомоторное топливо подается в нормальном газообразном состоянии под штатным давлением.

Уникальность производства КПГ заключается в том, что его производство и реализация осуществляются непосредственно на АГНКС. Здесь природный газ, поступивший на заправочную станцию из газопровода, подается в компрессор, в котором под давлением в 200 атмосфер происходит его сжатие и уменьшение в объеме в 200 раз. Компримирование газа позволяет обеспечивать его эффективное хранение и использование в виде моторного топлива локальным городским автотранспортом, чаще всего автобусами, такси и коммунально-дорожными автомобилями.

Для производства и использования СПГ в качестве моторного топлива чаще используются малотоннажные заводы с инновационными криогенными технологиями (МТЗ), где природный газ при охлаждении до минус 163°С сжижается и уменьшается в объеме в 600 раз. Возможность размещения большого объема СПГ в топливном криогенном баке (*работает по принципу термоса*) грузового транспортного средства обеспечивает ему большие пробеги на одной заправке, что обосновывает целесообразность и эффективность его использования на железнодорожном и дальнебойном магистральном автомобильном транспорте. КриоПАГЗы транспортируют СПГ от МТЗ до КриоАЗС для дальнейшей реализации потребителям.

СУГ является продуктом переработки нефти. Более простая технология производства обеспечила ему широкое применение в народном хозяйстве, в том числе для дальнейшего передела в нефтехимии. Как ГМТ он применяется в основном на легковом и малом коммерческом автотранспорте из-за частичной потери мощности ДВС. СУГ теряет эксплуатационные свойства при температурах ниже минус 5 до минус 40°С в зависимости от состава компонентов, из-за чего стандартами регулируется его качество для использования в летний и зимний период.

Кроме вышесказанного, преимущества природного газа перед другими видами моторного топлива обусловлены также иными его свойствами.

Природный газ более безопасен по сравнению с нефтяными видами топлива и СУГ, так как легче воздуха, в связи с чем при утечке он быстро улетучивается, не образуя взрывоопасную газоздушную смесь. Природный газ в сжиженном состоянии не горит, а быстро испаряется. В отличие от него, СУГ тяжелее воздуха, при утечке способен скапливаться внизу с образованием взрывоопасных концентраций с воздухом. К сожалению, данный факт повлиял на принятие уполномоченным органом по пожарной безопасности некорректного решения о запрете въезда в крытые помещения и подземные паркинги (с надлежащей вентиляцией) всех газомоторных автомобилей, в том числе использующих газомоторное топливо на метане, как КПП и СПГ.

Природный газ дешевле в 2-3 раза традиционных нефтяных видов моторного топлива, что позволяет сокращать расходы и экономить бюджеты различных уровней. Ассоциация NGV Global в целях обобщения международного опыта провела исследования в Аргентине, где замена дизельного топлива на природный аргентинский сланцевый газ позволила сэкономить для аргентинской экономики свыше 3 млрд долларов, что вдвое выше тех средств, которые были инвестированы на производство сланцевого газа [5] (табл. 2). Природный газ, замерзающий при сверхнизких криогенных температурах, является всепогодным топливом, невозможность его хищения обеспечивает прозрачность учета его расходов. Однако эти экономические преимущества в настоящее время, по различным причинам, не стали еще играть важную роль при выборе потребителями моторных топлив.

Природный газ как более экологически чистый по сравнению с традиционными видами моторного топлива оказывает менее отрицательное воздействие на окружающую среду, что также способствует улучшению состояния здоровья населения и экономии бюджетных средств на оздоровление населения (рис. 1). По проведенным исследованиям Всемирного банка сокращение уровня концентрации твердых частиц хотя бы на 1 мгм/м³ приведет к ежегодной экономии в 57 млн долл. США в сфере здравоохранения за счет сокращения преждевременной смертности и повышения производительности труда и меньшего количества больничных листов [6]. Замещение бензина и дизельного топлива природным газом снижает не только вредные выбросы, но и выбросы парниковых газов [7]. В связи с этим при разработке проекта Стратегии низкоуглеродного развития РК по заданию Правительства и МЭГиПР РК АО «Жасыл Даму» включило проекты по переводу автомобильного и железнодорожного

транспорта на природный газ в Дорожную карту определяемых на национальном уровне вкладов (ОНУВ) в сокращение выбросов парниковых газов от различных секторов экономики Казахстана на период 2025-2030 годов. Необходимо отметить, что в настоящее время в мировой практике нередко используются технологии L-CNG, позволяющие из СПГ, полученного на КриоАЗС, производить способом регазификации высококачественный КПП (лучше, чем прямым компримированием на АГНКС) при минимальных капитальных вложениях [8].

Таблица 2

Экономические преимущества природного газа

| Сравнение затрат на 100 км пробега транспортного средства по видам топлива, с НДС | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|-------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|-----------------------------------|---------------------------|------------------------------|---------------------------|-------|-------|
| Стоимость топлива | СПГ: 150 тенге/кг | | КПГ: 80 тенге/куб.м | | СУГ (г-Алматы): 83 тенге/литр | | Летнее ДТ: 195 тенге/литр | | Зимнее ДТ (-25 С): 275 тенге/литр | | Бензин АИ-92: 160 тенге/литр | | | |
| | Расход кг/100 км | Затраты в тенге на 100 км | Расход куб.м/100 км | Затраты в тенге на 100 км | Расходы литр/100 км | Затраты в тенге на 100 км | Расходы литр/100 км | Затраты в тенге на 100 км | Расходы литр/100 км | Затраты в тенге на 100 км | Расходы литр/100 км | Затраты в тенге на 100 км | | |
| Автомобус | 29 | 4 317 | 40 | 3 200 | не применяется | 40 | 7 800 | 40 | 11 000 | 44 | 7 040 | 44 | 7 040 | |
| Грузовой | 29 | 4 317 | 40 | 3 200 | не применяется | 40 | 7 800 | 40 | 11 000 | 44 | 7 040 | 44 | 7 040 | |
| Легковой | 9 | 1 295 | 12 | 960 | 13 | 975 | 10 | 1 950 | 10 | 2 750 | 11 | 1 760 | 11 | 1 760 |
| Рост затрат на топливо в сравнении с КПГ, % | | | | | 102% | | 244% | | 344% | | 220% | | | |
| Рост затрат на топливо в сравнении с СПГ, % | | | | | 181% | | 255% | | 163% | | | | | |

Международный опыт. Аргентина. Ассоциация NGV Global провела исследования, для того чтобы сравнить преимущества использования природного газа по сравнению с дизелем. Замена дизельного топлива на природный аргентинский сланцевый газ позволила сэкономить для аргентинской экономики свыше трех миллиардов долларов, что вдвое выше тех средств, которые были инвестированы на производство сланцевого газа.
Экономические науки №26-1, 31.10.2014

| Сравнения расчетного тарифа на перевозку 1-го пассажира автобусами, использующими в качестве моторного топлива ДТ и КПГ для парка 200 автобусов, с НДС | | | | |
|--|--------------------|-------------|-------------|-----------------|
| Наименование показателя | Дизельное топливо | | | КПГ |
| | ДТ (среднегодовое) | ДТ (летнее) | ДТ (зимнее) | |
| Цена топлива, тенге | 228 | 195 | 275 | 80 |
| Годовой пробег автобуса, км. | 75 000 | 56 250 | 18 750 | 75 000 |
| Затраты на топливо для одного автобуса, тенге/год | 6 450 000 | 4 387 500 | 2 062 500 | 2 400 000 |
| Количество парка автобусов, ед. | 12 000 | | | 12 000 |
| Затраты на топливо для парка, тенге/год | 77 400 000 000 | | | 28 800 000 000 |
| Затраты на топливо на срок службы 7 лет, тенге | 541 800 000 000 | | | 201 600 000 000 |
| ЭКОНОМИЯ затрат на топливо за 7 лет эксплуатации, тенге | | | | 340 200 000 000 |

| Показатели | Ед.изм | ДТ | КПГ |
|---|--------|---------------|----------------|
| Парк новых автобусов | ед. | 200 | 200 |
| Субсидия в год на весь парк | тенге | 5 908 320 763 | 4 115 545 902 |
| Годовая экономия по субсидиям | тенге | | 1 792 774 861 |
| Снижение нагрузки на бюджет РК за 5 лет | тенге | | 9 482 878 535 |
| Расходы на моторное топливо | тенге | 1 994 464 286 | 625 714 286 |
| Годовая экономия по моторному топливу | тенге | | 1 368 750 000 |
| Возврат инвестиций на закуп 200 газовых автобусов | тенге | | 7 240 000 000 |
| Окупаемость газовых автобусов | годы | | 5,3 |
| Возврат инвестиций на закуп 200 газовых автобусов | тенге | | 16 722 878 535 |

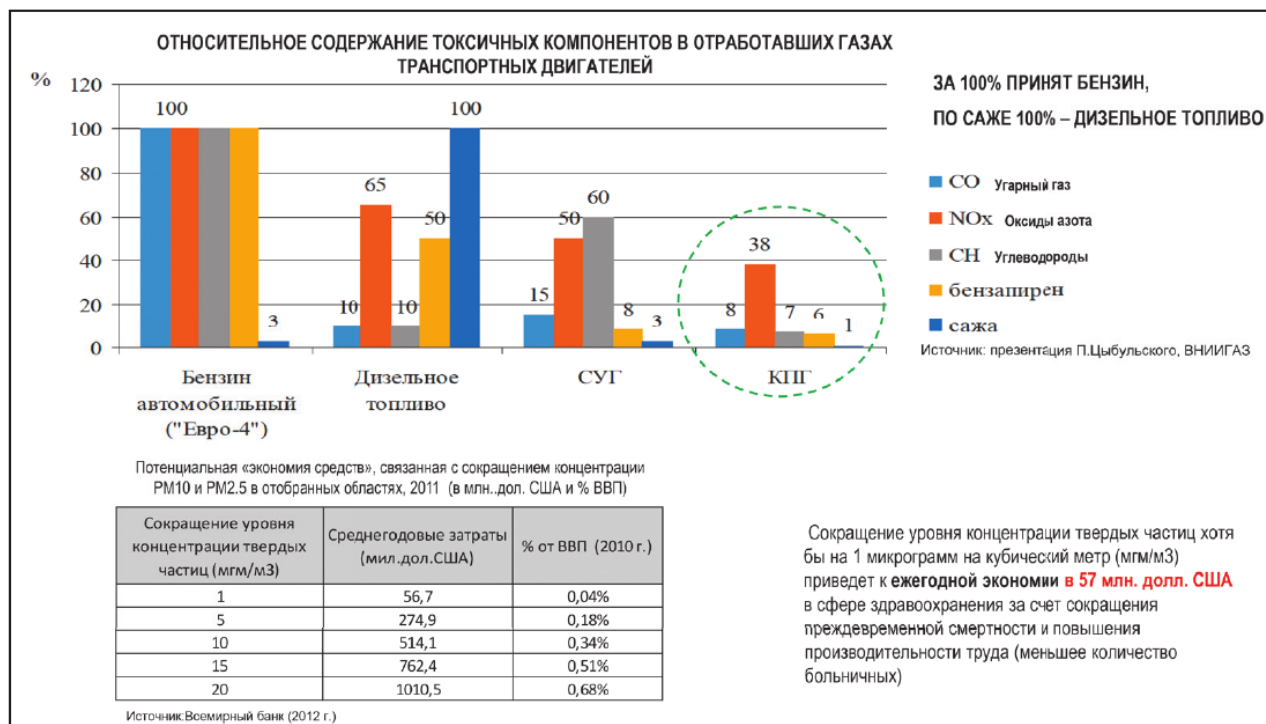


Рис. 1. Экологические преимущества природного газа

Просчитано, что при отнесении суммарных расходов по производству СПГ на заводе и транспортировке до КриоАЗС на стоимость выдачи СПГ на топливной колонке себестоимость КПГ соответствует расходам на электроэнергию насоса высокого давления (поз. 3 рис. 2). При этом сохраняется экономическая привлекательность СПГ по сравнению с дизтопливом, а стоимость КПГ будет дешевле, чем на АГНКС, где используется мощное компрессорное оборудование.

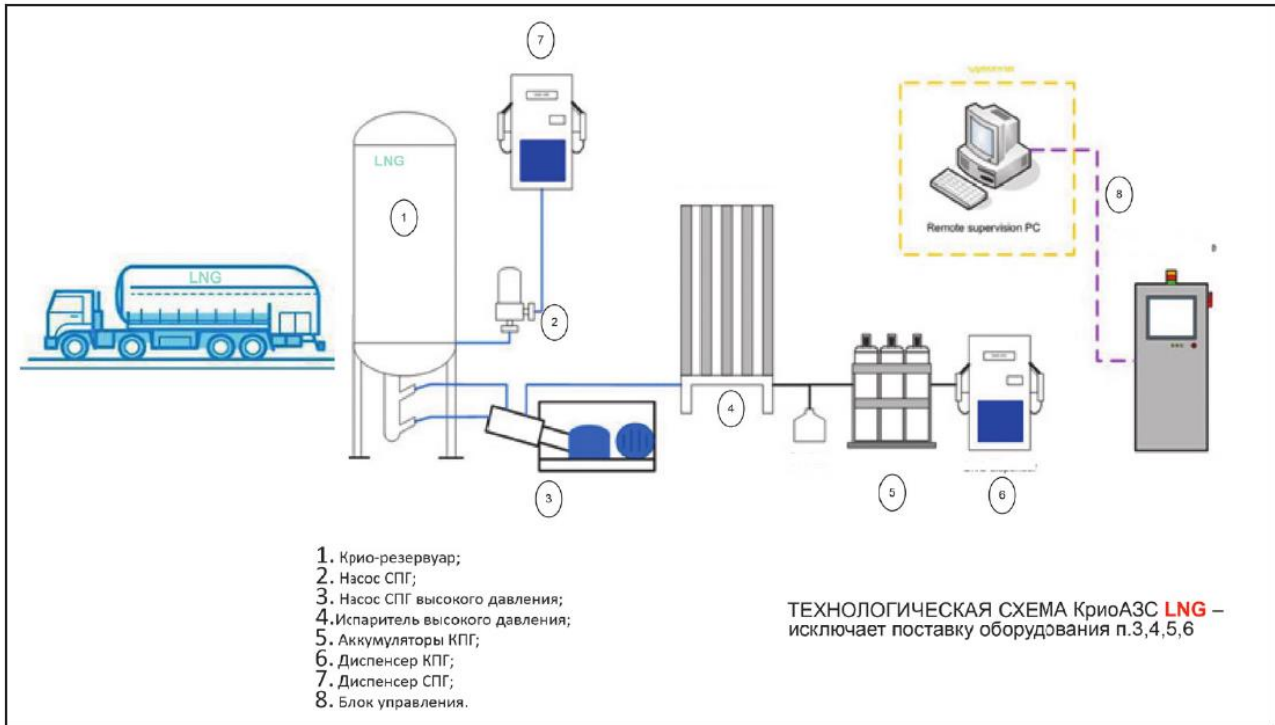


Рис. 2. Технология L-CNG (двухтопливная КриоАЗС)

Данную технологию планируется применить при создании инфраструктуры на МТМ Е–К.

Основания развития рынка ГМТ в РК

С учетом вышеперечисленных преимуществ природного газа как газомоторного топлива для развития рынка ГМТ в РК становятся руководящими документы странового и международного уровня, перечисленные ниже. В каждом из них предусмотрены индикаторы и рекомендации по переводу транспортного сектора на использование природного газа в качестве моторного топлива.

Зеленым цветом выделены те документы, которые отражают положительные экологические свойства природного газа как моторного топлива.

Красным цветом выделен основной документ «План мероприятий по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива на 2019-2022 годы», утвержденный Постановлением Правительства РК № 797 от 29.11.2018 (далее – План), по которому в настоящее время идет развитие рынка КПГ и СПГ в РК.

Необходимо отметить, что в октябре 2017 года подписан Меморандум между ПАО «Газпром», Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией (CNPC) и АО «НК «КазМунайГаз», по которому в рамках трехсторонних Совместной и Специальной рабочих групп активно ведется

работа по проектам развития производственно-сбытовой инфраструктуры на МТМ Е–К, в том числе: исследование прогноза интенсивности движения газомоторной техники, изучение соответствующих технологий и расчет мощности производственно-сбытовой инфраструктуры, необходимый объем инвестиций в строительство этих объектов и разработку и/или унификацию НТД.

- «Концепция развития газового сектора РК до 2030 года»;
- «План мероприятий по реализации Государственной программы инфраструктурного развития "Нұрлы жол" на 2015–2019 годы».
- «План мероприятий по реализации Концепции по переходу РК к «зеленой экономике» на 2013-2020 годы»;
- «Программа «зеленых» инвестиций: поддержка экологически чистого городского общественного транспорта в Казахстане». ОЭСР;
- «Стимулирование использования природного газа в транспортном секторе: концепция: NAMA для низкоуглеродного развития Казахстана», зарегистрирована в Секретариате Рамочной конвенции по изменению климата ООН в качестве национальной программы РК;
- Обзор политики развития сектора общественного транспорта в РК. Проект ПРООН-ГЭФ «Устойчивый транспорт г Алматы»
- Стратегия низкоуглеродного развития РК до 2050 года. ОНУВ
- Проект Европейской экономической комиссии ООН «Улучшение возможностей стран-членов ЕЭК ООН по декарбонизации транспортного сектора за счет увеличения использования природного газа в качестве моторного топлива».
- «План мероприятий по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива на 2019-2022 годы», утвержден Постановлением Правительства РК №797 от 29.11.2018г.
- «Комплексная программа (дорожная карта) по развитию автобусных перевозок на 2018–2020 годы» (замещена) на «Государственную программу развития туристской отрасли Республики Казахстан на 2019–2025 годы»;
- «Комплекс мер по развитию и стимулированию использования природного газа в качестве моторного топлива для транспортных средств государств-участников СНГ на период до 2025 года».
- «План мероприятий по реализации первого этапа (2021–2025 годы) Стратегии экономического развития СНГ на период до 2030 года»;
- Стратегический план Министерства индустрии и инфраструктурного развития РК на 2017–2021 годы.
- Меморандум о взаимопонимании по сотрудничеству в области развития производственно-сбытовой инфраструктуры природного газа в качестве моторного топлива на международном транспортном маршруте Европа-Китай, подписанный между ПАО Газпром, CNPC, АО НК КазМунайгаз 5 октября 2017г.

Стратегия развития сети АГНКС/КРИО АЗС и производства СПГ

Организационная структура стратегии развития рынка ГМТ с распределением ролей, ответственности и взаимодействия государственных органов, МИО, квазигоссектора и бизнеса представлена на рис. 3.

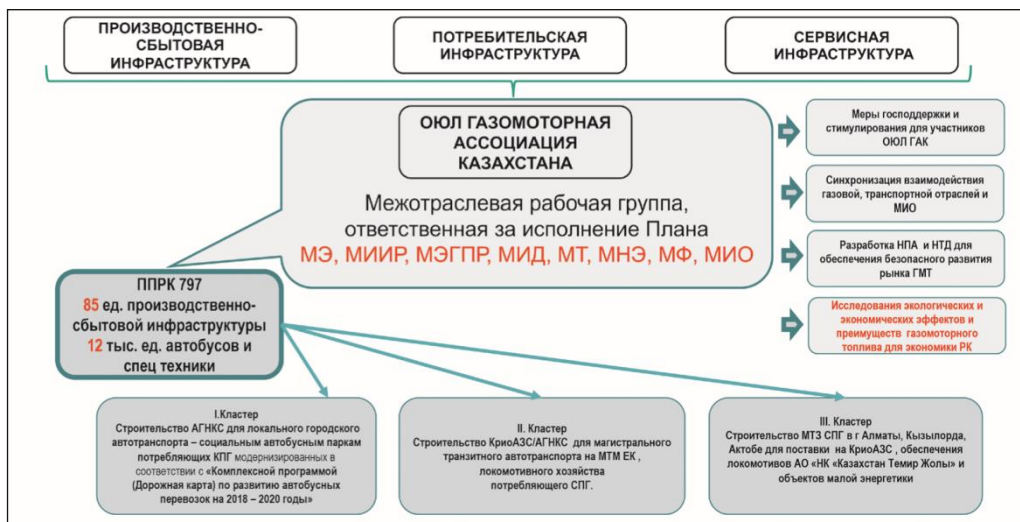


Рис. 3. Структура организационной стратегии рынка ГМТ

Планом предусмотрено строительство 85 объектов производственно-сбытовой инфраструктуры, госзаказ отечественному автопрому на производство и поставку автоперевозчикам

12 тыс. единиц автобусов с газовыми двигателями и спецтехники, а также создание государством соответствующих благоприятных условий для представителей бизнеса, непосредственно инвестирующих финансовые средства:

- в строительство Производственно-сбытовой инфраструктуры, которая является зоной компетенции и ответственности газовой отрасли;
- в развитие Потребительской инфраструктуры, к которой относятся транспорт и объекты малой энергетики, отчего эта зона компетенции и ответственности транспортной отрасли и МИО;
- в формирование Сервисной инфраструктуры, роль которой не ограничивается только услугами сервиса, но в значительной степени связана с обеспечением безопасной эксплуатации транспортных средств, потребляющих ГМТ, данный сектор отчасти относится к транспортной отрасли.

Необходимо отметить, что ответственным за исполнение мероприятий Плана является межотраслевая рабочая группа, утвержденная приказом МЭ РК (МРГ).

В ее состав входят уполномоченные и местные исполнительные органы, финансовые институты и заинтересованные организации, где интересы участников рынка ГМТ представляет ОЮЛ ГАК.

По рекомендации МЭ РК в настоящее время активизируется роль ОЮЛ ГАК, перед которой поставлены задачи по координации взаимодействия всех участников рынка ГМТ в РК. В настоящее время ГАК направлены предложения в канцелярию премьер-министра РК (КПМ) по разработке и внедрению мер господдержки и преференции для участников рынка ГМТ в РК, на которые получены соответствующие поручения. На основании поручений актуализируется состав МРГ, формируется Дорожная карта с мероприятиями по синхронизации и безопасному развитию рынка ГМТ, в которые включены необходимые научно-технические и экономические исследования, позволяющие определить эффекты для экономики РК от развития рынка ГМТ с целью обоснования уполномоченным органам принятия положительных решений в предоставлении необходимых, в том числе финансовых, стимулов в рамках мер господдержки. Концепцией, разработанной КТГО и ГАК, развитие рынка ГМТ предусматривает синхронизацию газовой и транспортной отраслей экономик [9] и разделено на три кластера.

По **первому кластеру**, в силу его социальной направленности, предусмотрена синхронизация Плана с «Комплексной программой (*Дорожная карта*) по развитию автобусных перевозок на 2018-2020 годы», где БРК Лизинг обеспечивает финансирование модернизации устаревших и изношенных автобусов. График строительства АГНКС синхронизирован с графиком производства и поставки отечественным автопромом автобусов на газовом топливе – АГНКС строится для якорного потребителя автобусного парка, который обеспечивает окупаемость инвестиций в строительство.

Дорожная карта модернизации автобусных парков в связи с завершением календарных сроков действия замещена на «Государственную программу развития туристской отрасли Республики Казахстан на 2019-2025 годы», где также предусмотрены финансовые средства для модернизации автобусных парков.

В целом данная синхронизация способствует окупаемости инвестиций и привлечению инвесторов, в том числе представителей МСБ. Строительство АГНКС в настоящее время в регионах ведут частные компании, привлеченные на условиях предоставления франшизы от ТОО «КазТрансГазӨнімдері», в том числе: ТОО «Akzhayik CNG», ТОО «Metan Gas», ТОО «SKYMAX TRADE», ТОО «АГНКС Казахстан», ТОО «AvtoGasServiceCompany».

Для развития второго и третьего кластеров существуют неопределенности по синхронизации развития производственно-сбытовой и потребительской инфраструктуры на МТМ Е–К.

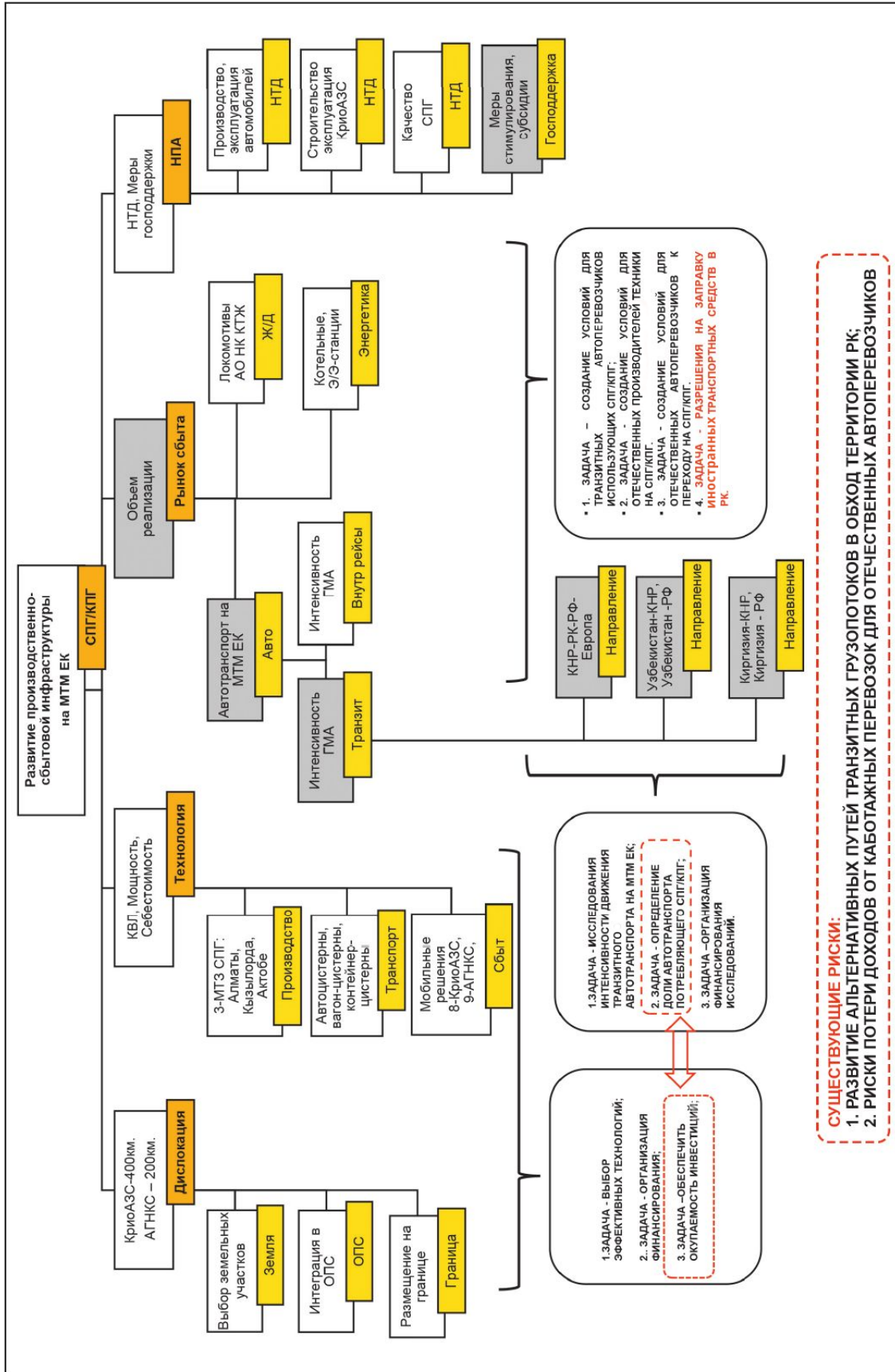


Рис. 4. Задачи по формированию производственно-сбытовой инфраструктуры на МТМ ЕК

Основные задачи по строительству производственно-сбытовой инфраструктуры на МТМ Е–К и риски

В данном разделе на рис. 4 представлен анализ основных задач и рисков при реализации проектов строительства производственно-сбытовой инфраструктуры на МТМ Е–К, разделенных на четыре основных блока.

Блок Дислокация – по результатам международного автопробега, проведенного в рамках Меморандума между ПАО «Газпром», CNPC и АО НК «КазМунайГаз» в сфере развития рынка ГМТ на МТМ «Европа–Китай» принято решение о целесообразности размещения газовых заправок по европейским стандартам: КриоАЗС с шагом 400 км, АГНКС с шагом 200 км на рис. 5.

В данном направлении между национальным оператором в сфере газа и газоснабжения АО «КазТрансГаз» и АО «НК «КазАвтоЖол», национальным оператором в сфере эксплуатации автодорог, заключен Меморандум, в рамках которого ведутся работы по отводу земельных участков на МТМ Е–К и других автомагистралях. Также предусматривается интеграция газозаправочной инфраструктуры в объекты придорожного сервиса. В этой связи при содействии АО «НК «КазАвтоЖол» ведутся соответствующие переговоры с владельцами объектов придорожного сервиса (ОПС) (Газэнерджи и Компас). Необходимо отметить, что АО «НК «КазАвтоЖол» разработал очень важную программу по развитию объектов придорожной инфраструктуры, где для инвесторов предусмотрены серьезные меры господдержки.

Блок Технология предусматривает выбор технологии производства транспортировки и реализации СПГ, критериями выбора являются объем капитальных вложений и себестоимость производства СПГ при соответствующей мощности, которая зависит от интенсивности движения газомоторных автомобилей (ГМА). Концепцией КТГО предусмотрено строительство 3 МТЗ в городах Алматы, Кызылорда и Актобе с учетом эффективного радиуса транспортировки СПГ 500 км. Для транспортировки СПГ предусматривается при каждом МТЗ сформировать парк КриоПАГзов, по укрупненным расчетам его численность для обеспечения МТМ Е–К составит 25-30 ед.

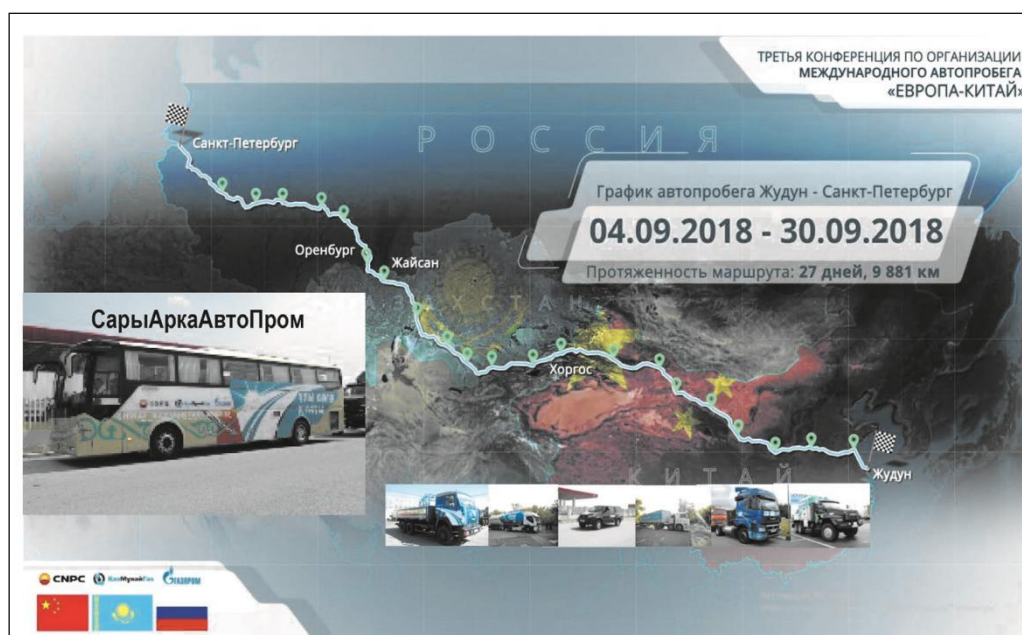


Рис. 5. Маршрут международного автопробега газомоторной техники

Для реализации СПГ и КПГ планируется построить 8 КриоАЗС по технологии L-CNG и 9 АГНКС с возможностью отбора газа с МГ, а также 4 заправок терминала для локомотивов АО НК КТЖ.

По блоку **Рынок сбыта** нами предусмотрено 3 ключевых направления, что диверсифицирует риски, обеспечивающих коммерческую реализацию СПГ и эффективную загрузку МТЗ, при этом не исключается возможность поставки СПГ на экспорт.

1. Направление СПГ-локомотивы. Совместно с АО НК «Казахстан Темир Жолы» реализуется проект по переводу локомотивов на газодизельный режим работы. Рабочей группой, в состав которой входит НИЦ КТП, в рамках Пилотного проекта предусмотрено обоснование соответствующей эффективности, по результатам Пилотного проекта определится годовой объем потребления СПГ.

2. Направление Малая энергетика – предусматривается газификация населения посредством виртуального трубопровода, а также котельных, объектов АПК (зерносушилки) и генерация электроэнергии. В данном направлении предполагается использовать концепцию компании “Global gas group” в г. Нур-Султан.

3. Основное направление – реализация СПГ для автотранспорта на МТМ Е–К, где якорным потребителем предусматривается транзитный грузовой автотранспорт по соответствующим направлениям. Кроме того, в рамках «Плана мероприятий по реализации первого этапа Стратегии экономического развития СНГ на период до 2030 года» узбекской стороной инициированы маршруты автобусных перевозок по МТМ Е–К. Руководству КТГО при встрече с вице-министром транспорта в г. Ташкент было озвучено, что газозаправочная инфраструктура в РК будет дополнительно загружена автотранспортом узбекских автоперевозчиков. Кроме того, на заседании Казахстанско-Татарстанской Рабочей группы по торгово-экономическому сотрудничеству Казахстанская сторона отметила свою готовность положительно рассмотреть вопрос открытия автобусных рейсов по маршрутам «Казань–Шымкент», «Казань–Актау» и возобновления маршрута «Казань–Уральск».

Кроме того, Союз международных автомобильных перевозчиков Республики Казахстан (КазАТО) в обращении в канцелярию премьер-министра заявил о готовности к переходу на СПГ при наличии газозаправочной инфраструктуры и о необходимости соответствующих научно-технических и экономических исследований [10].

С учетом вышесказанного по данному блоку необходимо решить следующие задачи:

1. Исследование интенсивности движения транзитного автотранспорта на МТМ Е–К.
2. Определение доли автотранспорта, потребляющего СПГ/КПГ.
3. Организация финансирования исследований.

От полученных результатов зависит возможность дальнейшего привлечения финансирования на проекты строительства производственно-сбытовой инфраструктуры на МТМ Е–К.

По блоку **НПА** – в рамках деятельности трехсторонних рабочих групп предусмотрены разработка некоторых нормативно-правовых актов и унификация нормативно-технических документов, направленных на решение задачи создания благоприятных условий для транзитных

автоперевозчиков, стимулов роста отечественным производителям техники на СПГ и отечественным автоперевозчикам, которые желают перейти на использование СПГ/КПГ, путем внесения изменений и корректировок в существующие документы, регулирующие движение международных автоперевозчиков.

Кроме того, одной из основных задач является разработка нормативно-правовых актов по разрешению (допуску) иностранным транспортным средствам заправляться на газовых заправках на территории РК, а отечественным международным перевозчикам – на территориях иностранных государств, необходимых для подтверждения безопасного состояния эксплуатируемого на транспорте газобаллонного оборудования.

Все вышеуказанные задачи должны решаться, принимая во внимание: риски развития альтернативных путей в обход территории Казахстана; риски потери доходов отечественными перевозчиками.

На представленном проекте карты дислокации проектируемых и существующих объектов ПСИ на МТМ Е–К (рис. 6) видно, что газификация транспортного сектора экономики РК на первом этапе предусматривается в газифицированных регионах РК. На следующих этапах газификации автодорог инфраструктура будет расширяться и по другим направлениям, указанным на данной карте с учетом возможностей уже существующего/действующего «виртуального газопровода».

Также предусмотрена дислокация малотоннажных заводов по производству СПГ и заправочных терминалов для локомотивного хозяйства АО НК КТЖ. Здесь определены основные расстояния от МТЗ до мест реализации СПГ, что позволит рассчитать себестоимость транспортировки.

Анализ документов, регулирующих транзитные потоки на МТМ Е–К и механизм формирования потоков газомоторной техники на МТМ Е–К.

Из предыдущих разделов следует, что для строительства газозаправочной инфраструктуры по территории Казахстана необходим поток газомоторной техники, т.е. нужен якорный потребитель СПГ. В силу отсутствия автомобилей, потребляющих СПГ у отечественных автоперевозчиков и перевозчиков РФ, им может стать на начальном этапе парк магистральных тягачей КНР, численность которого насчитывает порядка 330 тыс. ед. [11].

Для реализации потенциала якорного потребителя необходимо, чтобы открылись границы для его транзитного движения через территорию Казахстана.

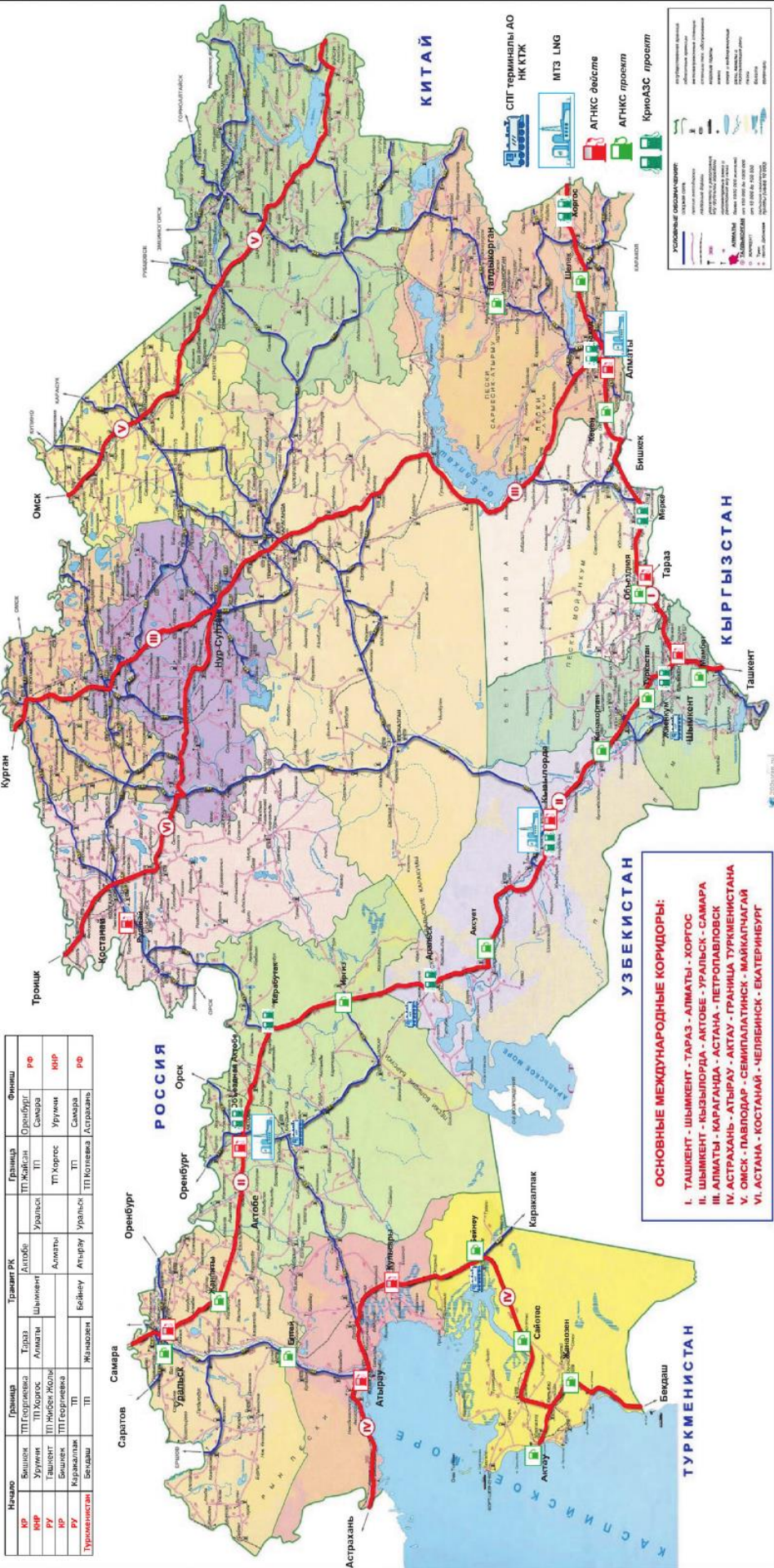
На рис. 7 представлены некоторые действующие международные документы и нормативно-правовые акты, регулирующие транзитные грузопотоки, и концепция механизма формирования газомоторного потока техники на МТМ Е–К. В настоящее время существует только паритетный обмен квотами на приграничное движение автотранспорта в рамках двусторонних межгосударственных договоров. Соглашением ШОС определены международные автотранспортные коридоры и сроки их запуска, однако они не задействованы как транзитные грузопотоки автотранспорта КНР через территорию РК. На таможенных приграничных переходах (как Хоргос) осуществляется перегрузка китайских товаров на автотранспорт отечественных, российских и других перевозчиков, имеющих разрешение РК на перевозку груза по территории страны.

КАРТА ДИСЛОКАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННО-СБЫТОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ В РК (1 этап в газифицированных регионах)
КАРТА АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

2008.11.04.11

Основные транзитные потоки

| Начало | Граница | Транзит РК | Граница | Финиш |
|--------------|------------|------------|-----------|-----------|
| КР | Бишкек | Тараз | Оренбург | Финиш |
| КР | Урумчи | Алматы | ТП Жайсан | Оренбург |
| РУ | Ташкент | Шымкент | Уральск | Самара |
| КР | Бишкек | Алматы | ТП Ургенч | Урумчи |
| РУ | Каракалпак | Бойкен | ТП Самар | Самара |
| ТУРКМЕНИСТАН | Бейнеу | Жаңалық | ТП Коллея | Астрахань |



ОСНОВНЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ КОРРИДОРЫ:

- I. ТАШКЕНТ - ШЫМКЕНТ - ТАРАЗ - АЛМАТЫ - ХОРГОС
- II. ШЫМКЕНТ - БИШКЕК - АКТӨБЕ - УРАЛСЬК - САМАРА
- III. АЛМАТЫ - КАРАГАНДА - АСТАНА - ПЕТРОПАВЛОВСК
- IV. АСТРАХАНЬ - АТЫРАУ - АҚТАУ - ГРАНИЦА ТҮРКМЕНИСТАНА
- V. ОМСК - ПАВЛОДАР - СЕМИПАЛАТИНСК - МАЙМАҚТАҒАЙ
- VI. АСТАНА - КОСТАНАЙ - ЧЕЛЯБИНСК - ЕКАТЕРИНБУРГ

Рис. 6. Карта дислокации производственно-сбытовой инфраструктуры в РК

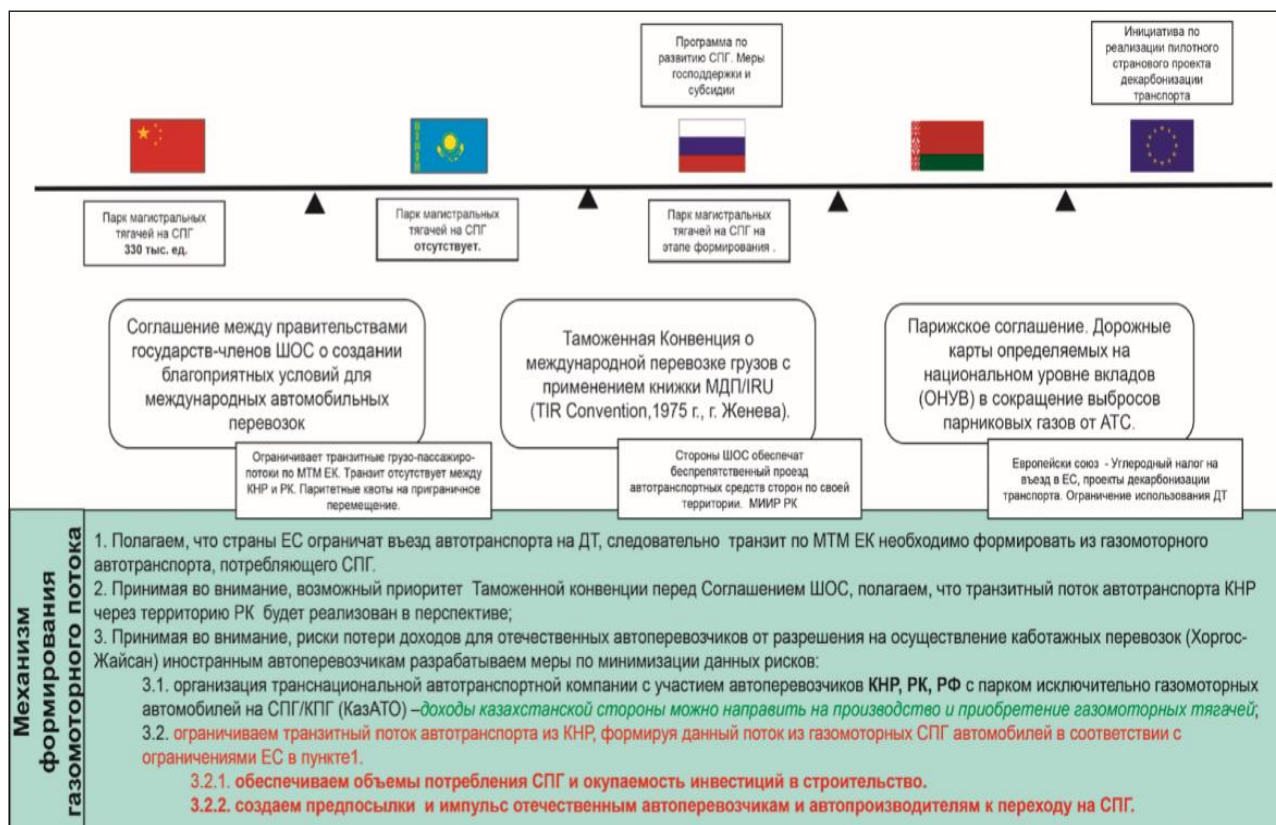


Рис. 7. Механизм формирования транзитного потока газомоторной техники на СПГ

При этом на направленный запрос в Департамент развития транзита и транспортной логистики МИИР РК был получен ответ о том, что в рамках действия Таможенной конвенции страны ШОС обеспечат беспрепятственный проезд автотранспортных средств сторон по своей территории.

Необходимо учесть, что политика стран Европейского союза предусматривает ужесточение требований к использованию дизтоплива на транспорте вплоть до ограничения на их въезд на территорию ЕС, в связи с принятием обязательств по Парижскому соглашению 2015 года.

Реализация вышеуказанной концепции «механизма формирования газомоторного потока» должна обеспечивать минимальные объемы потребления СПГ для окупаемости инвестиций в строительство газовых заправок, но необходимо провести аналитические исследования НПА, решить определенные задачи по подготовке рекомендаций по внесению в них соответствующих изменений и обосновать их эффективность математическими методами расчета (рис. 8).

Особенности транзитного потока из сопредельных Казахстану стран предполагают однозначное участие в данных исследованиях отраслевых НИИ КНР и РФ и/или консалтинговых компаний, имеющих опыт и международный авторитет в данной области. Это необходимо для согласования и подтверждения потоков газомоторной техники, обеспечения объективности и высокого качества исследований для международных финансовых институтов. Планируется привлечение к данной работе от казахстанской стороны авторитетных научных коллективов в лице НИИ Транспорта и Коммуникации, Казахского национального исследовательского

технического университета им. К. И. Сатпаева и Национального Исследовательского центра комплексных транспортных проблем.

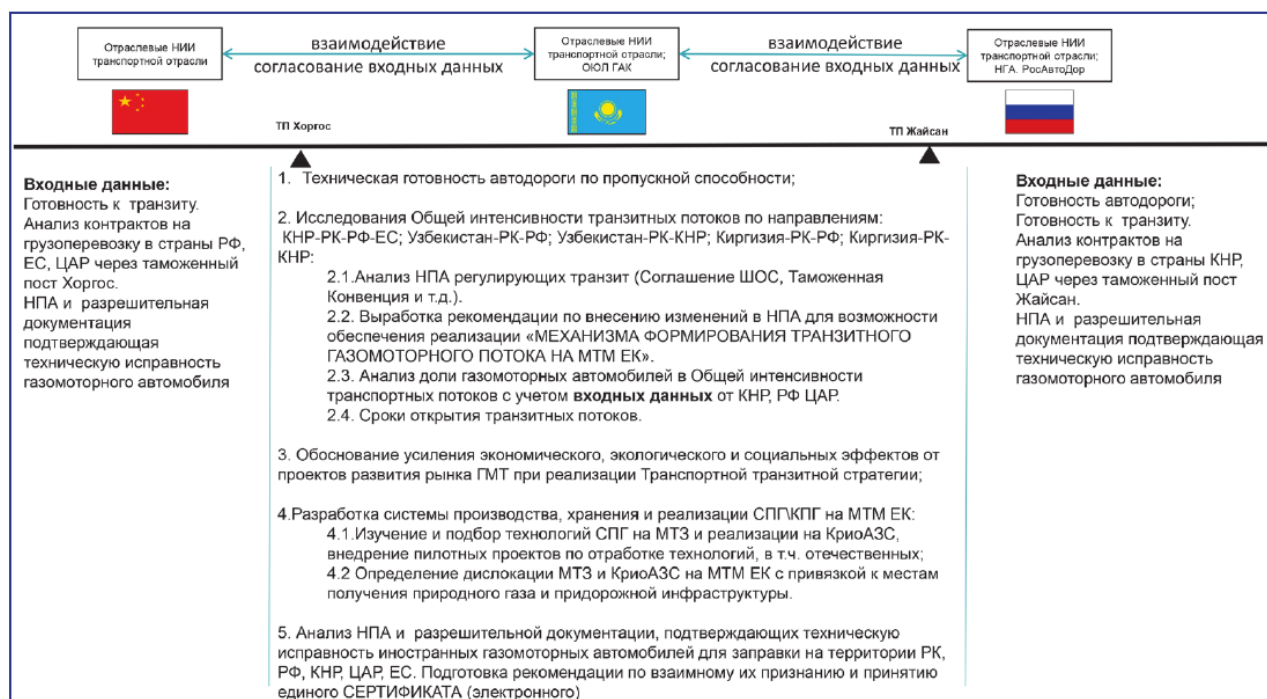


Рис. 8. Задачи и направления исследования

Для проведения вышеуказанных совместных исследований и обеспечения взаимодействия между институтами необходимо сформировать компетентную и авторитетную организационную структуру международного уровня.

В связи с этим казахстанской стороной в соответствии с положениями 3-стороннего Меморандума на очередном заседании Совместной рабочей группы в декабре 2020 года предложено российской и китайской сторонам сформировать Дорожную карту по реализации полномасштабного международного проекта строительства производственно-сбытовой инфраструктуры природного газа в качестве моторного топлива по территории РК, привлечь для проведения совместных исследований интенсивности движения транзитной техники отраслевые институты по аналогии с проектом «Модальное шоссе» МДП/IRU [12], где также были предусмотрены инициативы о необходимых институциональных преобразованиях в сфере международных перевозок и процедур пересечения границ, в котором участвовал НИИ ТК, с условием предоставления инвестиционных преференций участникам проекта в соответствии с Предпринимательским кодексом РК (рис. 9).

Необходимо также отметить, что ОЮЛ «Газомоторная ассоциация Казахстана» на заседании комиссии ЕЭК ООН в рамках Проекта Европейской экономической комиссии ООН «Улучшение возможностей стран – членов ЕЭК ООН по декарбонизации транспортного сектора за счет увеличения использования природного газа в качестве моторного топлива» предложена возможность реализации «Пилотного проекта» по территории РК.



Рис. 9. Предложения Казахстанской стороны

Эффекты от развития рынка газомоторного топлива в РК

Эффективность Транспортной транзитной стратегии [13] подтверждена строительством самой автомагистрали, которая обеспечит скорость транспортировки грузов 10 суток по сравнению с другими направлениями (*Транссибирская магистраль – 14 суток, и морской путь через Суэцкий канал – 45 суток*), и будет сопровождаться увеличением валового регионального продукта от развития МСБ вдоль дороги (рис. 10).



Рис. 10. Эффекты от развития рынка газомоторного топлива

Но снижение транспортных расходов при замещении ДТ экономичным сжиженным природным газом способствует усилению данного эффекта – увеличению привлекательности для транзитных международных и отечественных автоперевозчиков. При этом экологичность природного газа способствует снижению заболеваемости населения вдоль данной автомагистрали, а также обеспечивает реальное снижение парникового эффекта.

ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

1. Создание производственно-сбытовой инфраструктуры на Международном транспортном маршруте «Европа–Китай» для обеспечения транзитного и местного автотранспорта экономичными сжиженным и компримированным природным газом способствует усилению эффектов при реализации Транспортной транзитной стратегии РК в части увеличения объема транзитных грузоперевозок и торгового взаимодействия Казахстана с другими странами, снижения себестоимости транспортировки грузов, роста экономического развития регионов и уменьшения экологической нагрузки населенных пунктов вдоль автомагистралей, повышения авторитета страны в связи с реализацией стратегии низкоуглеродного развития транспортного сектора РК.

2. Реализация проектов развития рынка ГМТ в РК всесторонне, географически и концептуально соответствует и гармонизирует инициативе «Один пояс – один путь», Плану сотрудничества по сопряжению Новой экономической политики «Нұрлы Жол» и строительства «Экономического пояса Шелкового пути».

В связи с вышеуказанным считаем чрезвычайно актуальным и важным для развития рынка ГМТ в Казахстане, укрепления международного сотрудничества и конкурентоспособности нашего государства, подтверждение указанных возможных социальных, экономических, экологических и других эффектов, достигаемых благодаря газификации транспорта, путем организации соответствующих научных исследований с привлечением финансирования из авторитетных международных институтов развития, поддерживающих инфраструктурные проекты, сокращающие углеродную составляющую, как, например:

- фонда Великого Шелкового пути,
- Глобального экологического фонда,
- Зеленого климатического фонда.

Эта финансовая поддержка будет направлена на проведение научных исследований для:

- изучения интенсивности движения автотранспорта по МТМ Е–К, в том числе для определения доли автотранспорта, потребляющего природный газ в качестве моторного топлива;
- анализа и подготовки предложений по внесению изменений и дополнений в действующие НПА и разрешительную документацию по формированию потока газомоторных автомобилей по МТМ Е–К;
- обоснования усиления экономического, экологического и социальных эффектов от осуществления проектов развития рынка ГМТ на экономику РК, в том числе при реализации транспортной транзитной стратегии;
- реализации возможности трансфера новых инновационных технологий сжижения, хранения, транспортировки и выдачи СПГ для создания устойчивой инфраструктуры обеспечения топливом транзитного и отечественного автотранспорта на МТМ Е–К;

- осуществления возможности установки региональных экологических индикаторов для верификации вредных выбросов и парниковых газов от транспортного сектора экономики РК и предоставления отчетности в уполномоченные органы РК по изменению климата.

Литература

1. Транспортная стратегия РК до 2020 года (Постановление Правительства Республики Казахстан от 31 января 2005 г. № 75). [Transportnaya strategiya Respubliki Kazahstan a (Postanovlenie Pravitel'stva Respubliki Kazahstan ot 31 yanvorya 2005, № 75)]
2. Концепция по развитию газового сектора РК до 2030 года (Утверждена постановлением Правительства Республики Казахстан от 5 декабря 2014 г. № 1275). [Contseptsii po razvitiyu gazovogo sektora RK do 2030 goda (Utverzhdena postanovleniem Pravitel'stva Respubliki Kazahstan ot 5 dekabrya, 2014 № 1275)]
3. Абыкаев Н.А. Первый вице-президент Международной академии наук Шелкового пути. Форум мэров городов стран Шелкового пути Global Silk road «Вечерняя Астана» 05.07.2018. [Abykaev N.A. Pervyy vise-prezident Mezhdunarodnoy akademii nauk Shelkovogo puti. Forum merov gorodov stran Shelkovogo puti Global Silk road Vechernyy Astana 05.07.2018]
4. Надиров Н.К. Будущее рационального использования всех видов природного газа // Нефть и газ. 2018. № 3. С. 94-97. [Nadirov N.K. Budushee ratsional'nogo ispol'zovaniy vsexh vidov prirodnoy gaza // Neft` i gaz. 2018. No. 3. P. 94-97]
5. Автайкина Э.Э. Инновации в газовой отрасли. Газомоторное топливо – инновационное направление для российской экономики // NovaInfo.Ru. 2014. № 26. [Avtaykina E.E. Innovatsii v gazovoy otrasli. Gazamotornoe toplivo – innovatsionnoe napravlenie dly rossiyckoy ekonomiki // NovaInfo.Ru. 2014. No. 26.]
6. Отчет на тему «На пути к экологической чистой промышленности и улучшенному мониторингу качества воздуха в Казахстане» / Всемирный банк и Министерство окружающей среды и водных ресурсов Казахстана. 2013 г. [Otchet na temu «Na puti k ekologicheskoy chistoy promyshlennosti i uluchshennomu monitoring kachestva vozdukha v Kazahstane» / Vsemirnyy bank i Ministerstvo okruzhayushcheyu sredy i vodnykh resursov Kazahstana. 2013 g.]
7. Экологическая эффективность производства и использования природного газа на основе оценки полного жизненного цикла / О.Е. Аксютин, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ), А.Г. Ишков, ПАО «Газпром», К.В. Романов, ПАО «Газпром», Н.Б. Пыстина, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, РФ), Г.С. Аكوпова, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Е.В. Косолапова, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, РФ). [Ekologicheskuyu effektivnost' proizvodstva i ispol'zovaniy prirodnoy gaza na osnove otsenki polnogo zhiznennogo tsikla / O.E. Aksytin, PAO «GazProm» (Sankt-Peterburg, RF), A.G. Ishkov, PAO «GazProm», K.V. Romanov, PAO «GazProm», N.B. Pystina, OOO «GazProm VNIIGAZ» (Moscv, RF), G.S. Acopova, «GazProm VNIIGAZ» (Moscv, RF).]
8. Финько В.В., Финько В.Е., Мерпейсов Т.Х. Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции для одновременной заправки сжатым и сжиженным природным газом // Нефть и газ. 2017. № 2. С. 146-153. [Fin'ko V.V., Fin'ko V.E., Merpeisov T.Kh. Avtomobl'nye kompressornyye stantsii dly odnovremennoy zapravki szhatyim i szhizhennym prirodnyim gazom // Neft` i gaz. 2017. № 2. S. 146-153.]

gazonapolnitel'nye kompressornye stantsii dlya odnovremennoy zapravki szhatym b szhizhennym prirodnym gazom // Neft' i gaz. 2017. No. 2. P. 146-153.]

9. Арыстанбаев Т.С., Аширов А.С., Климов П.В. Шелковый путь – экологичный транспорт // Нефть и газ. 2018. № 6. С. 103-116. [Arystanbaev T.S., Ashirov A.S., Kalimov P.V. Shelkovyy put' – ekologichnyy transport // Neft' i gaz. 2018. No. 6. P. 103-116.]

10. Письмо исх. № 81 от 31.01.2020 г. Союза международных автомобильных перевозчиков Республики Казахстан (КазАТО) «О мерах по расширению применения природного газа» в Канцелярию Премьер-Министра РК вх. № 434 от 03.02.2020 г. [Pis'mo iskh. No. 81 ot 31.01.2020 g. Soyuza mezhdunarodnykh avtomobl'nykh perevozhnikov Respubliki Kazahstan (KazATO) «O merakh po rasshireniyu primeneniya prirodnogo gaza» v Kantselyariyu Prem'er-Ministra RK vkh. No. 434 ot 03.02.2020.]

11. Протокол третьего совещания по реализации трехстороннего Меморандума и организации автопробега газомоторной техники по международному транспортному маршруту «Европа–Китай» ПАО Газпром, Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией (CNPC) и АО НК КазМунайГаз от 10-12.07.2018. Алматы, РК. [Protokol tret'ego soveshchaniya po realizatsii thekhsidoronnoego Memoranduma I organizatsii avtoprobege gazamatornoy tekhniki po mezhdunarodnomu transportnomu marshrutu «Evropa–Kitay» PAO «GazProm» Kitayskay Natsional'noy Neftegazovoy Korporatsiey (CNPC) I PAO i AO NK KazMunayGaz jn 10-12.07.2018. Almaty, RK]

12. Отчет Международного союза автомобильного транспорта (IRU) по инициативе «Модельное шоссе» (МНИ). [Otchet mezhdunarodnogo soyuza avtomobl'nogo transporta (IRU) po initsiative «Model'noe shosse» (MNI)]

13. Экономические и социальные эффекты от реализации проекта. Значение проекта «Западная Европа–Западный Китай» в развитии регионов Казахстана. Источник: официальный сайт проекта: URL: <http://www.europe-china.kz/info/86> [Economicheskie i sotsial'nye effecty ot realizatsii proekta. Znachenie proekta «Zapadnaya Evropa–Zapadnyy Kitay» v razvitii regionov Kazahstana. Istochnik: ofitsiak'nyy sayt proekta: URL: <http://www.europe-china.kz/info/86>]

Michael Kranhold

Dipl. Eng., MBA, Berlin, Germany

Co-author data: Polina Sokolnikova

M.Sc., Berlin, Germany

RES Generation in the 50Hertz Grid Area: Installed Capacities and Feed-in

Over the past two decades, the proportion of renewable energy (RE) within the German grid has experienced rapid growth (Figure 1). The German government has implemented various support mechanisms, including the Renewable Energy Sources Act (EEG), to foster the expansion of renewable energies. In 2010, RE accounted for 16.9 percent of the energy mix. A decade later, this figure surged by approximately 30 percent, as depicted in Figure 2. The ambitious target for 2030 is to elevate the RE share to at least 65 percent (50Hertz Transmission GmbH, 2023).

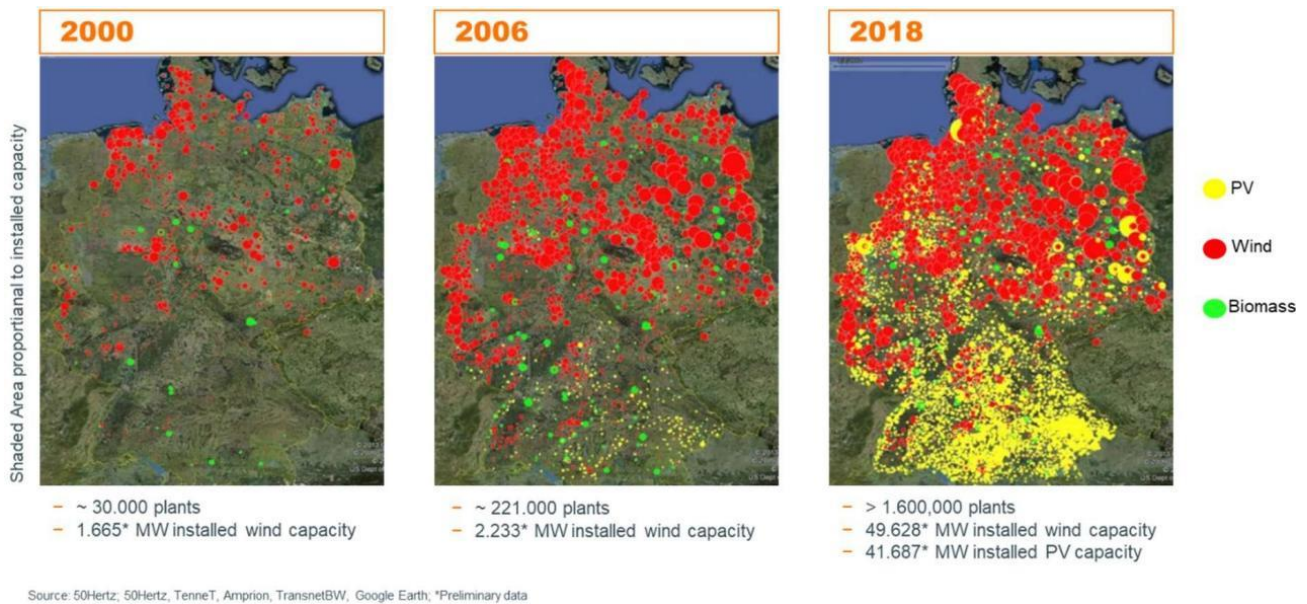


Fig. 1. RES development in Germany

In pursuit of the ambitious European energy policy goal outlined in the European Green Deal – a climate-neutral continent by 2050 – European Transmission System Operators (TSOs) engage in close collaboration. Each TSO plays a vital role by establishing individual objectives to contribute to the energy transition. 50Hertz has taken a proactive step by introducing the “From 60 to 100 by 2032 – New Energy for a Strong Economy” initiative. This initiative aims to create optimal electrical energy supply conditions for industrial customers, emphasizing sustainable energy sources. Within the 50Hertz grid area, renewable energy (RE) already holds a substantial share, approximately 62 percent. Remarkably, around 36 percent of the installed wind power in Germany, equivalent to approximately 18,346 MW onshore and 1,068 MW offshore, is integrated into the 50Hertz grid. This represents a significant contribution to Germany's renewable energy capacity (50Hertz Transmission GmbH, 2023).

The successful execution of the Energy Transition in Germany necessitates a comprehensive framework comprising:

1. Political Will: A resolute commitment from governmental authorities to drive the transition.
2. Public Acceptance (financial and environmental): Ensuring that the public not only supports the initiative financially but also embraces its environmental implications.
3. Shutdown of “Old” Industries (conventional power): The phased decommissioning of traditional power industries to make way for cleaner alternatives.
4. Drastic Growth in Renewable Sources: The expansion of renewable energy sources on a substantial scale.
5. New Smart Grids (Transmission System Operators & Distribution System Operators in Cooperation): The development of intelligent, interconnected grids facilitated by collaborative efforts between Transmission System Operators (TSOs) and Distribution System Operators (DSOs).

6. Flexibilities, Storage, Secured Power: Implementing measures to enhance grid flexibility, energy storage solutions, and the overall security of power supply.
7. New Sources for Voltage Control & Inertia: The integration of novel sources to manage voltage levels and ensure grid stability.
8. Engineers & Hardware: A workforce equipped with the necessary skills and hardware for the transition.
9. Financial Resources: Adequate financial investments to support the transition's infrastructure and initiatives.

The journey of Energiewende in Germany, initiated in 2011, continues to be a noteworthy example of a nation's commitment to transforming its energy landscape (50Hertz Transmission GmbH, 2023).

50Hertz at a Glance

50Hertz operates as one of Germany's four Transmission System Operators (TSOs) with a jurisdiction covering the northern and eastern regions, encompassing Berlin, Brandenburg, Hamburg, Mecklenburg-Western Pomerania, Saxony, Saxony-Anhalt, and Thuringia. This TSO is responsible for managing the extra high voltage grid, specifically at 220 kV and 380 kV levels, with a grid length extending approximately 10,200 kilometers. The company's dedicated team of 1,200 employees ensures a reliable electricity supply to about 18 million people (50Hertz Transmission GmbH, 2021). The 50Hertz grid area shouldered a substantial load, with a peak demand reaching around 16 GW, roughly equivalent to 20 percent of Germany's overall electrical load. Key responsibilities of the company include upholding the stability of the electrical energy supply, fostering the integration of renewable energies, facilitating efficient electricity market operations, realizing the development of the grid of the future, and actively participating in the interconnected European grid (50Hertz Transmission GmbH, 2021).

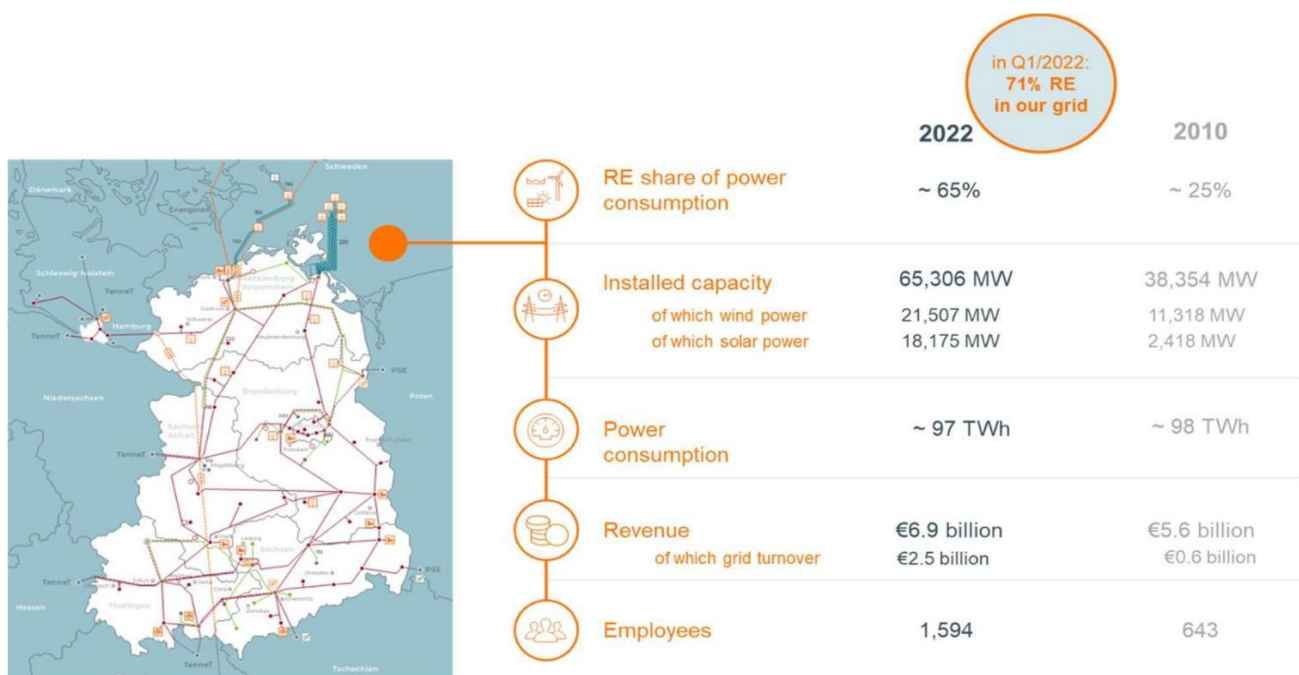


Fig. 2. 50Hertz at a glance

As an integral part of the European energy network, the 50Hertz transmission grid maintains robust connections with neighboring international Transmission System Operators (TSOs) in Poland (PSE), the Czech Republic (ČEPS), and Denmark (Energinet.dk). This close cooperation with international partners aligns with 50Hertz's commitment to advancing the European objective of establishing a cohesive internal electricity market. 50Hertz actively engages in a multitude of projects designed to foster the expansion of national electricity markets throughout Europe and promote cross-border electricity trading. These initiatives contribute to a more dynamic, efficient, and environmentally sustainable energy exchange. Leveraging the interconnections between countries simplifies the task of balancing fluctuations in renewable energy (RE) generation, enhancing the resilience and stability of the energy system (50Hertz Transmission GmbH, 2021).

Status of the Energy Transition

The share of renewable energy in the 50Hertz power grid will continue to grow steadily (s. Figure 3). However, this increase can gain even greater momentum and be accelerated. On the one hand, through improved dialogue with local stakeholders and, on the other hand, by effectively tapping into existing – and as of yet “undeclared” – renewable potential in wind and photovoltaics within the 50Hertz network area. This is how we are committed to achieving 100 percent renewable energy in the power grid by 2032 (50Hertz Transmission GmbH, 2023).

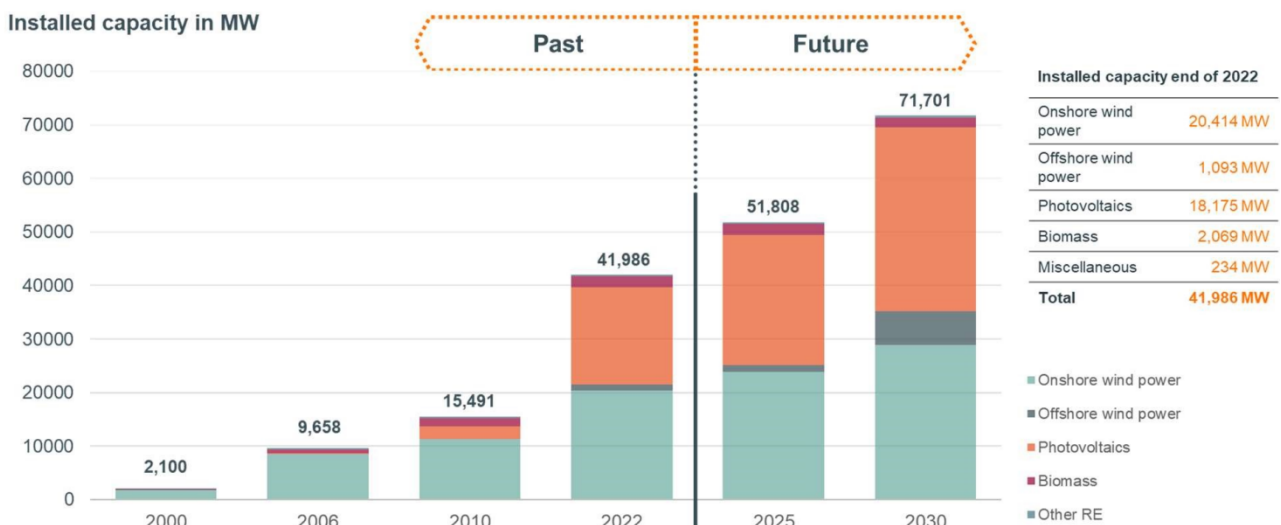


Fig. 3. North-eastern Germany as a ‘green power plant’ of the energy transition

Wind energy dominates renewable electricity generation in Germany. In 2022, approximately 37.4 terawatt-hours (TWh) of wind energy were fed into the 50 Hertz network area, with 33.8 TWh coming from onshore and 3.6 TWh from offshore installations. Within the 50Hertz network area, there is 20,414 MW of installed onshore wind power capacity and 1,093 MW of installed offshore wind power capacity, which feeds into the medium and high-voltage grids of regional distribution network operators as well as into the high-voltage grid of the transmission network operator 50Hertz. Unlike conventional power plants or renewable biomass facilities, electricity generation from wind energy is subject to significant weather-related fluctuations, meaning it often doesn't align with the

current demand for electricity. The amount of electricity produced by wind turbines varies depending on wind conditions and is often located in sparsely populated areas with relatively low electricity demand (50Hertz Transmission GmbH, 2023).

After wind energy, photovoltaics (PV) has the second-largest share in renewable electricity generation in Germany. In 2022, approximately 18 terawatt-hours (TWh) of electricity were fed into the 50Hertz network area from photovoltaics. Within the 50Hertz network area, there is a significant number of PV installations, including the largest number of open-field PV systems nationwide. However, local consumers cannot necessarily always directly use the electricity generated during sunny hours. Therefore, depending on weather conditions and the time of day, varying amounts of surplus “green energy” are fed into our transmission grid and transported to the major industrial and consumer centers in southern and western Germany. Currently, the share of PV in Germany's electricity mix is about six percent, with a growing trend. Unlike conventional power plants, electricity generation from photovoltaic systems is subject to fluctuations. This means that the electric energy provided by solar panels rarely matches the current demand, and the electricity needs to be transported to where it's needed. Furthermore, under the Renewable Energy Act (EEG), operators of German energy supply grids are obliged to prioritize the inclusion of all renewably generated electricity into the grid. To balance supply and demand, grid operators must compensate for weather-related fluctuations. 50Hertz plays a role in maintaining this balance (50Hertz Transmission GmbH, 2023).

Our Strategic Orientation

The power grids – and by that, we mean both distribution and transmission grids – are increasingly evolving into central infrastructure for climate protection. They not only need to be optimized, reinforced, and expanded to accommodate and transport the rising share of electricity from fluctuating renewable energy sources but also serve as the central interface for energy applications that have predominantly relied on fossil fuels: in the transportation and heating sectors, as well as in industrial processes (50Hertz Transmission GmbH, 2023).

The economy of tomorrow needs green energy – for decarbonizing industrial processes and thus for climate-neutral economic activity. Power grids are the key to this because they safely transport renewable energy from producers to major consumers, 365 days a year, around the clock. This means that the faster a region achieves the goal of a predominantly sustainable energy source-based power supply, the more attractive it becomes as an industrial location. By the year 2032, the entire electricity consumption in the 50Hertz network area – which includes Eastern Germany and Hamburg – should be 100 percent covered by renewable energy sources throughout the year. We see the future in the secure integration of these high proportions of volatile renewable energies into our network, system, and market – for 50 Hertz and for industrial enterprises in our network area (50Hertz Transmission GmbH, 2023).

Harmonizing industrial policy with climate protection is our mission. Here's what we are committed to:

1. We actively promote the growth of renewable energy (RE) within our grid area.
2. We strive to lead in technology, facilitating the integration of RE on an unprecedented scale.
3. We work on enhancing transmission capacities through grid development and maximizing the use of our existing grid infrastructure.
4. We foster and fortify an industrial foundation, offering green energy supply as a strategic advantage.

5. We provide reliable guidance to a diverse range of stakeholders, including politicians, industry leaders, and non-governmental organizations.

6. We take on a significant role as advocates and enablers of the energy transition, always with society's best interests at heart.

Actual Power Grids for Climate Protection

Due to the growing importance of electrification of transport and heating sectors, as well as industrial processes, the power grid becoming the central part of the energy system. That is why, 50Hertz invests a lot in the grid expansion and different support mechanisms for the grid, to integrate as much RE into the grid as possible. In the Figure 4 you can see the 50Hertz offshore and onshore circuit lengths. In 2022, the transmission grid length of 50Hertz was over 10,500 km (50Hertz Transmission GmbH, 2023). (50Hertz Transmission GmbH, 2021).

50Hertz offshore circuit lengths in 2022*

| | |
|---------------------------------|--------|
| 220-kV-AC-Kabel undersea cables | 290 km |
| 150-kV-AC-Kabel undersea cables | 290 km |

50Hertz onshore circuit lengths in 2022*

| | |
|--------------------------|----------|
| 380-kV-AC-overhead lines | 7,480 km |
| 220-kV-AC-overhead lines | 2,370 km |
| 380-kV-AC-cables | 55 km |
| 400-kV-DC-cables | 15 km |
| 220-kV-AC-cables | 3 km |







Fig. 4. Our transmission system

Grid Development Plan (GDP) 2037/2045 (2023)

Since 2012, the process of expanding and transforming the grid has been defined through a three-phase procedure, as mandated by the Energy Industry Act (EnWG) of 2011. Under this framework, the four transmission system operators, namely 50 Hertz, Amprion, TenneT, and TransnetBW, annually formulate a Grid Development Plan (GDP). This plan identifies the necessary high voltage grid conversions as determined by these transmission system operators. It is subjected to evaluation by the relevant authorities and receives validation from the Federal Network Agency. Ultimately, the confirmed grid development plan is integrated into the federal requirement plan by the German Federal Parliament (50Hertz Transmission GmbH, 2023).

The approved scenario framework represents a significant shift towards a climate-neutral energy system by 2045, marking a historic milestone. It envisions three distinct scenarios for both 2037 and 2045. The electricity sector takes center stage in driving decarbonization by electrifying various applications across different sectors. These scenarios vary in their hydrogen demand and efficiency

assumptions, with the gross electricity consumption projected to double by 2045 compared to current levels. Electrification emerges as the most efficient means to replace fossil fuels, and expanding the hydrogen infrastructure, targeting 50-80 GW of domestic electrolysis capacity by 2045, stands as a crucial building block in this transition. Additionally, consumers show a strong willingness to align their electricity usage with market supply and demand, enhancing flexibility. Wind energy and photovoltaics play pivotal roles as central power generation technologies, with renewable energy sources capacities expected to surge to 640-700 GW by 2045. Notably, the use of natural gas as a fuel in gas-fired power plants will be entirely supplanted by hydrogen no later than 2045, reinforcing the commitment to clean energy. To support the integration of renewable energies, storage technologies are set to contribute over 100 GW of capacity. The vision extends beyond national borders, emphasizing the critical importance of Europe-wide balancing between electricity generation and consumption. The Distributed Energy scenario from TYNDP serves as a foundational blueprint for foreign countries and pricing mechanisms, fostering collaboration. Moreover, a flow-based market coupling approach is slated for implementation in 2037, ensuring efficient management of electricity generation and consumption across the continent (Informations- und Dialogveranstaltung zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023), 2022). In the Figure 5 you can see the main scenario framework (50Hertz Transmission GmbH, 2023).

| Key figures | | Today | NEP 2035 (2021) C 2035 | NEP 2037/2045 (2023) B 2037 B 2045 | |
|---------------|---|-------|------------------------------|--|-------|
| Load |  Gross electricity consumption [TWh] ▪ Doubling of electricity consumption by 2045 compared to today | 533 | 700 | 961 | 1.106 |
| |  Onshore Wind [GW] ▪ Significant increase already assumed until 2037 | 56 | 91 | 158 | 160 |
| RES |  Offshore Wind [GW] ▪ Further expansion also necessary after 2037 | 8 | 34 | 58 | 70 |
| |  Photovoltaik [GW] ▪ A strong increase in expansion rates compared to the expansion realised in the past is necessary. | 59 | 120 | 345 | 400 |
| Flexibilities |  Batterystorage [GW] ▪ Strong expansion of small PV storage systems and large battery storage systems assumed, significant growth also after 2037 | 1,8 | 21 | 91 | 141 |
| |  Electrolysers [GW] ▪ Comprehensive hydrogen infrastructure already assumed by 2037 ▪ Nearly doubling of installed capacity between 2037 and 2045 | <0,1 | 8,5 | 26 | 50 |

29.03.2023 / Informations- und Dialogveranstaltung zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023)

Fig. 5. Scenario Framework – Overview

As depicted in Figure 6, the consistent expansion of photovoltaic (PV) and onshore wind plants within the 50 Hertz grid area is readily apparent. This trajectory is poised to steadily increase, ultimately propelling us toward the ambitious goal of achieving 100 percent renewable energy sources. Consequently, 50 Hertz, in collaboration with the political sphere and other Transmission System Operators (TSOs), remains firmly committed to providing steadfast support for the ongoing development of renewable energy, both on land and at sea (50Hertz Transmission GmbH, 2021) as well as support and participate in the Grid expansion projects in GDP 2037/2045 (2023) (s. Figure 6, 7).

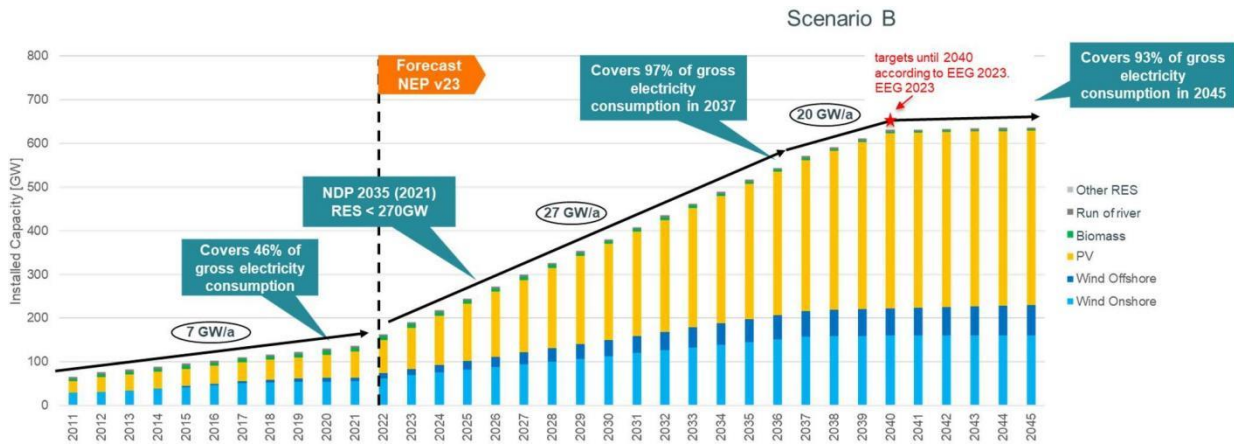


Fig. 6. Installed capacity of renewable energy sources (RES) in Germany by 2045

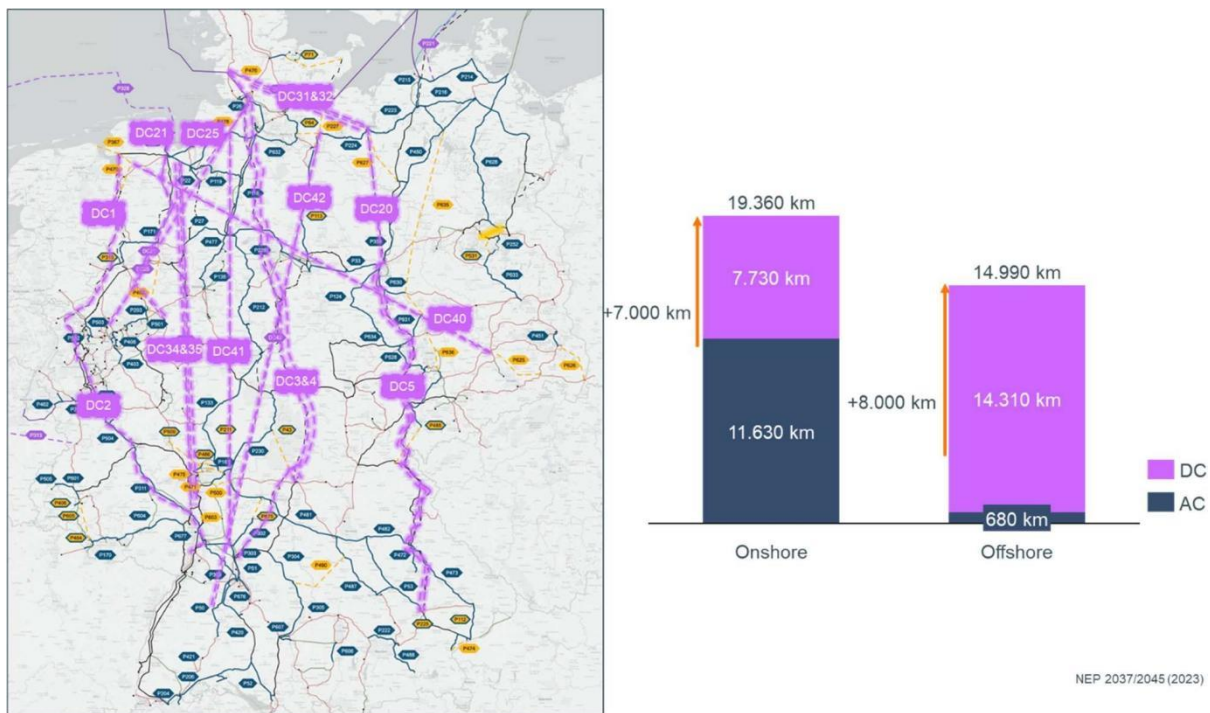


Fig. 7. Grid expansion projects in GDP 2037/2045 (2023)

European Network. 50 Hertz operates in Cooperations

The European power system is considered the safest power grid in the world due to the large number of connected plants. 50 Hertz is a part of a strong alliance for a secure power supply. The European electricity interconnection system is a complex and interconnected network that plays a vital role in ensuring a stable and efficient supply of electricity across the continent. This system is organized into five synchronized regional groups, each harmonizing the efforts of multiple Transmission System Operators (TSOs) within their respective areas. In total, the European electricity interconnection system links an impressive 42 TSOs spread across 35 different countries, emphasizing the collaborative nature of this continental endeavor. The transmission grids encompass a staggering

305,000 kilometers, facilitating the smooth flow of electricity between regions. With an installed capacity of 1,030 gigawatts (GW), this interconnected system boasts an immense capacity to generate and transmit electricity. This electricity is vital, as it serves the consumption needs of Europe, reaching a remarkable 3,278 terawatt-hours per year (TWh/a). The system's ability to handle peak loads is equally impressive, with a capacity to manage up to 528 GW during peak demand periods. Furthermore, the physical exchange of electricity between these interconnected grids is a substantial 400 TWh per year (TWh/a), highlighting the level of cooperation and shared resources across European countries. This extensive and synchronized system underpins the reliability and efficiency of electricity supply throughout the European continent (50Hertz Transmission GmbH, 2023).

Sector Coupling

Modernizing today's energy system necessitates a comprehensive approach that extends beyond the electrical sector. Heating, cooling, and transportation sectors are equally pivotal. Effective decarbonization in these sectors is essential for achieving climate protection objectives. The goal is to harness renewable energy efficiently, ensuring it's used at the right time and place, minimizing losses. To realize a successful energy transition and decarbonization across all sectors, an integrated approach is imperative. This approach enables the flexible use of energy resources between sectors, such as industry, households, trade, services, and transportation, while upholding economic, sustainability, and supply security principles (Przemyslaw Komarnicki, 2020).

As part of our commitment to the energy transition, 50Hertz is actively involved in five power-to-heat projects situated in Rostock, Neubrandenburg, Stralsund, Parchim, and Hamburg-Wedel. These projects are strategically positioned to harness surplus electricity generated by the rapid expansion of renewable capacities, which often outpaces the development of power lines. One of the key objectives of these projects is to enhance the utilization of electricity during peak periods in the dynamic energy system. Power-to-heat technology plays a crucial role in efficiently converting this surplus electricity into heat, thereby reducing the strain on the electrical grids. By doing so, we contribute to the effective use of renewable energy surplus and bolster the reliability and sustainability of the energy ecosystem (50Hertz Transmission GmbH, 2023).

50 Hertz also accompanies hydrogen projects in its regulatory area and is associated partner for several R&D- and industry initiatives (s. Figure 8).



Fig. 8. Hydrogen projects. 50 Hertz grid area

Conclusion

Today's energy policy goals are significantly influenced by global challenges, notably the rising threat of global warming and the depletion of natural resources. Aligned with the “European Green Deal,” Europe is steadfast in its commitment to becoming the world's first climate-neutral continent by 2050. In accordance with this ambitious vision, 50 Hertz has structured its strategies to play a pivotal role in achieving these goals. One of the primary objectives of 50Hertz is to ensure that 100 percent of electricity demand within its grid area is met by renewable energies. To ensure the success of the energy transition, it is imperative to accelerate the pace. This acceleration can only be realized by adopting a holistic perspective, closely interconnecting the electricity, heat, and transport sectors (Przemyslaw Komarnicki, 2020). Germany is poised to enter a new phase of the energy transition. After years of sustained development in renewable energy sources, the foundational technologies for interconnecting these sectors are now available. It is the responsibility of policymakers to set the course, fortifying Germany's position as a high-tech hub while simultaneously enhancing the flexibility and security of the energy supply. The demanding climate protection targets set for Germany necessitate a comprehensive overhaul of the energy supply system within a few decades. Achieving these ambitious energy transition goals hinges on the extensive interconnection of various sectors with electricity generation, signifying the integral role of sector coupling in the transformation of the energy landscape (50Hertz Transmission GmbH, 2023).

Sources

50Hertz Transmission GmbH. (27 Oktober 2023).

50Hertz Elia Group. Von www.50hertz.com abgerufen (2022).

Informations- und Dialogveranstaltung zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023).

Przemyslaw Komarnicki J.H. (2020). Elektromobilität und Sektorenkopplung. Springer.

Азамат Качкыналыевич Омуркулов

Научный сотрудник

Национальный институт стратегических исследований

при Президенте Кыргызской Республики

Водный менеджмент как база межгосударственного сотрудничества и укрепления региональной стабильности

Вопросы распределения и использования гидроресурсов в Центральной Азии (ЦА) с каждым годом становятся все актуальнее. Интенсивная деградация ледников, климатические изменения, экологическая катастрофа Арала, антропогенный фактор периодически становятся причинами маловодий, которые, в свою очередь, ведут к негативным социально-экономическим последствиям.

Кыргызстан расположен в зоне формирования водного стока ЦА. 40% водных ресурсов Центральной Азии формируется в Кыргызстане (60% – в Таджикистане). Остальные страны – в зоне рассеивания стока. В Кыргызстане все реки относятся к категории трансграничных рек за исключением рек внутреннего Иссык-Кульского бассейна. Всего насчитывается более 2 000 рек длиной свыше 10 км, а общая их длина составляет почти 35 тыс. км, среднегодовой речной сток – около 52 км³/год. На территории республики берут начало наиболее крупные трансграничные реки Центрально-Азиатского региона – Амударья, Сырдарья, Чу, Талас, Тарим, Каркыра, обеспечивающие водой Кыргызстан и соседние государства: Казахстан, Узбекистан, Таджикистан, Туркменистан и Китай. Из стока рек Нарын–Сырдарья Узбекистан получает 50,5%, Казахстан – 42%, Таджикистан – 7% и Кыргызстан – 0,5%. Сток рек Чу–Талас распределяется между КР и РК примерно пополам.

Кыргызская Республика щедро наделена водными ресурсами. Но, несмотря на обилие водных ресурсов, Кыргызстан с каждым годом сталкивается с нехваткой воды как для орошения, так и для питьевых нужд, и данная тенденция дефицита воды ощущается все больше и больше.

Гидроэнергетический потенциал Кыргызстана является одним из самых высоких в Центральной Азии. Однако каждый год страна с высоким гидроэнергетическим потенциалом переживает кризис, который обостряется в зимний период. Прошлый и текущий маловодные годы и без того усугубили положение в энергетике страны. Так, недоиспользование водно-энергетического потенциала страны, при потенциале запасов энергии стока крупных и малых рек в 142,5 млрд кВт/ч, в настоящее время используется только 8-9,5%, что составляет 90% всей вырабатываемой энергии в республике. При этом на данное время освоены всего 3% гидроэнергетических ресурсов малых рек.

На повестку дня встал вопрос по разработке новых правил и норм эффективного и рационального водопользования, а также необходимость пересмотра и переоценки нормативных документов и схем в сфере вододеления трансграничных водных ресурсов.

Переговоры по вопросам общего использования воды и энергоресурсов начались в 1992 году, но результатов практически не принесли. Несмотря на то, что государства, находящиеся как ниже, так и выше по течению, признали, что содержание водохранилища является экономической услугой и что следует разработать программу бартерных поставок гидроэлектроэнергии и топлива, достичь соглашения по вопросу цен и объемов оказалось непростым делом.

В договоре от 1992 года (по трансграничным рекам) отмечается, что Кыргызская Республика, в собственности которой находятся водохозяйственные сооружения межгосударственного пользования, имеет право на компенсацию стороной – пользователем этими сооружениями необходимых расходов, обеспечивающих их безопасную и надежную эксплуатацию.

На те деньги, которые бы платили государства нижнего течения за водохозяйственные услуги, ежегодно Кыргызстан мог бы улучшать инфраструктуру, состояние водохранилищ, других гидротехнических сооружений, построенных на территории Кыргызстана и работающих в интересах этих государств. Сделать так, чтобы было меньше потерь, строить новые каналы, ремонтировать старые.

В советский период (до 1991 года) конфликтные ситуации между республиками ЦАР при использовании трансграничных водных ресурсов практически отсутствовали, поскольку водные ресурсы рассматривались как общегосударственная собственность. В этот период действовала

система компенсационных мер, направленная на возмещение республикам верховья ущербов, связанных с сооружением и эксплуатацией водохранилищ. Эти меры предусматривали льготную поставку энергоносителей (нефть, газ, уголь) и сельхозпродукции в объеме, эквивалентном зимней недовыработке электроэнергии на ГЭС и потерям сельхозпродукции на землях, попавших в зону затопления. После 1991 года многие природные ресурсы оказались на территории отдельных суверенных государств, связи и структура единого хозяйственного механизма управления водными ресурсами были разрушены.

Поэтому основные пути решения данной проблемы видятся в выстраивании схожей с советской модели водно-энергетического взаимодействия. Как минимум в рамках самой Центральной Азии. Для этого необходимы политическая воля и серьезная экспертная и аналитическая работа – для усиления сотрудничества между странами региона.

Гидроресурсы в ЦА формируются только за счет ледников, т.е. от их состояния зависит водоснабжение всего региона. Между тем за последние годы деградировали примерно 30% ледников, и если ситуация не изменится, то к середине нынешнего века они могут растаять наполовину, а к началу следующего столетия и вовсе исчезнуть. На территории Кыргызстана находится около 45% всех ледников Центральной Азии, и прогнозы их состояния вызывают особую тревогу.

Почти вся территория республики оказывается подверженной влиянию селевых потоков. В Кыргызстане насчитывается 3 103 селевых реки. В условиях изменения климата ожидается увеличение числа чрезвычайных ситуаций. ЧС обуславливает высокий износ водной, энергетической, дорожно-транспортной инфраструктуры. Износ инфраструктуры водохранилищ, хвостохранилищ, расположенных на горной территории Кыргызстана, под действием ливневых осадков – таит в себе высокие риски экологического бедствия для всего Центрально-Азиатского региона.

Согласно прогнозам специалистов, в двух главных реках региона – Сырдарье и Амударье – к 2050 году уровень воды снизится почти на 15%, что неблагоприятно скажется на странах, использующих данный водный ресурс, поэтому очень важно уже сейчас использовать различные межгосударственные подходы в решении водных проблем в ЦА. **К примеру, для разработки системы справедливого обмена водных ресурсов в регионе необходимо создать единый координирующий орган с привлечением России, которая смогла бы сыграть роль посредника в переговорах об активизации управления водными ресурсами, используя механизмы таких объединений, как ЕАЭС и ШОС.**

По данным Всемирного экономического форума, водные кризисы и провал действий по борьбе с изменением климата являются одними из наиболее вероятных и серьезных глобальных рисков. Водный стресс угрожает стать сдерживающим фактором для будущего роста и в Центральной Азии: вклад кубического метра забора пресной воды в ВВП в регионе является одним из самых низких в мире.

Продвижение интегрированного управления водными ресурсами (ИУВР), акцента на ценность воды и дипломатии должно быть направлено на то, чтобы сделать воду ключевым фактором устойчивого социально-экономического развития и снизить риски стихийных бедствий, связанных с водой. В регионе должно быть общее понимание дальнейшего развития, повышения эффективности использования воды, сокращения спроса на воду, улучшения управления потоками и хранением, многоцелевой инфраструктуры, максимизации эффективности инвестиций и внедрения принципов ИУВР.

Основная задача регионального сотрудничества в области окружающей среды и водных ресурсов заключается в том, как объединить национальные интересы и выработать регио-

нальные приоритеты, как согласовать региональные водные системы с национальной водной политикой и интересами, как создать устойчивое водное партнерство?

Глобальное потепление – это глобальная проблема, требующая глобальных ответных мер и в то же время местных и региональных решений. Настоятельно необходимо более эффективно использовать ресурсы, предлагаемые климатическими фондами и программами зеленого развития. Смягчение последствий изменения климата и адаптация к ним, а также «зеленое» развитие могут быть более эффективными, если они будут осуществляться в региональном масштабе. Странам Центральной Азии потребуются значительные дополнительные ресурсы для быстрого восстановления и надлежащего решения растущих сложных проблем, таких как изменение климата, ухудшение состояния окружающей среды, демографический рост и наследие 30-летнего недостаточного инвестирования в водную инфраструктуру.

Развитие интегрированного управления водными ресурсами на региональном уровне может ускорить рост в каждой стране за счет оптимального использования факторов производства – воды, земли, природных ресурсов, рабочей силы, капитала, предпринимательства – и полного развития регионального рынка, включая рынок капитала. В XXI веке вода, возможно, является самым важным стратегическим ресурсом Центральной Азии. Решение страны о развитии и управлении водными ресурсами может затронуть стратегические интересы ее соседей. Замена ресурсной конкуренции сотрудничеством позволит странам Центральной Азии совместно формулировать и продвигать свои стратегические интересы.

Нам необходимо создать благоприятную политическую и техническую среду для системного управления водными ресурсами и для многоотраслевых инвестиций с целью повышения водной, энергетической и продовольственной безопасности как ключевого фактора адаптации к изменению климата и смягчения его последствий.

Нам нужна правильная институциональная структура для эффективного сотрудничества – например, идея Водно-энергетического консорциума, экспертной платформы ЦА по водной безопасности, устойчивому развитию и будущим исследованиям, таких институтов, как МФСА и ЦАРЭС. Нам нужен инклюзивный процесс: не оставлять никого позади – ни одну страну (например, включить Афганистан, уважать интересы всех стран).

Для рационального использования водно-энергетических ресурсов Центральной Азии нам необходимо принять кардинальные, конкретные и эффективные меры, прежде всего, по привлечению в водный и водно-энергетический секторы стран региона масштабных капиталовложений, как государственных, так и частных.

Эффективное управление трансграничными водными ресурсами требует конструктивного диалога и переговоров, в результате которых можно определить оптимальный для всех участников сценарий и разработать финансовые и другие более широкие стратегии сотрудничества для его реализации.

В завершение хотелось бы отметить, что нерешенность водно-энергетических проблем в одной стране может отражаться в вопросе обеспечения водой для других стран Центральной Азии. В этой связи мы предложили бы заинтересованным странам объединить усилия для привлечения в водный сектор Кыргызстана как страны формирования почти половины всех водных ресурсов региона инвестиций и внедрения современных технологий. Это позволило бы не только более эффективно использовать водно-энергетические ресурсы, но и повысить устойчивость к различным природным воздействиям.

Султан Макмутович Омуров
Научный сотрудник
Национальный институт стратегических исследований
при Президенте Кыргызской Республики

Принимаемые меры по использованию ВИЭ в КР

Основополагающим документом по принципам зеленой экономики служит постановление Жогорку Кенеша Кыргызской Республики «Об утверждении Концепции «Кыргызстан – страна зеленой экономики» и мерах по внедрению принципов зеленой экономики в Кыргызской Республике» от 28 июня 2018 года № 2532-VI.

Правительством Кыргызской Республики в целях реализации решения Парламента КР было принято постановление «Об утверждении Программы развития «зеленой» экономики в Кыргызской Республике на 2019-2023 годы» от 14 ноября 2019 года № 605. Правительство установило План мероприятий по реализации Программы развития «зеленой» экономики и матрицу индикаторов программы.

Актуальность и важность внедрения принципов зеленой экономики также отражены в Национальной программе развития Кыргызской Республики до 2026 года, утвержденной Указом Президента Кыргызской Республики от 12 октября 2021 года № 435. Президентом Кыргызской Республики ставятся следующие задачи:

- создание условий устойчивого развития зеленой экономики;
- развитие и поддержка экологически ориентированного бизнеса;
- интеграция принципов зеленой экономики в секторальную политику;
- внедрение малоотходных, ресурсосберегающих технологий;
- запуск национальной системы «Стандарты зеленой экономики».

Стоит отметить, что Президент Кыргызской Республики 8 января 2023 года сделал обращение к странам-партнерам и международным финансовым институтам с инициативой «обмена внешнего долга страны на зеленые инициативы», что также способствовало бы успешным достижениям целей, которые были заявлены главой государства на открытии Саммита мировых лидеров по изменению климата в ноябре 2021 года в г. Глазго (Шотландия): Кыргызстан к 2030 году ставит цель сократить выбросы парниковых газов на 44%, а к 2050 году постарается достичь углеродной нейтральности, перед Кыргызстаном стоят большие задачи, в первую очередь – благодаря развитию гидроэнергетики.

16 декабря 2022 года образовано государственное учреждение «Фонд зеленой энергетики при Кабинете Министров Кыргызской Республики». Согласно положению, Фонд зеленой энергетики является государственным учреждением, созданным в целях аккумуляции денежных средств для финансирования проектирования, содержания, субсидирования, ремонта,

реконструкции, строительства и развития зеленой энергетики. А также – стимулирования разработки, внедрения и производства энергосберегающих технологий возобновляемых источников энергии.

Принят Закон Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии» в новой редакции от 30 июня 2022 года № 49, целями Закона являются развитие и использование возобновляемых источников энергии, усовершенствование энергетической структуры, диверсификация энергоресурсов, улучшение социального положения населения, обеспечение энергетической безопасности Кыргызской Республики, охраны окружающей среды и устойчивого развития экономики.

Постановлением Кабинета Министров КР от 24 октября 2022 года № 583 утверждено Положение об условиях и порядке осуществления деятельности по выработке и поставке электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии.

Так, в частности, можно отметить, что за последние годы государством за счет собственных средств ведутся работы по строительству мини- и средних ГЭС, так, например:

- 29 августа 2021 года Президент КР заложил капсулу под строительство новой ГЭС «Бала-Саруу» в Таласской области;

- 14 октября 2021 года он принял участие в запуске в эксплуатацию Сокулукской ГЭС-2 в Сокулукском районе Чуйской области;

- 8 июня 2022 года дан старт строительству ГЭС «Камбар-Ата – 1» в Джалал-Абадской области. Президент КР подчеркнул важное значение ГЭС «Камбар-Ата – 1» для энергосистемы страны и Центральной Азии и призвал всех к совместной работе и внесению своего вклада. Проект строительства Камбаратинской ГЭС-1 является крупнейшим энергообъектом из всего состава каскада Камбаратинских ГЭС. Он предусматривает строительство каменно-набросной плотины высотой 256 м и ГЭС с установленной мощностью 1 860 МВт, со среднемноголетней выработкой 5,6 млрд кВт·ч и полным объемом водохранилища 5,4 млрд м³ воды. Общая смета строительства Камбаратинской ГЭС-1 составляет 2 млрд 916 млн 600 тыс. долларов. Строительство состоит из шести поэтапных фаз;

- 21 октября 2022 года дан старт строительству Куланакской ГЭС, в селе Куланак Нарынской области.

3 августа 2023 года Председатель Кабинета Министров Кыргызской Республики Акылбек Жапаров в рамках рабочей поездки в Иссык-Кульскую область ознакомился с местом строительства гидроэлектростанций на реке Сары-Джаз. План строительства 6 ГЭС мощностью 1 100 МВт на реке Сары-Джаз был разработан еще в 1982-1987 годах, однако за годы независимости проект так и не был реализован. В настоящее время обсуждаются пути привлечения инвестиций для реализации данного проекта.

Глава кабмина также озвучил ряд оптимистичных новостей по поводу расширения энергетических мощностей КР в ближайшие годы. По его информации, до конца 2026-го в республике будет построено 48 ГЭС мощностью более 4 ГВт 700 МВт и 15 ветряных электростанций общей мощностью 5 ГВт 700 МВт. Кроме того, будут произведены реконструкции

Токтогульской и Уч-Курганской ГЭС с введением дополнительных мощностей в 276 МВт, а с окончанием строительства «Камбараты-1» и «Камбараты-2» они смогут производить более 2 000 МВт электроэнергии.

Президент КР в рамках мероприятий Недели высокого уровня 78-й сессии Генеральной Ассамблеи ООН в г. Нью-Йорк встретился с Администратором Программы развития ООН Акимом Штайнером – отмечен проект трех стран по строительству Камбаратинской ГЭС-1. Кыргызская сторона полагается на поддержку Программы развития ООН в части реализации экологических и зеленых проектов, а также на поддержку для достижения целей по сокращению выбросов парниковых газов.

21 сентября 2023 года глава государства в рамках рабочего визита в г. Нью-Йорк провел встречу с директором – распорядителем МВФ Кристалиной Георгиевой. В энергетическом секторе КР в ближайшие 5 лет будет реализована целая программа масштабных проектов по значительному увеличению мощности и реконструкции основных генерирующих мощностей со строительством новых ГЭС. КР использует только 13% водно-энергетических ресурсов страны, являясь при этом страной, богатой водными ресурсами. Государство своими силами и при помощи инвесторов в ближайшие годы на территории страны запустит от 50 до 100 малых ГЭС, из них до конца года – 16.

В целом, в 2024 году в Кыргызстане планируется запустить 11 гидроэлектростанций, в том числе пять крупных и шесть мини-ГЭС. По итогам первого полугодия 2023 года Кыргызстан достиг наилучшего в регионе результата по наращиванию выработки электроэнергии – прирост составил 14%.

Приняты на законодательном уровне поправки, позволяющие Фонду зеленой энергетики Кыргызстана как уполномоченному органу получить право бессрочного пользования землями, пригодными для использования ВИЭ.

Относительно использования энергии солнца Кыргызстан получает в среднем в год от солнца 4,64 млрд МВт·ч лучистой энергии, или 23,4 кВт·ч на 1 м², причем среднегодовая продолжительность солнечного сияния колеблется по территории от 2 100 до 2 900 часов. В этой связи в Кыргызстане планируется строительство сразу шести солнечных электростанций, большинство из которых будут реализовываться иностранными компаниями.

Так, проект солнечной электростанции мощностью 300 МВт в селе Тору-Айгыр Иссык-Кульского района реализует компания «Бишкек Солар».

В настоящее время прорабатывается вопрос инвестирования с Российско-кыргызским фондом развития (РКФР) и иностранными организациями, в числе которых Евразийский банк развития (ЕАБР), «Газпромбанк» и «Юнигрин Энерджи».

Китайская компания Power Construction Corporation of China планирует строительство сразу четырех объектов ВИЭ:

- солнечная электростанция «Мин Булак» мощностью 100 МВт в Нарынской области. Завершено обследование солнечных ресурсов и земельного участка, готовится отчет о ТЭО;

- ветровая электростанция мощностью 150 МВт в Тонском районе Иссык-Кульской области. Завершены возведение и установка ветроизмерительной вышки. Сбор и анализ данных измерений ветра и ТЭО завершится в 2023 году;
- солнечная электростанция 300 МВт в Чуйской области Кеминского района. Ведутся переговоры с местными властями по определению площадки для строительства;
- солнечная электростанция в Тонском районе Иссык-Кульской области мощностью 500 МВт. Завершена подготовка ТЭО. Начало строительства планируется в 2023 году.

В отличие от солнечной энергии ветровая энергия распределена по территории Кыргызстана крайне неравномерно. Наиболее благоприятной для эффективного ветроиспользования, в том числе для строительства крупных ветровых станций, которые могли бы работать на энергосистему, является гребневая зона хребтов, где сосредоточено более половины энергетического потенциала ветра. Годовая продолжительность энергетически активных ветров составляет 5-7 тыс. часов, удельная энергия ветрового потока – до 2 000 кВт·ч на 1 м².

**XVI МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«РЕГИОНАЛЬНЫЕ УСИЛИЯ И МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО
ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ УГЛЕРОДНОЙ НЕЙТРАЛЬНОСТИ»**

*Doctor Christopher Abraham
Professor, CEO & Head – Dubai Campus
Director – Executive Education
S P Jain School of Global Management*

Reaching Net Zero Cooperation

Reaching Net Zero Cooperation is an approach that intricately maps out the multifaceted journey towards achieving net zero carbon emissions on a global scale. It delves into the intricate interplay between behavioral science, human collaboration, and the deployment of clean energy technologies, positioning these elements as the cornerstone of effective climate action. This approach underscores the commitment across various sectors, notably automotive, construction, and energy, to realize the 2050 net zero emissions target, a goal that resonates with the aspirations of the 2015 Paris Climate Agreement. This analysis echoes the foundational belief in the power of collective human endeavor and technological innovation as pivotal drivers for environmental sustainability.

The global effort to reach net zero emissions requires extensive cooperation and collaboration across various sectors.

In exploring the regulatory landscape and investor dynamics, the approach emphasizes the transformative potential of stringent policies and enlightened investment philosophies in steering industries towards sustainable practices. This analysis not only highlights the financial and regulatory mechanisms at play but also underscores the symbiotic relationship between market forces and environmental stewardship. Through this lens, the narrative portrayed a scenario where regulatory frameworks and investor expectations act as catalysts for innovation and sustainable growth, akin to the regulatory signals in cellular systems that guide the behavior of individual cells towards achieving a harmonious, collective objective.

Several key themes emerge, emphasizing the importance of collaboration in achieving net zero targets:

Shared Knowledge and Expertise: Collaborative partnerships allow for the sharing of knowledge and expertise across different sectors, accelerating innovation and helping organizations learn from each other's experiences.

Pooling Resources and Innovation: Collaboration allows nations to pool resources, both in terms of materials and finances, as well as share innovation, which can speed up the pace of the global energy transition and help reach net zero targets sooner.

Strategic Alignment and True Partnership: When companies join forces on decarbonization, they need strategic alignment to tap each other's strengths and achieve true partnership.

Essential for Climate Action: Effective climate action will involve technological advances, capital investment, and behavior change, and collaboration is essential for scaling up climate solutions and understanding between government and business.

Cross-Sector Partnerships: Cross-sector partnerships are needed to inspire change and accelerate a sustainable built environment.

In conclusion, the path to reaching net zero emissions is intricately linked to the power of collaboration and partnership. By leveraging shared knowledge, pooling resources, and fostering innovation across sectors and nations, the global community can work towards achieving the ambitious net zero targets.

Мария Александровна Любарская
доктор экономических наук, профессор
Doctor of Economics, Professor
Российский новый университет

Вадим Сергеевич Чекалин
доктор экономических наук, профессор
Doctor of Economics, Professor
Санкт-Петербургский государственный экономический университет

Россия на пути к устойчивому развитию инженерно-энергетической инфраструктуры крупных городов

Надежность и эффективность инженерно-энергетического комплекса являются необходимыми условиями нормального функционирования городских экономических и социальных процессов и оказывают значительное влияние на устойчивое развитие городов. Как отмечают современные исследователи [1-3], на сегодняшний день состояние инженерно-энергетической инфраструктуры в России обладает рядом негативных характеристик, главным образом с точки зрения низкого уровня ее энергетической эффективности и высокого уровня физического и функционального износа.

Инженерно-энергетические системы в большинстве городов России в целом выполняют функции по обеспечению потребителей энергетическими и водными ресурсами, но при этом постоянно сталкиваются с проблемами. В настоящее время инженерные объекты во многих городах страны в значительной степени изношены. В среднем по России износ головных сооружений и сетей инженерно-энергетического комплекса превышает 50%. Для них характерна технико-технологическая отсталость. Качество услуг, предоставляемых потребителям данного комплекса, не в полной мере соответствует действующим стандартам в этой области и вызывает многочисленные нарекания населения. Имеют место огромные потери ресурсов: потребление энергии и воды в 2-3 раза выше, чем в развитых странах [4].

Основными причинами имеющихся проблем устойчивого развития инженерно-энергетической инфраструктуры крупных городов в России являются дефицит инвестиций, монопольно-

ведомственный механизм хозяйствования и отсутствие реального механизма стимулирования ресурсосбережения. Проводимый анализ ситуации в данной сфере объективно свидетельствует о необходимости стратегического подхода к обеспечению устойчивого развития городских инженерно-энергетических комплексов.

Важнейшими целями развития инженерно-энергетического комплекса являются обеспечение безаварийной работы его предприятий, повышение качества услуг в данной сфере и активное внедрение механизмов оптимизации потребления ресурсов.

Основными направлениями устойчивого развития инженерно-энергетической инфраструктуры крупных городов являются:

- формирование механизма ресурсо- и энергосбережения;
- совершенствование систем управления;
- постепенный переход на экономически обоснованные тарифы;
- создание конкурентной среды и рыночных отношений путем выделения из состава естественных монополий отдельных структур, обеспечивающих развитие конкуренции (новое строительство объектов, капитальный ремонт и реконструкция);
- развитие инвестиционной политики, включая формирование благоприятных условий привлечения инвестиций, в том числе с использованием механизмов государственно-частного партнерства и концессионных форм договорных отношений.

Реализация перечисленных предложений предусматривает принятие новых и корректировку действующих федеральных и региональных законов и создание в системе инженерно-энергетического комплекса акционерных обществ с пакетом акций в собственности города.

Цель энергетической политики России – максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики и повышения качества жизни населения страны. Стратегия определяет цели и задачи долгосрочного развития энергетического сектора страны, приоритеты, ориентиры и механизмы государственной политики в этой сфере [5].

Стратегия формирует новые ориентиры развития энергетического сектора, включая тенденции и прогнозы развития энергетики, перспективы спроса на российские энергоресурсы, основные положения государственной энергетической политики, а также механизмы реализации и ожидаемые результаты.

По данным на 2020 год, Россия занимала лидирующие позиции по объему добычи нефти и обеспечивает 12% мировой торговли. При этом свыше 4/5 объема российской нефти экспортировалось в Европу (30% рынка). Страна занимала первое место в мире по запасам и объемам добычи природного газа (25% мировой торговли) и доминировала в Европе. Удерживала второе место в мире по запасам угля (19%), пятое место по объемам добычи и обеспечивала 12% мировой торговли. Российская атомная энергетика составляет 5% мирового рынка атомной генерации электрической энергии [6].

Несмотря на все сложности, связанные с изменением геополитической ситуации в мире, российская энергетика остается лидирующей отраслью в стране. Вместе с тем не обеспечивается ее устойчивое развитие и повышение энергоэффективности отстает от

запланированных темпов. Поэтому возникает необходимость выработки нового стратегического курса, который состоит в содействии переходу страны от экспортно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию, а также трансформации структуры экономики в пользу менее энергоемких отраслей и снижения энергоемкости экономики, т.е. сокращения удельной энергоемкости ВВП в 2 раза.

Функционирование системы действующего инженерно-энергетического комплекса в большинстве крупных городов России недостаточно эффективно, технологически устарело и нуждается в реструктуризации, но для ее проведения требуются огромные ресурсы. И здесь чрезвычайно важен стратегический подход, ориентированный на достижение поставленных целей, привлечение инвестиций и стимулирование энергосбережения. При этом необходимо учитывать, что большинство предприятий данного комплекса не имеет достаточных ресурсов, а привлечение долгосрочных кредитов затруднено. Поэтому крайне важным является повышение эффективности управления данным комплексом на территориальном уровне, использование современных технологий и ресурсосбережение. Это особенно актуально в настоящий период, когда нормальное функционирование инженерно-энергетического комплекса во многих городах страны сталкивается с острым дефицитом рабочей силы.

В каждой сфере инженерно-энергетического комплекса имеются свои особенности и характерные черты. Администрация города (муниципального образования) отвечает за устойчивое функционирование данного жизнеобеспечивающего комплекса путем формирования государственных (муниципальных) предприятий и привлечение организаций частного бизнеса.

Так, источниками финансирования водопроводно-канализационных систем служат платежи потребителей, бюджетные ресурсы и кредитные средства. В городах потребители оплачивают 80-100% затрат на текущее содержание объектов водоснабжения и канализации, а на их развитие привлекаются централизованные ресурсы и частные средства. При этом в ряде городов в состав тарифов входит инвестиционная составляющая.

Основными проблемами данного комплекса являются изношенное оборудование, устаревшие материалы и отсталые технологии, чрезмерное потребление и низкое качество воды, недостаточная очистка канализационных стоков и негативное влияние на экологическую ситуацию. Причинами указанных проблем служат дефицит ресурсов, ведомственность, неэффективность управления. Основными направлениями их решения являются модернизация и реконструкция действующих, а также сооружение новых современных систем, совершенствование управления (контроль качества, обоснованные тарифы, снижение издержек), формирование новых организационно-правовых форм предприятий в данной сфере, оплата потребителей на основе приборного учета используемых ресурсов.

Особое значение в составе инженерно-энергетического комплекса имеют энергетические системы. Энергетика города включает электро-, газо-, теплоснабжение, а также обеспечение жителей твердыми и жидкими видами топлива. Энергетические системы подразделяются на централизованные и децентрализованные (автономные). В большинстве городов России необходимы централизованные системы. В ряде населенных пунктах – автономные.

Организации городской энергетики доводят до потребителей электричество и природный газ, получаемые из «большой энергетики», а тепло и горячую воду производят самостоятельно. Формированием поставок природного газа занимается ПАО «Газпром».

Управление энергетическим комплексом на уровне территорий осуществляют региональные и муниципальные администрации. При этом функционируют государственные (муниципальные) и частные предприятия. Основными источниками финансирования являются платежи потребителей, отчисления из федерального, регионального и местных бюджетов, вложения инвесторов и заемные средства.

Проблемами данного комплекса во многих городах являются отсталые технологии и техника, высокий уровень физического износа оборудования, недостаточная надежность системы, низкое качество услуг и неплатежи потребителей (дебиторская задолженность).

Для решения указанных проблем и развития энергетического комплекса требуется комплекс мер, включая реконструкцию, модернизацию и техническое обновление энергетических систем, переход на современные технологии, развитие конкуренции за рынок и на рынке, повышение уровня менеджмента, совершенствование тарифной политики и договорных отношений, активное энергосбережение у производителей и потребителей.

В сфере электроснабжения особенностью региональных рынков является значительная доля покупки электричества с рынка ФОРЭМ. Основными потребителями электроэнергии на территории большинства субъектов Российской Федерации являются промышленные предприятия и железнодорожный транспорт. Их доля достигает 40-50% и более, а объем потребления населением не превышает 12-15% общего полезного отпуска энергии. Но для крупнейших городов характерны свои особенности. Так, в Москве и Санкт-Петербурге именно население является основным потребителем электричества.

В начале 2000-х годов в сфере электроэнергетики была проведена реформа. В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» [7] произошло разделение конкурентных и монопольных секторов. При этом генерация и сбыт электрической энергии формировались в конкурентной сфере, а передача, распределение и управление системой оставались монопольными. Были введены свободные цены на производство электроэнергии и регулируемые тарифы на передачу и распределение электрической энергии. Одновременно проведено закрепление гарантий надежного энергоснабжения потребителей, что позитивно сказалось на повышении устойчивости электроснабжения городов и регионов.

Для сферы теплоснабжения города характерно наличие большого количества поставщиков тепловой энергии, прежде всего мелких муниципальных и ведомственных котельных. При этом имеются значительные мощности генерации тепла в крупных городах и дефицит мощностей в малых населенных пунктах. Характерной чертой также является значительная дифференциация тарифов на уровне даже одного региона или муниципального образования.

Основными особенностями теплоснабжения в городах являются: значительный физический износ котельных и тепловых сетей, высокий уровень потерь тепловой энергии (30-40%), недостаточный учет тепловой энергии у потребителей, отсутствие четких договорных отношений между энергетическими компаниями, управляющими организациями (посредниками) и потребителями. Для решения указанных проблем важнейшим направлением является профессиональное управление и проведение политики повышения энергоэффективности при производстве, транспортировке и потреблении энергетических ресурсов.

Участниками процесса реструктуризации инженерно-энергетического комплекса являются инвесторы, поставщики энергии и оборудования, проектировщики и поставщики топлива, потребители – жители города и организации, а также финансовые и страховые компании, общественные организации. Между ними возможны противоречия и конфликты. Поэтому реализация стратегии возможна на основе формирования системы экономических взаимоотношений между участниками. Крайне важным является заключение концессионных соглашений между органами власти и частным бизнесом по разработке и реализации проектов реструктуризации инженерно-энергетического комплекса города в части систем теплоснабжения. При этом на совместной основе формируется менеджерская фирма, которая вступает во взаимоотношения с проектными организациями, производителями энергии, фирмами по поставке топлива и оборудования. А производители энергии в лице теплоэлектростанций (ТЭС) и модульных котельных поставляют тепло и горячую воду потребителям.

Таким образом, для развития инженерно-энергетического комплекса крупного города в целом и системы энергоснабжения в частности необходимы разработка и реализация стратегии реструктуризации на основе принципов экономической эффективности, социальной ориентированности и экологической безопасности.

Литература

1. Беспалов В.И., Гурова О.С., Парамонова О.Н. Сопряженное решение проблем повышения эффективности инженерных систем энергоснабжения и обращения с отходами // Безопасность техногенных природных систем. 2020. № 2. С. 43-52.
2. Щербакова Н.С., Чурилова В.В., Богаченко Д.В. Проблемы обновления основных фондов компаний топливно-энергетического комплекса России // Управление экономическими системами: электронный научный журнал. 2017. № 4. С. 1-11.
3. Wan J., Xie Q., Fan X. The impact of transportation and information infrastructure on urban productivity: Evidence from 256 cities in China // Structural Change and Economic Dynamics. 2024. № 3. С. 384-392.
4. Чекалин В.С., Любарская М.А., Ермакова М.Ю. Энергетический комплекс крупного города: проблемы и пути развития // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. 2020. № 2. С. 56-62.
5. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года (утв. распоряжением Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р).
6. Постановление Правительства РФ от 15.04.2014 № 321 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики».
7. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (последняя редакция).

Hydrogen demand, production and use in the urban mobility sector

The Industrialisation in Europe and other parts of the world is closely linked to the use of fossil fuels. The increased use of fossil fuels such as coal, oil and gas has also increased anthropogenic greenhouse gas emissions, which in turn has led to a rise in global temperatures. In order to protect the climate and thus the foundations of our prosperity, the Club of Rome proposed switching from a petroleum-based industry to hydrogen back in the 1950s. As a matter of fact hydrogen offers an adequate alternative to fossil fuels in many sectors. Germany intends to reduce its greenhouse gas emissions by 65% by 2030 and is aiming for greenhouse gas neutrality by 2045. To achieve these goals, hydrogen is a much-discussed alternative.

Hydrogen technology

As early as 1839, Sir William Grove published a design for a hydrogen gas battery. He used the principle of the fuel cell described by Schönbein, the reaction of hydrogen on platinum. In the following years, hydrogen was used in various applications. Due to its lightness, Hydrogen is suitable as a buoyancy-purposed gas for airships, and so the airships designed by Zeppelin used hydrogen for uplift. In the 1960s, fuel cells were used in space travel and provided the energy supply for space shuttles. Finally, in 2020, Germany established a national hydrogen strategy with the aim of enabling a hydrogen-based economy. The predicted hydrogen requirements are distributed across various energy-intensive sectors of industry. Figure 1 shows the hydrogen demand up to 2050. Hydrogen demand will be around 100 TWh in 2030 and increase to over 350 TWh by 2050. Various options can be considered to cover this high demand. These differ primarily in terms of how the hydrogen is produced (Figure 1).

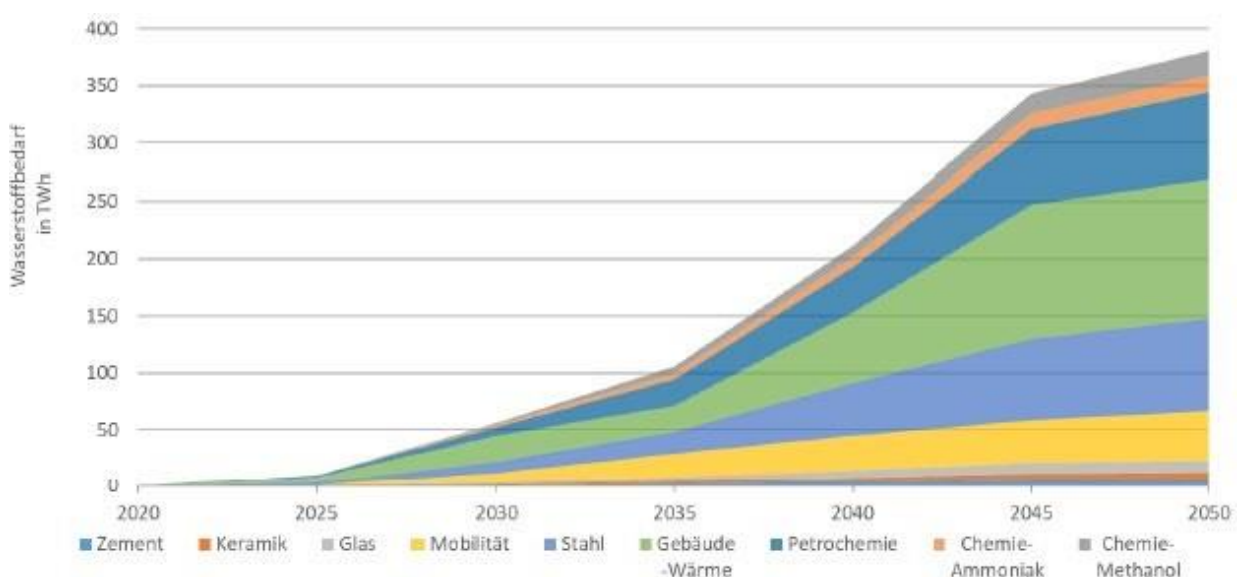


Fig. 1. Hydrogen Demand of the sectors in Germany [1]

Should hydrogen be produced with fossil fuels, then we speak of black or brown hydrogen. In terms of avoiding the production of greenhouse gases, hydrogen should be produced in a greenhouse gas-neutral way. This can be achieved using suitable carbon capture and storage (CCS) processes. In this process, the resulting CO₂ is captured, collected and stored. The hydrogen produced from fossil sources by this method is then referred to as blue hydrogen. Of course, the aim is to produce hydrogen from renewable energy sources. This hydrogen is then referred to as green hydrogen. Here, the electrical energy from a renewable energy source, e.g. a wind turbine, is converted into hydrogen in an electrolysis plant. Be in mind that this method only coheres if the generated wind power cannot be used directly, i.e. the surplus from the wind turbine can be converted into hydrogen. The green hydrogen is then available for use in various applications. The principle of electrolysis has been technically mastered and the first pilot plants are currently being built in Germany. In electrolysis, water is broken down into its components hydrogen and oxygen using electrical energy.

The reaction equation reads as follows: $2 H_2O \rightarrow 2 H_2 + O_2$

An electrolysis capacity of 10 GW is foreseen to cover Germany's hydrogen demand by 2023. 4 GW of electrolysis capacity has already been installed in Germany in 2022. The costs for hydrogen arise from the costs for the initial energy and from investment costs for the electrolysis plant. There are various technologies that differ in terms of their degree of maturity and investment costs. The specific investment costs for a PEM electrolyzer for a 1 MW plant amount to approx. 1 500€/kW and decrease with the size of the plant. The specific costs of a SOEC system are currently 2 500€/kW for a 1MW electrolyser.

Various transportation options are available to supply the hydrogen to the individual consumer groups. The following table presents the transportation methods. Transportation via pipeline is of particular interest. Plans for a national hydrogen distribution network already exist for the development of a hydrogen supply infrastructure (Table).

Overview of the various transportation options for hydrogen

| Transport Technologies | Economical from | State of Development |
|--|--|---|
| Pipeline (conversion of the existing gas network necessary) | Large throughput volumes and long distances | New construction: fully developed Conversion: currently in trial |
| Truck-Transport GH ₂ at 500 bar | Small throughput volumes and short distances | matured |
| Truck-Transport LH ₂ at -253°C | Small throughput volumes and long distances | matured |
| Transport with LOHC | Transport overseas | In trial |
| Transport with ammonia | Transport overseas | In trial |

Hydrogen in the mobility sector

Hydrogen has the potential to play a significant role in the decarbonization of the mobility and transport sector. A hydrogen-powered vehicle is an electric vehicle which is driven by an electric motor. However, the required driving energy does not come from a battery but is provided by a hydrogen fuel cell. The hydrogen is carried in a tank.



Fig. 2. Schematic diagram of a hydrogen vehicle and a test truck from Hyundai

Figure 2 shows the basic structure of a hydrogen vehicle with the main components. These are the fuel cell, the drive motor, the battery for intermediate storage and the hydrogen tank. In the passenger car sector, the vehicles have ranges of 400 to 500 km and are expected to have a service life of 5 000 hours. This corresponds to a driving distance of approx. 250,000 km.

Hydrogen buses can also be used for inner-city passenger transportation. These buses have a drive power of 140 to 210 kW and a range of 350 km. It takes less than 10 minutes to refuel with hydrogen. These buses represent a real alternative to diesel-powered buses in cities and urban regions.

Trucks can also be powered by hydrogen. The first trucks have been available from Hyundai since 2020 and were tested on the road until November 2022.

There are currently over 112 hydrogen filling stations and over 2,000 hydrogen vehicles including numerous buses, trucks and trains in Germany.

Sources

(1) Schlichtmann E., Buwidowitsch E., Thomas A., [et al.]. Wasserstoffnachfragepotentiale bis zum Jahr 2050 in Deutschland und der Europäischen Union, FH Erfurt, 2022, DOI: 10.13140/RG.2.2.29174.47688

(2) Horng Pauline, Kalis Michael. Wasserstoff – Farbenlehre – Rechtswissenschaftliche und rechtspolitische Kurzstudie, IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität. URL: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM_Kurzstudie_Wasserstoff_Farbenlehre.pdf, Letzter Zugriff: 28.11.2022

- (3) BDEW, Prognosewerte für 2022.
- (4) Schmidt T. Wasserstofftechnik, 2020.
- (5) Fernleitungsnetzbetreiber, 12.07.2023.
- (6) Gillhaus A., Horwath P.L. Compilation of geological and geotechnical data of worldwidedomal salt deposits and domal salt cavern fields, SMRI research report 2007 – SMRI, 2008.

Grigory Olegovich Yarygin
PhD, Associate Professor
St. Petersburg State University
School of International Relations

Artificial intelligence as a driver for decarbonization of the transportation sector: the U.S. outlook

Artificial intelligence is a powerful tool to decouple transportation development and growth of CO₂ emissions. It will not lead to complete decarbonization of transportation, although application of AI will result in low carbon transport development.

This article deals with the institutionalization of transportation decarbonization in the United States and application of artificial intelligence for decarbonizing the transportation sector. The author examines positive factors of AI application for decolonization and highlights negative ones.

Decarbonization of transportation in the United States has gone through gradual institutionalization under the Biden-Harris administration. Transport decarbonization agenda was incorporated into key national declarations, policies and strategies related to Climate change.

On April 21, 2021 – at the Leaders Summit on Climate the United States rejoined the Paris Agreement and made commitments to tackle climate change nationally and internationally. The Administration statement clearly referred to decarbonization of transportation sector: “The United States can reduce carbon pollution from the transportation sector by reducing tailpipe emissions and boosting the efficiency of cars and trucks; providing funding for charging infrastructure; and spurring research, development, demonstration, and deployment efforts that drive forward very low carbon new-generation renewable fuels for applications like aviation, and other cutting-edge transportation technologies across modes. Investment in a wider array of transportation infrastructure, including transit, rail, and biking improvements, will make more choices available to travelers”¹. Six months later on November 1, 2021 the Biden-Harris administration issues two long-term strategies to address climate change in the USA and abroad. Both strategies refer to decarbonization of transportation as well.

¹ President Biden Sets 2030 Greenhouse Gas Pollution Reduction Target Aimed at Creating Good-Paying Union Jobs and Securing U.S. Leadership on Clean Energy Technologies. April 22, 2021.

1) The Long-term Strategy of the United States: Pathways to Net-Zero Greenhouse Gas Emissions by 2050. November 1, 2021.

2) President's Emergency Plan for Adaptation and Resilience. November 1, 2021.¹

National strategy aims to achieve domestic net-zero greenhouse gas emissions by 2050 and 50-52% reductions from 2005 levels by 2030.

Two more substantial pieces of legislation initiated by the Biden-Harris administration do not focus on decarbonization but each of them contains provisions on transportation decarbonization.

1) 2021, November 15 – the Infrastructure Investment and Jobs Act.

2) 2022, August 16 – Inflation Reduction Act.²

Current U.S. national climate policy assumes intensive interagencies' collaboration. It is quite instrumental on a federal level however there are certain difficulties for agencies cooperation in interstate format. Four federal agencies: The U.S. Department of Energy, The U.S. Department of Transportation, The U.S. Environmental Protection Agency, The U.S. Department of Housing and Urban Development joined efforts to accelerate climate friendly transportation in the future.

On September 15, 2022 these four agencies signed the Memorandum of Understanding recognising the critical role of the transportation sector in addressing the global climate crisis and building a clean economy, to ensure the highest level of collaboration and coordination³.

As a result the initiative exclusively focused on decarbonisation of the transport sector was launched on January 10, 2023 and formalized into A Joint Strategy to Transform Transportation: the U.S. National Blueprint for Transportation Decarbonization.⁴

It should be noted that none of the above mentioned documents guides the application of artificial intelligence for decarbonization of the transportation sector.

However, the Memorandum of understanding clearly refers to “innovative solutions and technologies that enable a clean, safe, accessible, equitable, and decarbonized transportation system” (Table).

On the one hand the U.S. transportation sector is critical to the development of the U.S. economy. On the other hand The U.S. transportation sector is responsible for more GHG emissions than any other sector of the U.S. economy. The U.S. transportation sector generates up to 36% of total GHG emissions. So it is simultaneously a key challenger and key game changer.⁵ Application of artificial intelligence **represents** a revolutionary approach to transport decarbonization and can play a sophisticated, elegant, comprehensive and beneficial role in this domain.

¹ The Long-term Strategy of the United States: Pathways to Net-Zero Greenhouse Gas Emissions by 2050. November 1, 2021;

President's Emergency Plan for Adaptation and Resilience. November 1, 2021.

² The Inflation Reduction Act, 2022;

The Infrastructure Investment and Jobs Act, 2021.

³ The Memorandum of Understanding between the U.S. Department of Energy, The U.S. Department of Transportation, The U.S. Environmental Protection Agency, The U.S. Department of Housing and Urban Development. September 15, 2022.

⁴ The U.S. National Blueprint for Transportation Decarbonization. A Joint Strategy to Transform Transportation, 2023.

⁵ Ibid.

Who is in charge of transport decarbonization in the USA?

| | | | | |
|--|--|---|--|---|
| Regulatory | The U.S. Department of Energy | The U.S. Department of Transportation | The U.S. Environmental Protection Agency | The U.S. Department of Housing and Urban Development |
| | in coordination with the Executive Office of the President (EOP) through the National Climate Task Force (NCTF) | | | |
| Implementation program offices | Office of Energy Efficiency and Renewable Energy | Office of the Under Secretary of Transportation for Policy | Office of Air and Radiation (OAR), the Office of Policy | Office of Community Planning and Development |
| | the Climate Policy Office (EOP) will serve as the coordinating office | | | |
| The Memorandum of Understanding (September 15, 2022). | | | | |

AI and transport decarbonization

According to recent research from Digital Europe¹, digital technologies have the potential to reduce global CO₂ emissions by 20% by 2030.

A recent report from McKinsey reveals that AI-driven technologies can help business reduce their CO₂ emissions by up to 10% and cut energy costs by 10-20%². It also has the potential to deliver energy savings of up to 20% in buildings, and 15% in transportation systems.

For example, Google's AI-focused DeepMind project has been able to reduce fuel consumption in vehicles by 15% while decreasing commuting times by analysing traffic data from sensors³.

In an environmental context, artificial intelligence represents algorithms operating in a system that imitates human cognitive functions based on the collection and processing of data about the state of the environment. Artificial intelligence creates self-learning systems which collect environmental data, recognize meanings, identify patterns and solve problems based on the data, patterns and meanings of environmental data. The most important characteristics of artificial intelligence are its high speed and productivity, and the ability to self-learn. The effectiveness of decarbonization decisions based on recommendations from artificial intelligence or the neural network itself has the potential for significant growth, reducing the negative impact on the environment.

Artificial intelligence can and in certain cases⁴ already plays a crucial role in the U.S. transportation management, infrastructure management, green energy supply and low carbon maintenance of transport fleet and infrastructure.

¹ Digital contribution to delivering long-term Climate Goals. Digital Europe. February 5, 2020. URL: <https://www.digitaleurope.org/resources/digital-contribution-to-delivering-long-term-climate-goals/>

² How artificial intelligence can deliver real value to companies. McKinsey Global Institute, June 15, 2017.

³ DeepMind AI Reduces Google Data Centre Cooling Bill by 40%. July 20, 2016.

⁴ Contra costa transportation authority (California), established in 1988 to manage the county transportation sales tax program, evolved and now manages the Countywide Transportation Plan to address decarbonization, autonomous vehicles etc.

Transportation management

AI is applied to optimize the traffic. This possesses not only environmental but economic dimension as well. Traffic congestion costs the U.S. around \$50 billion per year.

Purposes of AI utilization in transportation management: 1) to increase speed of transportation; 2) shorten travel time/length of trip; 3) to lower congestion; 4) to reduce fossil fuel and electricity consumption; 5) to optimize battery usage.

Ultimately it will make public transportation more attractive to the public. Decrease of congestion will result in fewer emissions from stationary vehicles.

How: a) Route planning; b) Rerouting traffic: AI reveals traffic congestions, road accidents etc. The AI studies in real-time the intensity of transportation traffic, monitors the load of freight and the occupancy of passenger transport, measures the energy consumption of transport and transport systems. Based on these inputs it manages transportation flows and adapts it to environmental conditions.

Thus, artificial intelligence directly controls the movement of transport in the city based on processing video signals from street surveillance cameras, motion sensors and users mobile applications. In real time, the AI recognizes places of traffic long-term congestion and classifies their causes. In certain cases, the system relieves them by changing the operating mode of traffic lights, in cases of traffic accidents, it gives recommendations to drivers about changing the route in order to make it shorter and faster. Such AI application results in a reduction in CO₂ emissions into the atmosphere caused by shortening the time spent by transport in traffic jams and the operation of internal combustion engines, at the same time a reduction in electricity consumption by cars with an electric engine.

Artificial intelligence ensures the uninterrupted operation of passenger and cargo unmanned transport, in 99% of cases equipped with electric motors.

It will lead to a reduction in the amount of energy consumed by vehicles with an electric motor due to a smoother and more uniform movement of such vehicles, recognition of the road situation and determining of the optimal route in order to reduce the time spent on the move. Artificial intelligence can improve electric vehicles exploitation, analyzing external conditions and adapting electricity consumption for lighting, heating, and cooling of vehicles. Experts claim that intelligent control of unmanned vehicles can already lead to a reduction in CO₂ emissions into the atmosphere by 32%¹.

Infrastructure management

Artificial intelligence can reduce the carbon emissions and footprint of the entire transport infrastructure. Carbon emissions/footprint refers to “whole-life” carbon emissions, meaning the entire amount of carbon produced by any particular built asset over the course of its lifecycle. The carbon footprint is divided into two components: operational carbon emissions (associated with running the asset, such as road lighting and traffic lights, regulation of traffic flows, operation of video surveillance systems etc.) and embodied carbon emissions (associated with construction, maintaining, replacement and deconstructing the asset).

How: Generalization of data by AI on the carbon footprint of the operating cycle is already being used today and occurs relatively quickly; it is more difficult to obtain information on the embodied carbon footprint due to the fragmentation of data in this segment of the analysis. However, the

¹ Ercan T., Onat N. C., Keya N., [et al.]. Autonomous electric vehicles can reduce carbon emissions and air pollution in cities // Transportation Research Part D: Transport and Environment. Vol. 112, 2022.

unavailability of direct data is compensated by the use of artificial intelligence tools for “digital twins” of transport infrastructure: bridges, road surfaces, infrastructure supports, safety elements, etc. A “digital twin” is a digital model of an object created by a neural network, containing all the most important characteristics of the object and its connections with other objects and infrastructure. Thus, the AI determines the carbon load of the electronic twin of an infrastructure element from the moment the material for its production is selected and its carbon footprint, predicts the volume of emissions during operation, and calculates the carbon load associated with the decommissioning of an element and its replacement. In turn, learning from this kind of data, AI can design projects for low-carbon infrastructure and thus reduce its resource intensity.

A digital twin also allows testing the effects of various factors against an object without creating an actual copy of the object ensuring environmental assessment of a sustainability of an object. This method opens up opportunities for quick and multiple checks with variable parameters of the impact on the facility and infrastructure for example of natural disasters of various types and intensity. Thus, artificial intelligence analyzes the destructive effects of natural disasters: floods, earthquakes, fires, volcanic eruptions and other extraordinary natural phenomena in the dynamics of the development of objects and infrastructure, offering recommendations for improving the architecture of existing infrastructure and increasing its resistance to the forces of nature.

Electric fleet charging infrastructure represents another element to be managed by AI

The aspect of charging batteries for electric motors is essential. Truly decarbonizing the transport sector requires energy produced from renewable energy sources, which in this case is not so much a compensator for increasing energy consumption, but an alternative to carbon-based fuels. Artificial intelligence can develop recommendations for integrating networks that deliver renewable energy into conventional networks, and for loading these networks with “green” energy for moments of peak consumption by electric vehicles.

AI can determine optimal locations to place public electric vehicles charge points and optimal types of chargers. For these purposes geospatial data and data from energy networks is essential. AI can also determine optimal charging time for electric vehicles depending on the energy grids capacities and energy prices to automatically charge electric vehicles at the cheapest and greenest periods.

AI is a very instrumental tool however there are negative effects of AI application which should be highlighted.

Artificial intelligence as a product of digitalization is not environmentally neutral. AI application brings its own environmental risks related to:

- 1) CO₂ emissions connected to energy generation to meet high energy consumption by AI ecosystems,
- 2) intense water utilization for cooling purposes and
- 3) electronic waste generation.

The USA is quite advanced in AI adoption, however not all states of the Union are evenly experienced in the field. Currently it is already clear that the United States will not be able to meet its commitments and obligations by 2030 and 2050. In such conditions, the introduction of artificial intelligence, which can significantly speed up the processing of environmental data for transport decarbonization can hardly be overestimated.

Sources

1. DeepMind AI Reduces Google Data Centre Cooling Bill by 40%. July 20, 2016. URL: <https://deepmind.google/discover/blog/deepmind-ai-reduces-google-data-centre-cooling-bill-by-40/>
2. Digital contribution to delivering long-term Climate Goals. Digital Europe. February 5, 2020. URL: <https://www.digitaleurope.org/resources/digital-contribution-to-delivering-long-term-climate-goals/>
3. Ercan T., Onat N. C., Keya N., [et al.]. Autonomous electric vehicles can reduce carbon emissions and air pollution in cities // Transportation Research Part D: Transport and Environment. Vol. 112, 2022.
4. How artificial intelligence can deliver real value to companies. McKinsey Global Institute, June 15, 2017.
5. President Biden Sets 2030 Greenhouse Gas Pollution Reduction Target Aimed at Creating Good-Paying Union Jobs and Securing U.S. Leadership on Clean Energy Technologies. April 22, 2021.
6. President's Emergency Plan for Adaptation and Resilience. November 1, 2021.
7. The Inflation Reduction Act, 2022.
8. The Infrastructure Investment and Jobs Act, 2021.
9. The Long-term Strategy of the United States: Pathways to Net-Zero Greenhouse Gas Emissions by 2050. November 1, 2021.
10. The Memorandum of Understanding between the U.S. Department of Energy, The U.S. Department of Transportation, The U.S. Environmental Protection Agency, The U.S. Department of Housing and Urban Development. September 15, 2022.
11. The U.S. National Blueprint for Transportation Decarbonization. A Joint Strategy to Transform Transportation, 2023.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|---|
| Приветственное обращение профессора И.А. Максимцева, ректора Санкт-Петербургского государственного экономического университета..... | 3 |
| Приветственное обращение Арзыбека Кожошева, Члена Коллегии (министра) по энергетике и инфраструктуре Евразийской экономической комиссии | 5 |

XIV Международная научная конференция «Россия и глобальная углеродная нейтральность»

| | |
|--|----|
| Белогорьев А.М. Основные тенденции развития мирового рынка СПГ в 2020-2021 годах..... | 9 |
| Брикса М. Германо-российское водородное партнерство: вызовы, возможности, перспективы..... | 17 |
| Кранхольд М., Сокольникова П. Электричество – единственный путь к углеродной нейтральности? Оператор системы передачи электроэнергии 50 Герц | 25 |
| Любарская М.А., Чекалин В.С. Энергоэффективность как инструмент сокращения выбросов парниковых газов в нефтегазовом секторе | 34 |

Международный семинар «На пути к устойчивой энергетике: региональное сотрудничество в глобальном контексте»

| | |
|---|----|
| Боуден Д. Азербайджан и энергетический переход – контекст для возобновляемых источников энергии | 41 |
| Грушевенко Е.В. Экономика технологий CCUS | 48 |
| Гумбатов Ф. Сотрудничество в области зеленой энергетики для экологической и политической безопасности в Закавказье..... | 53 |
| Ламберт М. Роль аммиака в транспортировке чистого водорода | 60 |
| Мамедов З.Ф., Курбанов С. Новые тенденции развития энергетики как глобальные вызовы времени (Устойчивая энергетика) | 65 |
| Мустафаев Э. Перспективы декарбонизации экономики Азербайджана | 73 |

Международный семинар «Перспективы сотрудничества и декарбонизация в Центральной Азии»

| | |
|--|----|
| Азимова М.Т. Проблемы и перспективы развития водно-энергетического комплекса Республики Таджикистан..... | 80 |
| Арыстанбаев Т.С., Аширов А.С., Тохтаров Е. Перспективы использования природного газа в качестве моторного топлива..... | 82 |

| | |
|---|-----|
| Кранхольд М., Сокольникова П. Генерация ВИЭ в зоне сети 50 Герц: установленные мощности | 100 |
| Омуркулов А.К. Водный менеджмент как база межгосударственного сотрудничества и укрепления региональной стабильности | 109 |
| Омуров С.М. Принимаемые меры по использованию ВИЭ в КР | 113 |

**XVI Международная научная конференция
«Региональные усилия и международное сотрудничество
для достижения углеродной нейтральности»**

| | |
|---|-----|
| Абрахам К. Сотрудничество для достижения углеродной нейтральности..... | 117 |
| Любарская М.А., Чекалин В.С. Россия на пути к устойчивому развитию инженерно-энергетической инфраструктуры крупных городов..... | 118 |
| Хауброк Й. Спрос на водород, производство и использование в секторе городской мобильности | 123 |
| Ярыгин Г.О. Искусственный интеллект как драйвер декарбонизации транспортного сектора в США | 126 |

CONTENTS

| | |
|---|---|
| Welcoming remark of professor Igor Maksimtsev, Rector of Saint Petersburg State University of Economics | 4 |
| Welcoming remark of Arzybek Kozhoshev, Member of the Board – Minister in charge of Energy and Infrastructure, The Eurasian Economic Commission..... | 7 |

XIV International Scientific Conference “Russia and Global Net-Zero”

| | |
|--|----|
| Belogoriev A.M. Key Trends in the Global LNG Market in 2020-2021..... | 9 |
| Briksa M. German-Russian Hydrogen Partnership: Challenges, Opportunities, Prospects | 17 |
| Kranhold M., Sokolnikova P. Electricity – The Only Key to Net-Zero? The Transmission System Operator 50 Herz..... | 25 |
| Lyubarskaya M.A., Chekalin V.S. Energy Efficiency as a Tool for Reducing GHG emissions in the Oil and Gas Sector | 34 |

International Hybrid Workshop “Towards Sustainable Energy: Regional Cooperation and global Context”

| | |
|---|----|
| Bowden J. Azerbaijan and the Energy Transition – Context for Renewables..... | 41 |
| Grushevenko E.V. Economics of CCUS Projects..... | 48 |
| Humbatov F. Green Energy Cooperation towards Environmental and Political Security of the Broader South Caucasus Region..... | 53 |
| Lambert M. The Role of Ammonia for Transport of Clean Hydrogen..... | 60 |
| Mamedov Z.F., Kurbanov S. New Trends in Energy Development as Global Challenges of the Time (Sustainable energy)..... | 65 |
| Mustafayev E. Prospects for Decarbonization of Azerbaijan Economy..... | 73 |

International Hybrid Workshop “The Potential of Cooperation for Decarbonisation in the Central Asian Region”

| | |
|--|-----|
| Azimova M.T. Challenges and Development Prospects of Water and Energy Complex of the Republic of Tajikistan..... | 80 |
| Arystanbaev T.S., Ashirov A.S., Tokhtarov E. Prospects for Using Natural Gas as a Motor Fuel | 82 |
| Kranhold M., Sokolnikova P. RES Generation in the 50Hertz Grid Area: Installed Capacities and Feed-in..... | 100 |

| | |
|--|-----|
| Omurkulov A.K. Water Management as a Basis for Interstate Cooperation and Regional Stability Reinforcement | 109 |
| Omurov S.M. Measures to use RES in the Kyrgyz Republic | 113 |

**XVI International Scientific Conference
“Local Efforts and International Cooperation Needed
for Achieving Net-Zero Emissions”**

| | |
|---|-----|
| Abraham Ch. Reaching Net Zero Cooperation | 117 |
| Lyubarskaya M.A., Chekalin V.S. Russia on the Way to Sustainable Development of Engineering and Energy Infrastructure of Large Cities | 118 |
| Haubrock J. Hydrogen demand, production and use in the urban mobility sector | 123 |
| Yarygin G.O. Artificial intelligence as a driver for decarbonization of the transportation sector: the U.S. outlook..... | 126 |

Научное издание

МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

**«Энергетика XXI века:
экономика, политика, экология»**

Сборник докладов

*Под редакцией
доктора экономических наук, профессора И.А. Максимцева,
кандидата экономических наук Д.В. Василенко*

*Редактор А.В. Алехина
Верстка Л.А. Солдатовой*

Подписано в печать 09.12.2024. Формат 60×84 1/8.
Усл. печ. л. 17,0. Тираж 500 экз. Заказ 819.

Издательство СПбГЭУ. 191023, Санкт-Петербург,
наб. канала Грибоедова, д. 30-32, лит. А.

Отпечатано на полиграфической базе СПбГЭУ