

Экономика производства водорода с учетом экспорта и российского рынка

Economics of hydrogen production, taking into account exports and the russian market

Федор ВЕСЕЛОВ

Заместитель директора ИНЭИ РАН, к. э. н.
e-mail: erifedor@mail.ru

Fedor VESELOV

Deputy Director, Energy Research Institute of RAS
e-mail: erifedor@mail.ru

Андрей СОЛЯНИК

Научный сотрудник
отдела научных основ развития систем
энергетики ИНЭИ РАН, к. э. н.
e-mail: andsolyanik@yandex.ru

Andrey SOLYANIK

Research fellow, Department of scientific
basics of energy system development,
Energy Research Institute of RAS
e-mail: andsolyanik@yandex.ru

Парогазовая установка на водородном топливе

Источник: industry24h.com



Аннотация. В статье на основе актуальных технико-экономических показателей выполнен анализ удельных затрат на производство водорода в России (LCOH) на основе разных энергоносителей (метана и электроэнергии от разных источников) на перспективу 10–15 лет. Оценена конкурентоспособность экспортных поставок «метанового» и «электролизного» водорода на европейский и азиатский рынки с учетом неопределенности затрат на его транспорт и хранение. Рассмотрены вопросы эффективности использования водорода как ресурса для производства безуглеродной электроэнергии – по показателю удельной стоимости электроэнергии (LCOE) оценена конкурентоспособность «водородных» электростанций в сравнении с традиционными низко- и безуглеродными технологиями.

Ключевые слова: водород, безуглеродные электростанции, электролиз, конкурентоспособность, электроэнергетика, стоимость производства.

Abstract. Based on current technical and economic indicators, the article analyzes the levelized costs for the hydrogen production in Russia (LCOH) based on different energy carriers (methane and electricity from different sources) for a 10–15 year perspective. The competitiveness of export deliveries of «methane» and «electrolysis» hydrogen to the European and Asian markets is assessed, taking into account the uncertainty of the costs of its transportation and storage. The issues of the efficiency of using hydrogen as a resource for the production of carbon-free electricity are also considered – in terms of the levelized cost of electricity (LCOE), the competitiveness of «hydrogen» power plants in comparison with traditional low-carbon and carbon-free technologies is assessed.

Keywords: hydrogen, non-carbon power plants, electrolysis, competitiveness, electric power industry, levelized costs.



Водород станет важным инструментом декарбонизации, особенно в сталелитейном или нефтехимическом производстве, судоходстве и авиации

Ожидания и возможности

В настоящее время в мире отмечается растущий интерес к возможностям использования водорода как безуглеродной альтернативы традиционным видам топлива. По данным Международного энергетического агентства [1], уже около 40 стран утвердили стратегии или дорожные карты

для развития технологий производства, хранения, транспорта и конечного использования водорода. Применение водорода может стать одним из важнейших инструментов декарбонизации, особенно в таких видах деятельности, таких как сталелитейное или нефтехимическое производство, судоходство и авиация, где потенциал иных методов декарбонизации (например, электрификации) явно ограничен с технической точки зрения. Еще одним полем для использования водородных технологий может стать создание крупных систем аккумулирования электрической энергии, особенно для целей сезонного регулирования. Такие накопители, в теории, могут обеспечить достаточный объем гибкости (резервирования) в электроэнергетических системах с ростом масштабов вовлечения возобновляемой генерации.

Российская Федерация также инициировала разработку стратегии развития водородной энергетики. Согласно действующей Энергетической стратегии России [2], целевые объемы экспорта водорода на зарубежные рынки составят 2 млн т в 2035 г. В Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации [3] прогноз объемов экспорта российского

водорода приведен диапазоном: 2–12 млн т к 2035 г. с ростом до 15–50 млн т к 2050 г. Накопленный прирост мирового спроса на водород в период до 2050 г. в этом же документе оценивается в 40–170 млн т. Таким образом, согласно Концепции развития водородной энергетики в РФ, российский водород должен обеспечить до 30 % мирового прироста спроса к 2050 году. При этом в меньшей мере определены контуры и целевые параметры для внутреннего рынка водорода, который для устойчивой работы новой энергетической отрасли должен быть сопоставим с внешним.

Реализация принятых планов по водородной энергетике сопряжена с рядом серьезных рисков. Технологии производства водорода с использованием природного газа или электроэнергии являются очень энергоемкими. Достижение целевых показателей только по экспорту водорода потребует уже к 2035 году существенно увеличить объемы производства электроэнергии, а к 2050 году – по сути, создать новую электроэнергетику для водородных нужд (таблица 1), в дополнение к задачам обеспечения растущих потребностей экономики с учетом углубления ее электрификации. При ориентации на метановые технологии энергообеспечение водородной энергетики может стать не менее серьезным вызовом и для газовой отрасли.

Конкурентоспособность российского водорода на внешнем рынке будет обеспечена только при условии заметно более низкой стоимости его производства, создающей достаточный запас маржи для того, чтобы компенсировать немалые затраты на его безопасную транспортировку (включая всю сопутствующую инфраструктуру). Транспортная составляющая является существенной в цепочке затрат любых экспортруемых российских энергоресурсов,



Солнечная станция Panda Green Energy. Датун, провинция Шаньси, Китай
Источник: Chinalmages / depositphotos.com

и водород здесь не станет исключением. На внутреннем же рынке использование водорода как энергоносителя, замещающего органическое топливо, потребует двойного преобразования в цикле «энергия/топливо – водород – энергия» с соответствующими потерями в энергетической эффективности и дополнительными затратами для потребителей конечной энергетической продукции.

В данной статье представлены количественные оценки приведенной стоимости производства водорода и его использования в электроэнергетике для условий нашей страны. Оценки, выполненные ИНЭИ РАН, учитывают характерные для России технико-экономические показатели безуглеродных электростанций разного типа (атомные, гидро-, ветровые и солнечные электростанции), выработка которых мо-

Таблица 1. Энергетические затраты на производство целевых объемов водорода в России до 2050 г.

	2035 г.	2050 г.
Плановый экспорт водорода из РФ, млн т	2–12	15–50 ²
Требуемый расход электроэнергии на производство водорода, ТВт·ч	102–612	765–2550
то же в % от выработки ЕЭС России в 2020 г.	10–58 %	72–241 %
либо		
Требуемый расход газа на производство водорода, млрд м ³	11,4–68,4	85,5–285
то же в % от добычи газа в РФ в 2020 г.	1,6–10 %	12–41 %

Источники: плановый экспорт по [2], [3], расход энергоносителей – оценки ИНЭИ РАН

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^T CAPEX_t \cdot (1+d)^{-t} + \sum_{t=1}^T REPL_t \cdot (1+d)^{-t} + \sum_{t=1}^T OPEX_t \cdot (1+d)^{-t} + \sum_{t=1}^T V_t \cdot EFR \cdot P_t \cdot (1+d)^{-t}}{\sum_{t=1}^T V_t \cdot (1+d)^{-t}} \quad (1)$$

где t – порядковый номер года в жизненном цикле проекта ($t \in [1; T]$); d – ставка дисконтирования; $CAPEX$ – первоначальные инвестиции в сооружение «водородной фабрики»; $REPL$ – инвестиции в замену стэков электролизера (для паровой конверсии метана данный показатель не учитывается); $OPEX$ – условно-постоянные операционные затраты; EFR – удельный расход энергоносителя (природного газа или электроэнергии) на единицу произведенного водорода; P – цена единицы потребляемого энергоносителя; V – годовой объем производства водорода (в весовых или объемных единицах измерения).

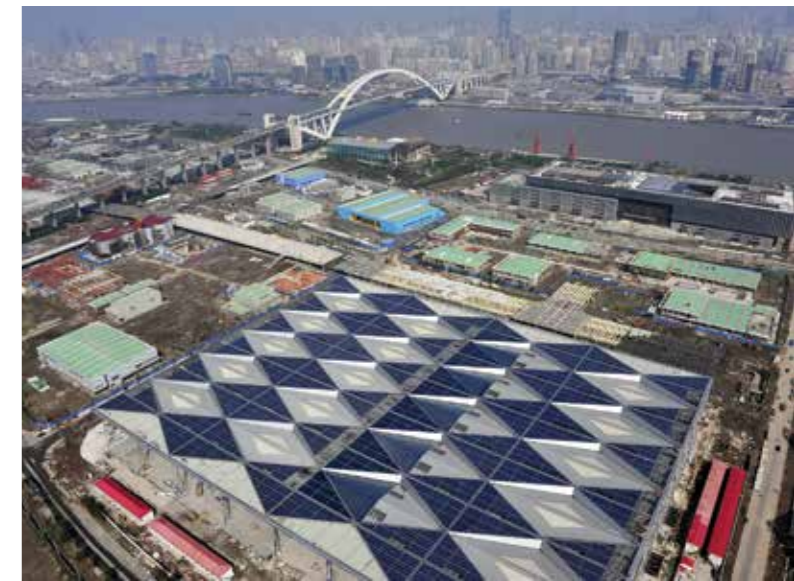
жет использоваться в качестве ресурса для производства водорода [4]. Кроме того, был детально исследован спектр имеющихся в зарубежной литературе оценок технико-экономических показателей самих технологий производства водорода (электролиз, паровая конверсия метана с улавливанием и хранением CO_2), определены достоверные интервалы для включения в финансовую модель оценки стоимости производства водорода.

Показатели и критерии сравнения технологий водородной энергетики

В работе рассматриваются два метода производства водорода, соответствующие современным стандартам ESG – электролиз и паровая конверсия метана с функцией улавливания и хранения CO_2 . При этом для электролиза анализируются две технологии – щелочные электролизеры и электролизеры с твердополимерной мембраной (PEM); данные технологии различаются с точки зрения режимов их загрузки. Щелочные электролизеры требуют стабильного профиля нагрузки, без резких ее колебаний, что делает их оптимальным выбором для использования в тандеме с базовой генерацией – атомными или гидроэлектростанциями. PEM-электролизеры допускают эксплуатацию в переменном режиме нагрузки, что позволяет использовать их для потребления выработки ветровых или солнечных электростанций.

Расчеты приведенной стоимости производства водорода (levelized cost of hydrogen, LCOH) опираются на формулу из трех составляющих, дисконтированных на всем жизненном горизонте технологии [5]: капитальных затрат (CAPEX), затрат на входящий энергоноситель и условно-

постоянных операционных затрат (OPEX). Экономический смысл показателя LCOH заключается в том, что он отражает минимальный уровень цены водорода, который гарантирует безубыточность инвестиций



Солнечная электростанция. Шанхай, Китай
Источник: Chinalmages / depositphotos.com

в «водородную фабрику»¹ (т. е. нулевое значение NPV проекта).

Важно отметить, что в адаптированном варианте формулы LCOH (1) явным образом учтены затраты на замену стэков (stacks) электролизера по мере их деградации. Учет данного фактора качественно повышает достоверность оценки LCOH, а, следовательно, и принимаемых инвестиционных решений.

¹ Здесь и ниже под «водородной фабрикой» подразумевается весь комплекс оборудования, необходимого для производства водорода (включая т. н. «обвязку» электролизеров: электротехнические устройства, устройства контроля содержания примесей, системы водоподготовки и химобработки (для электролиза) и т. д.).

График потребления	Тип электролизной установки				ПКМ с улавливанием и захоронением CO ₂
	Alkaline (ALK)		Proton exchange membrane (PEM)		
	2020–2025 гг.	2030–2035 гг.	2020–2025 гг.	2030–2035 гг.	
График потребления	базовый		переменный		базовый
CAPEX долл. 2020 г. /кВт ²	1000	600	1220	600	9,8 долл./кг H ₂ в год
Срок строительства, лет	3	3	3	3	3
ОРЕХ,% от CAPEX	2	2	2	2	0,35 долл./кг H ₂
Стоимость замены стэков,% от CAPEX	25	25	20	20	-
Срок службы стэка, лет	8	11	6	8	-
Срок службы системы, лет	20	20	20	20	30
Потребление энергоносителя	51,2 кВт·ч/кг H ₂	49,8 кВт·ч/кг H ₂	54,6 кВт·ч/кг H ₂	50,5 кВт·ч/кг H ₂	6,15 м ³ /кг H ₂

Таблица 2. Техно-экономические показатели основных технологий производства водорода, принятые для расчетов

² Здесь и далее расчеты и сопоставления выполнены в постоянных ценах – долларах 2020 г. (без учета влияния инфляционного фактора).

Важным допущением, сделанным в работе, является предположение, что электролизер работает в связке с выделенным безуглеродным источником генерации. Как следствие, коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) электролизера совпадает с КИУМ снабжающего его источника генерации. Кроме того, такой способ электроснабжения позволяет рассматривать в качестве цены электроэнергии Р показатель приведенной стоимости производства единицы электроэнергии (levelized cost of electricity, LCOE) соответствующего источника генерации, рассчитываемый по схожей с (1) формуле в виде отношения дисконтированных значений суммы капитальных, топливных и условно-постоянных

затрат электростанции и полезного отпуска электроэнергии за весь жизненный цикл.

Исходные данные, принятые для расчетов стоимости производства водорода, представлены в таблице 2. При их формировании учитывалась информация из нескольких источников [6–15]. Стоимость используемой электроэнергии принята на основе LCOE типовых российских электростанций (АЭС, ГЭС и ВИЭ) [4]. Расчеты LCOH для технологии паровой конверсии метана с улавливанием и хранением CO₂ были выполнены на основе технико-экономических характеристик, указанных в таблице 2, полученных на основе [6] и других экспертных оценок.

Оценка стоимости производства водорода в России в сравнении с экспортными рынками

Результаты расчета стоимости производства водорода в России отражают сравнительную эффективность различных технологий производства в условиях нашей страны (рис. 1). Как видно, в настоящее время наименее затратным способом производства водорода является паровая конверсия метана – при существующей цене газа даже с учетом дорогостоящих систем

Конкурентоспособность российского водорода будет обеспечена при условии низкой стоимости его производства, создающей достаточный запас маржи для компенсации затрат на его транспортировку

улавливания и захоронения CO₂ дисконтированные затраты на производство водорода составляют около 1,7 долл./кг. К 2030–2035 гг. ожидается незначительное снижение LCOH до уровня 1,6 долл./кг за счет некоторого удешевления установок по улавливанию CO₂ и повышения их КПД (при сохранении роста внутренних цен газа не выше инфляции).

Несколько более дорогостоящим будет производство водорода методом электролиза за счет электроэнергии от базовой генерации – АЭС или ГЭС. В первом случае, приведенная стоимость водорода составляет около 3,2 долл./кг при фактически достигнутых технико-экономических показателях электролизеров и атомной генерации, а на перспективу 2030–2035 гг. LCOH может быть снижен до 2,3 долл./кг (за счет улучшения характеристик электролизеров и более низкого LCOE АЭС при удешевлении энергоблоков нового поколения).

Водород, получаемый с помощью ГЭС, несколько уступает «атомному» по ценовому критерию, что обусловлено разницей КИУМ данных видов генерации (средний КИУМ гидроэлектростанций в ЕЭС России составляет около 50 %), в то время как для АЭС он равен 85–90 %. В результате, на текущий момент показатель LCOH для водорода, получаемого с помощью гидроэнергии, оценивается в 3,5 долл./кг, с возможностью снижения к 2030–2035 гг. до уровня 3 долл./кг.

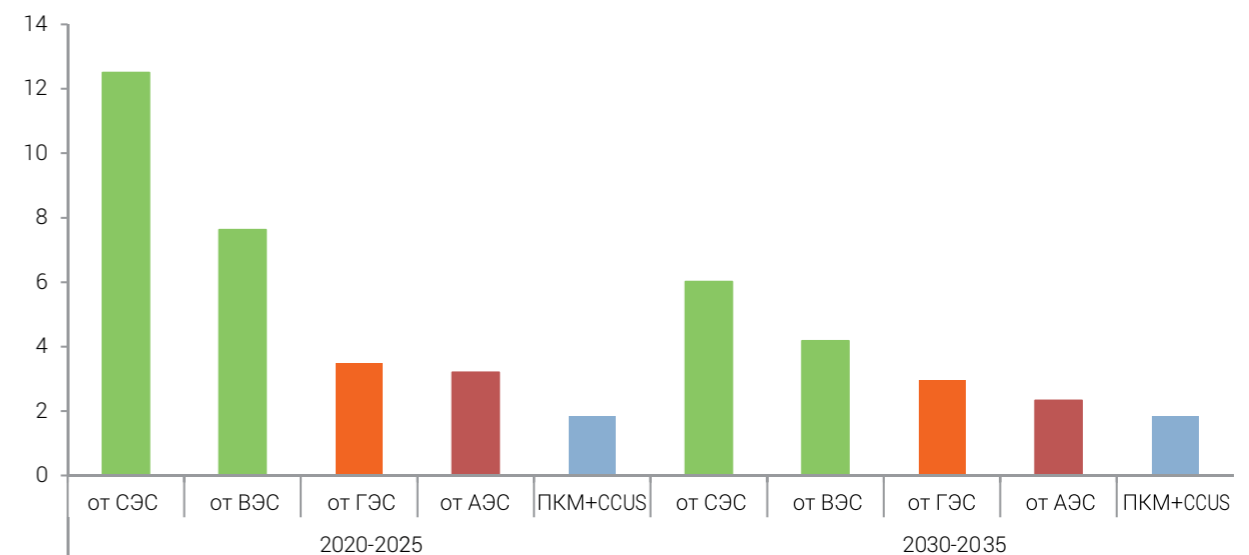
При текущей цене газа даже с учетом дорогостоящих систем улавливания CO₂ дисконтированные затраты на производство водорода составляют 1,7 долл./кг. К 2035 гг. ожидается их снижение до 1,6 долл./кг

Электролиз от ветровой и солнечной генерации многократно уступает остальным методам производства по экономической эффективности. К 2030–2035 году ожидается заметное улучшение стоимостных показателей «зеленого» водорода от ВЭС и СЭС (за удешевления как электролизеров, так и самих ВИЭ-установок). Однако даже в обозримой перспективе удельная дисконтированная стоимость 1 кг водорода останется в 2,5–3,5 раза выше, чем для «голубого» водорода (метод ПКМ плюс улавливание и захоронение CO₂) и в 1,7–2,7 раза выше, чем для электролиза от АЭС.

Помимо оценки стоимости производства водорода в России, аналогичные оценки были выполнены и в отношении ключевых экспортных рынков (Европа и Япония) с учетом показателей таблицы 1

Рис. 1. Приведенная стоимость производства водорода (LCOH) в России на основе электроэнергии и метана, долл./кг

Источник: расчеты ИНЭИ РАН



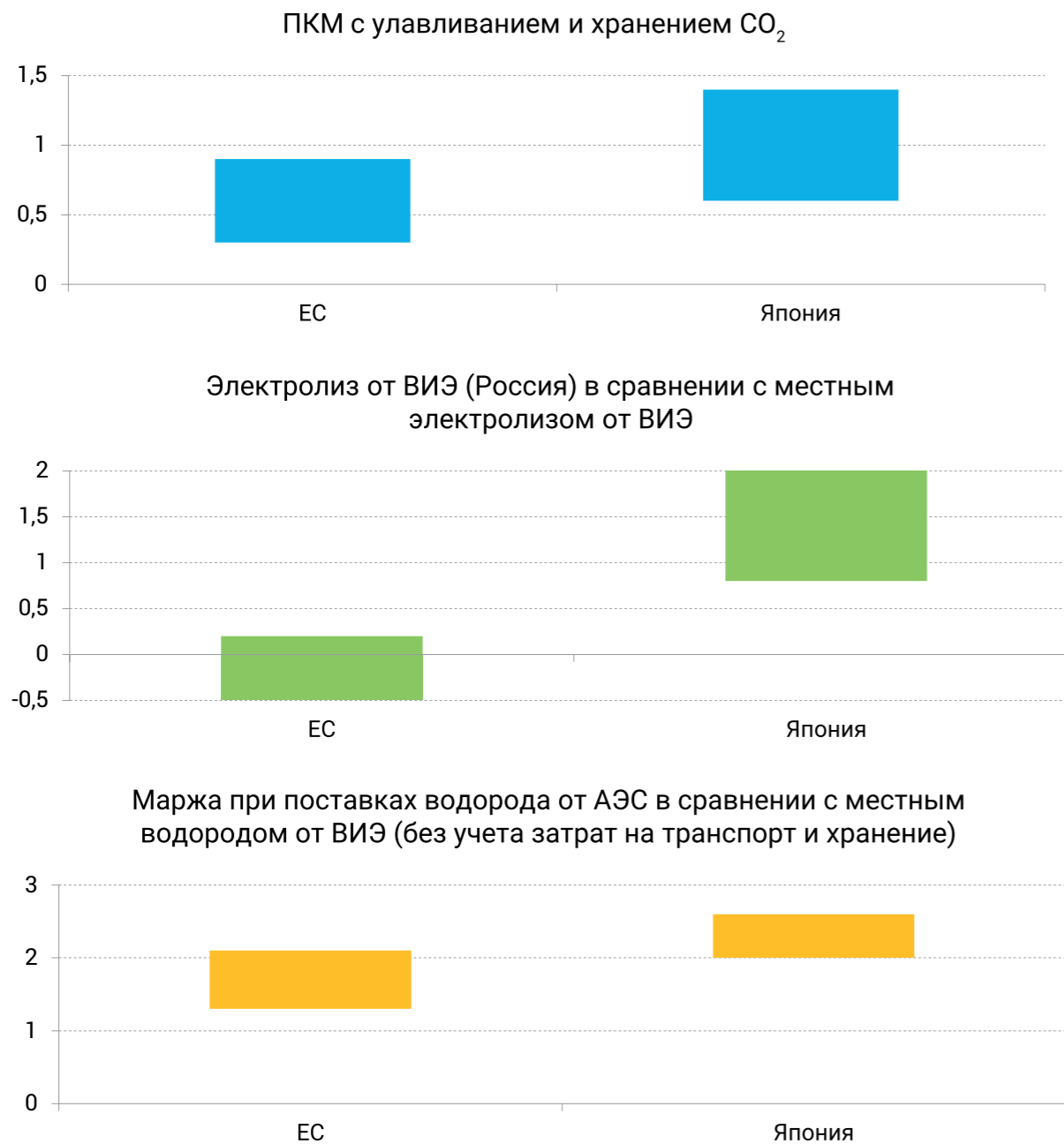


Рис. 2. Разница стоимости производства водорода в России и за рубежом (без учета затрат на транспорт и хранение), долл./кг

Источник:
расчеты ИНЭИ РАН

и актуальных данных МЭА о характеристиках безуглеродных электростанций в этих регионах мира.

Межрегиональное сопоставление стоимости производства водорода позволяет судить об экономической привлекательности (конкурентоспособности) его экспорта из России в рыночных условиях (т. е. без предложения государством-импортером специальных «закупочных» цен, гарантирующих окупаемость проекта по производству и экспорту водорода). При этом корректно сравнивать друг с другом однотипные водородные технологии (или «метановые», или «электролизные»). Однако, следует отметить, что оценка транспортных затрат для экспорта водорода в настоящее время остается неопределенной из-за наличия технологических барьеров в этой сфере. Как было отмечено выше, для устойчивой конкурентоспособности российского водорода полученные оценки экспортной маржи должны, как минимум, превышать величину транспортных издержек. Соответствующие результаты расчетов показаны на рис. 2.

Экспортная маржа для российского «голубого» водорода (ПКМ с улавливанием и хранением CO₂) составляет около 0,3–0,9 долл./кг при поставках в Европу и около 0,6–1,4 долл./кг для поставок в Японию (границы диапазонов соответствуют разным уровням цен газа в Европе и Японии). Несмотря на кратную разницу стоимости газа в России и на внешних рынках, расхождение в стоимости производства водорода методом ПКМ оказалось достаточно умеренным – причиной является высокая (до 40–50 %) доля капитальных затрат конверсионной технологии, особенно в части, связанной с внедрением систем улавливания и хранения CO₂.

Для водорода, полученного электролизом с использованием энергии ВИЭ, разность оценок LCOH составляет -0,5–0,2 долл./кг при экспорте в Европу и около 0,8–2,1 долл./кг при экспорте в Японию (границы диапазонов определяются стоимостью производства водорода от разных технологий ВИЭ – солнца, наземных и морских ветроустановок). Таким образом, европейский водород, получаемый с помощью выработки ВИЭ, является более дешевой альтернативой экспортным поставкам из России (более высокий КИУМ ветроэнергетики, характерный для многих стран Западной и Северной Европы, а так-

же более низкая стоимость фондирования в целом «перевешивают» эффект низкого CAPEX в условиях России).

Наибольшая же экспортная маржа характерна для водорода, производимого с использованием электроэнергии российских АЭС. Учитывая относительно низкую приведенную стоимость (LCOE) киловатт-часа АЭС в России, экспортная маржа такого водорода может достигать 1,3–2,1 долл./кг при поставках в Европу и 2–2,6 долл./кг при поставках в Японию. Однако принципиально важным является вопрос, готовы ли будут страны-импортеры рассматривать атомную генерацию как приемлемый (с точки зрения политики



Хранение водорода
Источник: energosmi.ru

декарбонизации) источник получения водорода.

В целом, маржинальность экспорта водорода на восточном направлении оказывается заметно выше, чем на западном, вне зависимости от выбора технологии производства водорода.

Оценка стоимости производства электроэнергии из водорода

Другой важной метрикой, связанной с водородными технологиями, является стоимость «обратной конвертации» водорода, произведенного каким-либо

Для водорода, полученного электролизом с использованием ВИЭ, разность оценок LCOE составляет -0,5 – 0,2 долл./кг при экспорте в Европу и около 0,8 – 2,1 долл./кг при экспорте в Японию

низко- или безуглеродным методом, в электроэнергию. Рассматривались две основные технологии такой «конвертации» – парогазовая установка на водородном топливе или электростанция на базе топливных ячеек (ТЭ-РЕМ). Расчеты LCOE для таких технологий были выполнены на перспективу 2030–2035 гг. с учетом прогнозируемого удешевления водородных технологий и некоторое повышение их КПД.

Как видно из рис. 3, стоимость электроэнергии, полученной из водорода,кратно превышает стоимость электроэнергии из традиционных источников генерации. В то время как производство с помощью классической ПГУ обеспечивает LCOE на уровне 45 долл./МВт·ч, производство электроэнергии с помощью водородной ПГУ будет стоить 135–230

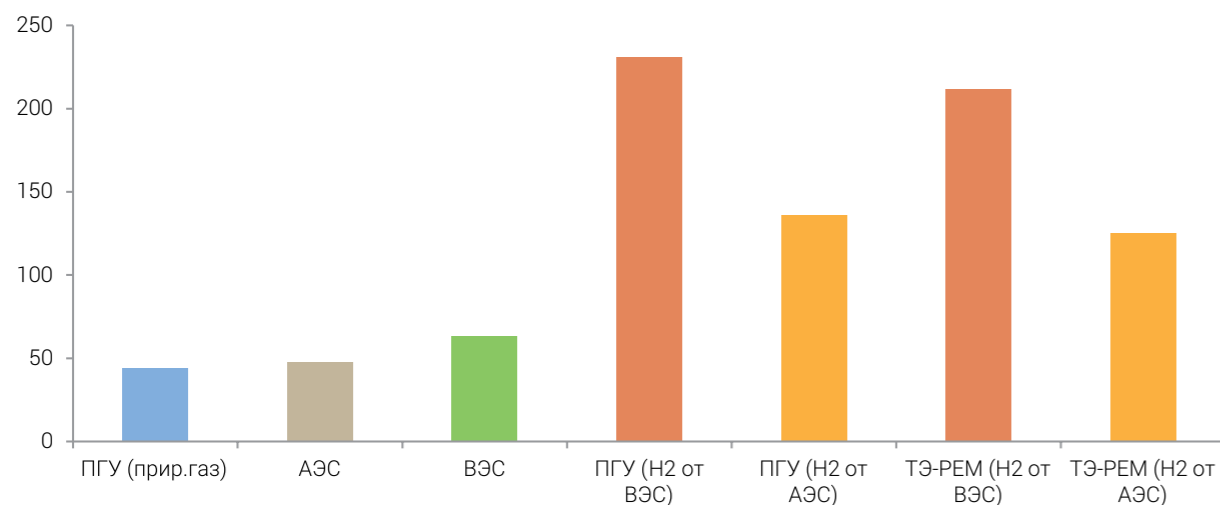
долл./МВт·ч, в зависимости от источника получения водорода. Для топливных ячеек на основе технологии PEM цифры LCOE будут чуть ниже (125 и 210 долл./МВт·ч соответственно). Более того – другие виды безуглеродной генерации (атомные и ветряные электростанции) также обеспечивают кратно более низкий уровень цены производства (50 и 65 долл./МВт·ч соответственно).

Таким образом, даже с учетом ожидаемого существенного удешевления водородных технологий, экономическая эффективность использования данного энергоресурса в электроэнергетике крайне сомнительна. Отметим, что вышеприведенные расчеты не учитывали затраты на компрессию, хранение и транспортировку водорода до электростанции – при включении этих составляющих, экономика водородного цикла становится еще менее конкурентоспособной.

Заключение

В данном исследовании мы оценили стоимость производства водорода в России на перспективу до 2030–2035 гг. с учетом страновой специфики – капитальных затрат разных видов генерации, цен топлива, процентных ставок и т. д. Мы также сделали аналогичные оценки для основных мировых рынков водорода – Европы и Японии. Анализ позволяет сделать некоторые важные выводы.

Рис. 3. Приведенная стоимость производства электроэнергии (LCOE) из водорода в России в 2030–2035 гг., долл./МВт·ч



Источник:
расчеты ИНЭИ РАН

Во-первых, водород, полученный методом электролиза, не способен конкурировать с водородом, полученным методом ПКМ с улавливанием CO₂. В России и Японии атомные электростанции способны обеспечить относительно более дешевый водород на основе электролиза, но все же на 10 и 35 % дороже (соответственно), чем производство водорода с помощью ПКМ.

Во-вторых, различия в стоимости производства водорода между Россией, Европой и Японией при использовании одинаковых входных энергоносителей весьма слабые. Это особенно актуально для Европы, где водород на основе риформинга всего на 0,3–0,85 долл./кг дороже, чем в России, а варианты на основе возобновляемых источников – даже дешевле. При сравнении российского атомного водорода с европейским водородом от ВИЭ получается запас до 1,3–2 долл. США/кг. Но ядерный водород пока еще не признан в полной мере «зеленым» водородом. В случае с Японией разница в стоимости по сравнению с Россией более заметна. Для водорода от ВИЭ,

например, она достигает 0,8–2,1 долл./кг и даже до 2,6 долл./кг, если рассматривать экспорт водорода от российских АЭС.

Таким образом, для коммерческой привлекательности экспортных инвестпроектов потребуются введение специальных механизмов господдержки, которые компенсируют невысокую экспортную маржу и снижают транспортные издержки, стимулируя к выходу на развивающийся мировой рынок водорода.

В-третьих, «возврат» водорода в электроэнергетику через его сжигание в ПГУ или использование в топливных элементах также является кратно более дорогим вариантом энергоснабжения по сравнению с традиционными низкоуглеродными методами производства электроэнергии. Даже с учетом ожидаемого существенного удешевления водородных технологий, производство электроэнергии с их помощью будет кратно более дорогим не только по сравнению с классической ПГУ на природном газе, но и с основными безуглеродными типами электростанций, включая АЭС, ВЭС и ГЭС.

Использованные источники

1. IEA. *Global hydrogen review. October 2021*. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>
2. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года».
3. Распоряжение Правительства РФ от 5 августа 2021 г. № 2162-р «Об утверждении Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации».
4. Veselov F., Pankrushina T., Khorshev A. *Comparative economic analysis of technological priorities for low-carbon transformation of electric power industry in Russia and the EU // Energy Policy*. 2021. Vol. 156. P. 112409. DOI: 10.1016/j.enpol.2021.112409
5. Janssen J.L.C., Weeda M., Detz R.J., van der Zwaan B. *Country-specific cost projections for renewable hydrogen production through off-grid electricity systems. Applied Energy* 309 (2022) 118398. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118398>
6. IEA. *The future of hydrogen. July 2019*. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
7. Hydrogen Council. *Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective. January 2020*. URL: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness-Full-Study-1.pdf>
8. IRENA. *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1,5°C Climate Goal. Abu Dhabi, 2020*. ISBN: 978-92-9260-295-6.
9. Mayyas, A. et al. (2019), *Manufacturing cost analysis for proton exchange membrane water electrolysers, Technical Report*
10. NREL/TP-6A20-72740, *National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, United States*. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72740.pdf>
11. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCHJU). *Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications. Final Report, June 2017*. URL: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/P2H_Full_Study_FCHJU.pdf
12. NOW GmbH. *Studie IndWEDe. Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Berlin, 2018*. URL: <https://www.dvw-info.de/wp-content/uploads/2019/06/NOW-Elektrolysestudie-2018.pdf>
13. The Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS). *Hydrogen Production Cost 2021. August 2021*.
14. Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B., Standen, E. *Development of Water Electrolysis in the European Union. Fuel Cells Hydrogen Joint Undertakings, Lausanne (2014)*. URL: [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy_FullReport%20\(ID%20199214\).pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy_FullReport%20(ID%20199214).pdf)
15. Schmidt O., Gambhir A., Staffell I., Hawkes A., Nelson J., Few S. *Future costs and performance of water electrolysis: an expert elicitation study. Int. J. Hydrogen Energy*, 42 (2017), pp. 30470-30492. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>
16. Proost J. *State-of-the art CAPEX data for water electrolysers, and their impact on renewable hydrogen price settings. Int J Hydrogen Energy*, 44 (9) (2019), pp. 4406-4413. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.07.164>