

Ю.В. Синяк, В.Ю. Петров

ПРОГНОЗНЫЕ ОЦЕНКИ СТОИМОСТИ ВОДОРОДА В УСЛОВИЯХ ЕГО ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ПРОИЗВОДСТВА¹

В статье рассмотрены наиболее перспективные технологии производства и транспортировки водорода. На базе специально разработанных экономико-технологических моделей получены прогнозные оценки ожидаемой стоимости водорода в централизованных системах производства и транспорта. Оценки отражают широкий диапазон вариации значений исходных параметров, неопределенность технологических и рыночных условий. В результате анализа выделены наиболее перспективные технологии централизованного производства водорода, которые обуславливают возможность его выхода на внутренний энергетический рынок России в ближайшие 15-20 лет.

Энергия – важнейший фактор социально-экономического прогресса. Развитие материального производства и сектора услуг требует затрат энергии, источником которой являются природные невозобновляемые и возобновляемые энергоресурсы. Эти энергоресурсы являются взаимозаменяемыми, хотя предпочтительность выбора зависит от их рыночных свойств (потребительской ценности, потенциала, затрат на добычу или производство), транспортировку и использование, ущерба для окружающей среды и здоровья людей и т.п. В 90-е годы XX в. в число факторов, определяющих предпочтительность выбора энергоносителей, были включены показатели влияния производства и использования энергоносителей на окружающую среду и здоровье населения (см., например, [1]).

В настоящее время происходит смена парадигмы развития мировой энергетики. Основными факторами, определяющими ее контуры, являются: *учет влияния энергетических технологий на экологию и климат; истощение дешевых источников энергии и неизбежность роста цен на традиционные виды энергоносителей; энергетическая безопасность и надежность энергоснабжения национальной экономики; технический прогресс в технологиях добычи, транспортировки и использования традиционных и новых энергоносителей.* Поэтому чрезвычайно важная роль принадлежит исследованиям, направленным на поиск альтернативных видов топлива и выбор наиболее перспективных направлений их производства и использования. По убеждению многих специалистов, благоприятной является перспектива использования водорода как топлива будущего (см., например, [2-5]). Водород в качестве энергоносителя через два десятилетия может способствовать решению основных задач перспективного энергоснабжения: сократить зависимость внутренних рынков энергоресурсов от импорта и тем самым повысить энергетическую безопасность стран – импортеров нефти и газа; заметно снизить объем вредных выбросов, особенно тепличных газов, в окружающую среду; существенно усилить инновационную основу развития, применяя передовые достижения в области материаловедения, физико-химических процессов, электротехники и электрохимии и т. п. Уникальные свойства водорода определяют основные направления его использования: *транспортные системы и децентрализованная электроэнергетика.*

¹ *Статья подготовлена при финансовой поддержке Российского гуманитарного научного фонда (проект № 06-02-00124а).*

Главная проблема перехода к водородной энергетике заключается в высоких затратах на производство водорода, его доставку к потребителю и хранение. Однако даже относительно высокая в настоящее время стоимость водорода может оказаться приемлемой при учете таких внешних эффектов, сопутствующих переходу к его использованию, как, например, уменьшение загрязнения окружающей среды и предотвращение глобального потепления. В перспективе при неизбежном росте затрат на традиционные энергоресурсы и под влиянием усилий по совершенствованию водородных технологий вполне вероятно ожидать рост эффективности использования водорода. Это заставляет уже сейчас начать поиски наиболее перспективных областей применения водорода, чтобы понять основные, узловые проблемы, связанные с его конкурентоспособностью на энергетических рынках. При этом перспективы применения водорода во многом будут зависеть от локальных условий энергоснабжения отдельных стран и регионов мира.

Существуют две принципиально различные концепции организации производства и использования водорода, каждая из которых обладает определенными преимуществами и недостатками:

– *децентрализованные системы*, в которых производство водорода приближено к месту его потребления. Это исключает транспортировку водорода до потребителя (см., например, [6]);

– *централизованное производство*, в котором получение водорода сосредоточено в определенных местах. Это предполагает его доставку потребителям специализированным транспортом. При централизованном производстве водорода более высока вследствие эффекта масштабности эффективность преобразования природных энергоресурсов в водород, меньше затраты на обеспечение безопасности производства, реальна возможность улавливания вредных выбросов, значительно дешевле стоимость производства водорода. Однако возникает необходимость в его дорогостоящей транспортировке (в газообразном или сжиженном виде) к непосредственным местам потребления, что увеличивает стоимость водорода у потребителя. Централизованные схемы позволяют использовать большой выбор энергоресурсов для производства водорода: твердое и газообразное топливо, электроэнергию от энергосистемы или локальных возобновляемых источников энергии (ВИЭ), ядерную энергию в виде высокотемпературного тепла.

В статье приведены прогнозные оценки ожидаемой стоимости водорода при его централизованном производстве и доставке к потребителю в газообразном или сжиженном виде. Расчеты выполнены на основе экономико-технологических моделей различных способов производства и транспортировки водорода.

Технологии централизованного получения водорода. Существует несколько источников получения водорода:

– *природные органические топлива*: природный газ, уголь, древесина и т.п. Они, взаимодействуя с парами воды и (или) воздухом (кислородом) в процессе газификации, образуют синтез-газ (смесь CO и H₂). Из этой смеси на последующих стадиях выделяют водород;

– *органические отходы сельского хозяйства, промышленности и коммунально-бытового хозяйства*, которые в процессе газификации или пиролиза превращаются в синтез-газ, являющийся исходной компонентой для получения водорода;

– получение водорода *из воды* путем разложения ее молекулы на H₂ и O₂ методами электролиза или термохимического разложения;

– биологический способ получения молекулярного H_2 из смеси воды с питательными веществами за счет энергии солнечного света как продукта жизнедеятельности сине-зеленых водорослей.

На рис. 1 показаны основные процессы производства водорода и источники энергии, используемые при его получении.

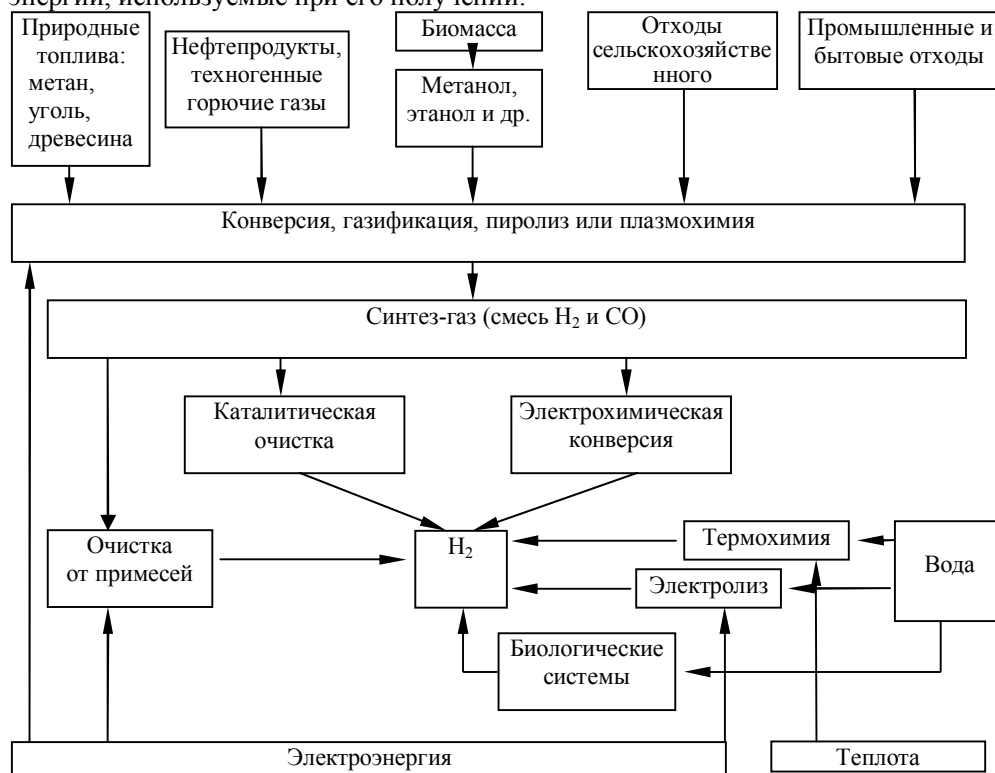


Рис. 1. Способы получения водорода

На современном этапе интерес представляют наиболее изученные и освоенные способы. Некоторые из них уже сейчас используются для производства водорода в химической и нефтеперерабатывающей отраслях промышленности². К их числу относятся: *паровая конверсия углеводородов, газификация угля или нефтяных остатков, электролиз воды.*

Паровая конверсия углеводородов. В процессах паровой конверсии в качестве исходного сырья могут использоваться природный газ, состоящий на 95-99% из метана, сухие газы нефтепереработки, бензин и водяной пар. Наиболее перспективной технологией является паровая конверсия метана (ПКМ). При ПКМ получается синтез-газ, богатый водородом (70-75% по сухой массе) вместе с CO (7-10%), CO₂ (6-14%) и небольшим количеством остаточного метана (2-6%). Основным процесс ПКМ – эндотермический, т.е. требующий дополнительного подвода тепла, которое обеспечивается при сжигании некоторого количества природного газа (около 30%). В результате может быть получен водород высокой степени чистоты (99+%). Подробно процесс конверсии метана водяным паром описан в работе [8]. При значительных объемах производства водорода эффективность процесса может достигать 70-80%.

² В настоящее время мировое производство водорода составляет около 65 млн. т [7].

В технологии производства сжатого водорода методом ПКМ удельные расходы на 1 кг H₂ составляют: природного газа – 5,0-5,5 куб. м; воды – 4,0-4,5 кг; электроэнергии – 0,7-0,9 кВт·ч. Выбросы CO₂ с учетом потерь природного газа на магистральном транспорте и в процессе выработки электроэнергии в энергосистеме достигают 9,5 кг/кг H₂.

При отпуске водорода в сжиженном виде значительно возрастают расходы электроэнергии на процессы сжижения, достигая 11-13 кВт·ч на 1 кг H₂. Большой расход электроэнергии на сжижение водорода приводит к тому, что суммарные выбросы CO₂ возрастают до 35-38 кг/кг H₂.

Технология ПКМ достаточно эффективна, но неуклонный рост цен на природный газ приведет к росту стоимости водорода. Кроме того, метод не является экологически абсолютно чистым, так как ему сопутствуют выбросы CO₂ и других парниковых газов. Они образуются как в самом процессе ПКМ, так и за его пределами в системе транспорта газа и генерирования электроэнергии, вырабатываемой в энергосистеме.

В 10-15-летней перспективе природный газ – наилучшее и, как показано ниже, наиболее дешевое решение для перехода к водородной энергетике. Однако на долгосрочный период стратегия производства водорода должна быть нацелена на возобновляемые источники энергии или ядерную энергию, имеющие более обнадеживающие перспективы с точки зрения снижения затрат и сокращения выбросов CO₂.

Газификация твердых топлив. В процессе газификации водород может быть получен из большого числа видов топлива: углей, горючих сланцев, торфа, твердых органосодержащих отходов производства. Особый интерес для водородной энергетике представляют угли, природные запасы которых намного превышают запасы остальных органических топлив.

Процесс газификации угля осуществляется в несколько стадий [9]. Итоговая реакция процесса газификации угля является эндотермической, и для ее реального осуществления необходимо подводить к системе теплоту (900-1200°C). В конечном счете она может быть получена при дополнительном сжигании некоторого количества угля (автотермический процесс). Продукты парокислородной газификации представляют собой смесь CO₂, CO и H₂, из которой на последующих стадиях выделяют водород. Установки для газификации угля освоены относительно хорошо.

При газификации угля удельные расходы составляют: угля – 6-7 кг у.т./кг H₂; воды – 9 кг; электроэнергии – 0,7-0,8 кВт·ч в случае отпуски водорода в сжатом виде и 13-14 кВт·ч – сжиженного водорода. Выбросы CO₂ достигают около 22 кг при сжатом водороде и более 46 кг при сжиженном. В результате при одинаковом выходе водорода выбросы CO₂ оказываются в 2,3 раза больше, чем при получении газообразного водорода по методу ПКМ, но только в 1,23 раза больше для жидкого водорода. Эти различия объясняются большим расходом электроэнергии от энергосистемы для сжиженного водорода.

Газификация угля может оказаться экономически привлекательной в районах добычи дешевого угля. Однако при этом способе выделяется много тепличных газов, поэтому в условиях жесткого контроля изменений климата этот способ может оказаться малоперспективным. Очистка водорода от загрязнителей усложняет технологический процесс и сильно влияет на стоимостные показатели.

Термохимическое разложение воды при использовании энергии высокотемпературного газоохлаждаемого реактора (ВТГР). Поскольку многие процессы производства водорода требуют дополнительного подвода тепла, то в качестве такого внешнего источника могут выступать разрабатываемые в

настоящее время типы ВТГР. Существуют реальные возможности их использования для крупномасштабного производства водорода по методу термохимического разложения воды [10]. Подвод тепла с высокой температурой (800-1000°C) осуществляется от ВТГР. Электроэнергия для вспомогательных процессов (сжатия или сжижения водорода и др.) поступает от энергосистемы. Эффективность производства водорода в таком процессе может достигать 40-60%.

При термохимическом разложении воды расходуются: теплота – 60-65 кВт·ч (т)/кг H₂; вода – 9-20 кг; электроэнергия – 2,0-2,5 кВт·ч при отпуске водорода в сжатом виде или 14-16 кВт·ч – сжиженного водорода. Выход кислорода достигает 8 кг на 1 кг H₂, а выбросы CO₂ – 1,7 кг и 9,2 кг соответственно при сжатом и сжиженном водороде.

Как показано ниже, производство водорода на базе ядерной энергии может вполне конкурировать с другими методами. Однако в этом случае требуются крупные установки с единичной мощностью ВТГР не менее 100 МВт (т). Поэтому экономическая эффективность достигается при обширном круге потребителей и развернутой для доставки водорода инфраструктуре.

Электролиз воды. Водород может быть получен методом электролиза воды. Хотя этот способ имеет многолетнюю историю, тем не менее в настоящее время мировой объем производства водорода путем электролиза воды невелик (не более 2-3%). Причина – в относительно низкой суммарной эффективности процесса по сравнению с паровой конверсией метана и газификацией угля.

Важное потенциальное преимущество электролиза состоит в том, что его достаточно легко организовать в условиях маломасштабного производства, приблизив к потребителям. Это позволяет отказаться от сооружения дорогостоящих систем распределения водорода. Электролизеры обеспечивают производство особо чистого водорода. К недостаткам относятся низкая суммарная энергетическая эффективность процесса (не более 25-30% с учетом к.п.д. электростанций) и относительно высокие капитальные затраты. В настоящее время применяются и разрабатываются новые типы электролизеров (твердополимерные, высокотемпературные и др.), позволяющие увеличить эффективность и коммерческую привлекательность процесса электролиза.

В качестве источника электроэнергии для электролиза рассмотрим несколько вариантов: энергоснабжение от энергосистемы³; выработка электроэнергии на месте на базе возобновляемых источников энергии, например солнечной или ветровой.

Электролиз на электроэнергии от энергосистемы. В процессе электролиза вода под действием постоянного тока разлагается на водород и кислород. В промышленных условиях удельные расходы при электролизе воды на 1 кг H₂ составляют: электроэнергии – 55-60 кВт·ч; воды – 9 кг; кислорода – 8 кг; выбросов CO₂ – 41 кг.

Основные недостатки этого метода связаны с объемом используемой электроэнергии и выбросами парниковых газов при ее производстве. В перспективе при увеличении производства электроэнергии за счет безуглеродных технологий (ядерной энергии и возобновляемых источников) электролиз воды станет действительно экологически чистым процессом.

Электролиз на базе энергии ветра. Этот источник активно используется для производства электроэнергии, что позволяет рассматривать ветровую энергию как перспективную базу для производства водорода. Определяющее влияние на эффективность генерирования электроэнергии на ветровых электростанциях (ВЭС) оказывают скорость ветра и ее равномерность в местах установки.

³ При этом массовое потребление водорода потребует организации его круглосуточного производства на основе базисной электроэнергии от энергосистемы.

Электролиз на базе солнечной энергии. В этой схеме источником электроэнергии являются фотоэлектрические преобразователи. Стоимость электролизеров и солнечных батарей остается основной проблемой при выборе этой технологии. Относительно низкий поток энергии солнечного излучения в умеренных широтах⁴ и большие суточные и сезонные колебания интенсивности излучения приводят к низкому значению коэффициента использования установленной мощности солнечных электростанций (СЭС), не превышающему 20-40% в средних широтах. Это является существенным сдерживающим фактором для использования солнечной энергии в производстве водорода.

В России в период 2020-2030 гг., как показано в работе [11], можно рассчитывать на появление реального спроса на водород в качестве энергоносителя. Для этих условий ниже приведены оценки ожидаемой стоимости технологий централизованного производства водорода. Они основаны на использовании экономико-технологических моделей и выполнены для трех возможных уровней цен на сырье для производства водорода. Это позволило получить *оптимистические (I), умеренные (II) и пессимистические (III) оценки* стоимости водорода.

Расчеты выполнены для двух видов товарного водорода: а) газообразного с транспортировкой под давлением по системе трубопроводов и б) сжиженного с дальнейшей доставкой потребителям грузовыми автомобилями в криогенных цистернах.

В расчетах использованы следующие данные.

1. *Прогнозные оценки ИНП РАН стоимости энергоресурсов для производства водорода на период до 2020-2030 гг.* (табл. 1).

Таблица 1

Варианты оценок исходных параметров

Параметр	Оптимистический (I)	Умеренный (II)	Пессимистический (III)
Цены энергоносителей			
природный газ, долл./тыс. куб. м	150	300	450
уголь долл./т н.э.	50	75	100
электроэнергия от энергосистемы, долл./кВт·ч	0,05	0,1	0,15
нефть, долл./барр.	80	100	130
Удельные капиталовложения в новые технологии			
ВТГР, долл./кВт (тепловой мощности)	500	1000	1500
ВЭС, долл./кВт	500	1000	1500
СЭС, долл./кВт	1000	2000	3000
Среднегодовое использование установленной мощности ВЭС и СЭС, %	45	30	15

2. *Удельные капиталовложения в элементы технологии производства водорода (при большой производительности – около 100/т H₂ в сутки):*

- электролизер – 740 долл./кВт [12];
- установка для реформинга метана – 25-30 долл./кг H₂ [13];
- водородный компрессор – 2000 долл./кВт [13];
- хранение H₂ в сжатом виде – 80-100 долл./кг H₂ [14];
- установка по сжижению H₂ – 1100 долл./кг H₂ /сут. [13];
- хранение жидкого водорода – 15-20 долл./кг H₂ [13];
- устройство для разлива жидкого водорода – 100 тыс. долл. [13].

3. *Стоимость транспортировки H₂ на 100 км* (рассчитано по данным работы [14]):

- трубопроводный транспорт (в сжатом виде) – 0,4 долл./кг/100 км

⁴ Около нескольких сотен ватт на 1 кв. м в условиях России.

– автомобильный транспорт (в сжиженном виде в криогенных цистернах) – 0,1 долл./кг/100 км.

4. *Экономические параметры для расчета инвестиций:* энергообеспечение (энергия, вода и т.п.) – 20% стоимости оборудования; проектирование, наладка и т.п. – 15%; непредвиденные расходы – 10%; оборотные средства, стоимость земли и др. – 7%. Срок службы объектов – 20 лет. Прочие переменные затраты, кроме топлива и энергии приняты в размере 1% в год полных капиталовложений; постоянные эксплуатационные издержки – 5% в год полных капиталовложений [13]. Рентабельность инвестиций при этом составляет 12% в год.

5. *Удельные выбросы CO₂.* При использовании электроэнергии от энергосистемы они приняты по величине ожидаемых выбросов в электроэнергетике в соответствии с расчетами, приведенными в работе [11]. Ожидается, что в период 2020-2030 гг. они составят в среднем около 0,75 кг CO₂/кВт·ч. Выбросы при газификации угля достигают около 22 кг CO₂/кг H₂, а при паровой конверсии метана менее 10 кг CO₂/кг H₂ (в случае отпуска водорода потребителям в газообразном виде).

Как отмечено выше, стоимость водорода зависит от масштабов производства. Для оценки этого фактора в модели было учтено влияние возможных колебаний производительности установок на стоимостные показатели технологии. Расчет этого фактора в первом приближении выполнен в соответствии с законом Хендерсона [15]:

$$C_n = C_0 (V_n/V_0)^{-a},$$

где C_n – искомое значение затрат на производство единицы продукции при исследуемом объеме производства; C_0 – известное значение затрат производимой единицы при базовом объеме производства; V_0 – базовый объем производства, для которого известно значение затрат на производство единицы продукции; V_n – объем производства, исследуемый в модели; a – эластичность затрат по выпуску продукции (принята равной 0,75-0,90 [13]).

В табл. 2 приведены диапазоны оценок технико-экономических показателей производства водорода в централизованных условиях применительно к указанным выше технологическим и экономическим параметрам. Эти оценки были приняты в расчетах при определении эффективности использования водорода.

Таблица 2

Оценки технико-экономических показателей централизованного производства водорода при производительности в диапазоне 10-100 т H₂/сут.

Технология получения H ₂	Расход энергоресурсов на 1 кг H ₂		Переменные издержки (без энергоресурсов), долл./кг H ₂	Постоянные издержки (без амортизации), долл./кг H ₂	Полные затраты (без стоимости энергоресурсов), долл./кг H ₂	Удельные капиталовложения, тыс. долл./т H ₂
	основное производство	электроэнергия для вспомогательных нужд				
Паровая конверсия метана	природный газ, 5,5-6,5 куб. м	0,7-0,8 10-12	0,05-0,1 0,4-0,8	0,1-0,3 0,6-0,8	0,5-0,80 2,3-3,0	2-8 8-18
Газификация угля		уголь, 5-7 кг у.т.	3,7-3,9 14-17	0,3-0,4 0,9-1,1	0,3-0,9 0,6-1,4	1,6-2,1 3,6-5,0
Термохимическое разложение воды на базе ВТГР	-	2,2-2,5 12-15	0,01-0,05 0,05-0,1	0,5-0,7 0,7-0,9	3,5-3,6 5,9-6,1	15-16 20-23
Электролиз при получении электроэнергии:	}	2-2,5 12-15	0,05-0,12 0,15-0,20	0,6-1,0 0,7-1,1	2,6-3,4 3,1-4,0	13-23 18-25
		электроэнергия,	2-2,5	0,45-0,5	2,2-2,4	9,3-10,0

от СЭС	} 50-52 кВт·ч	12-15	0,5-0,55	2,4-2,7	10,0-11,0	55-60
		<u>2-2,5</u>	<u>0,75-0,9</u>	<u>3,9-4,5</u>	<u>18,5-19,3</u>	<u>85-90</u>
		12-15	0,8-1,0	4,2-4,4	19,0-20,3	90-95

Примечание. В числителе даны значения для газообразного водорода в сжатом виде, в знаменателе – для сжиженного водорода.

Как следует из табл. 2, стоимость газообразного водорода оказывается более низкой, чем сжиженного. При производстве водорода на базе органических видов топлива (газ, уголь) это более заметно по сравнению с производством на базе электролиза, особенно при получении электроэнергии от возобновляемых источников энергии.

Для оценки эффективности и перспектив применения водорода в российских условиях необходимо рассмотреть прогнозную эволюцию цен конкурирующих традиционных энергоносителей, прежде всего моторных топлив. Проблема обеспечения последними в перспективе наиболее актуальна и решается наиболее трудно.

По многим оценкам, цена сырой нефти в мире к 2030 г. в условиях бескризисного развития, скорее всего, будет находиться на уровне 80-130 долл./барр. (в современных ценах) [16]. Цены моторного топлива (бензин, дизельное топливо) на мировых спот-рынках превышают цену сырой нефти в 1,4-1,5 раза [17]⁵. При таком подходе ожидаемая минимальная цена моторного топлива (без налогов) составит 0,7-1,0 долл./л.

Принимая топливную эффективность автомобиля с водородным двигателем в 2-2,5 раза более высокой, чем с двигателем внутреннего сгорания [18, 19], получаем *допустимую предельную цену водорода* при ожидаемых ценах традиционного моторного топлива. Она должна составлять не более 6-9 долл./кг H₂. Эта оценка учитывает только энергетическую составляющую расходов. В действительности предельная цена водорода будет ниже, так как, по мнению многих специалистов, стоимость водородного автомобиля с учетом затрат на инфраструктуру будет выше, чем традиционного автомобиля.

Сейчас трудно оценить, насколько автомобиль на водороде будет дороже традиционного. Существуют различные оценки его стоимости при массовом выпуске: в зависимости от класса автомобиля удорожание может составить от 10-15% [20] до 40-50% [8]. Оценим *предельную стоимость водорода* для автомобиля на водороде с годовым пробегом около 20 тыс. км и сроком службы 12 лет при его удорожании на 15, 25 и 50% по сравнению с традиционным автомобилем стоимостью 20 тыс. долл. (табл. 3).

Таблица 3

Сравнительная оценка предельной стоимости водорода
при различном удорожании автомобиля

Показатель	Стоимость моторного топлива, долл./л	
	0,6-0,7	0,9-1,0
Удорожание автомобиля, %		
15	5,1	8,0
25	4,1	7,0
50	1,6	4,5

⁵ Для сравнения цен сырой нефти и моторных топлив целесообразно использовать данные спот-рынка моторных топлив, так как они в минимальной степени искажены под воздействием налоговых инструментов, которые в различных странах увеличивают цену моторного топлива на 25-50% и более.

При значительном росте цен на традиционную нефть предельная стоимость водорода для использования в качестве моторного топлива может колебаться от 4,5 до 8 долл./кг H_2 в зависимости от степени удорожания автомобиля с водородным двигателем. Если цены на нефть будут оставаться стабильными на современном уровне, то конкурентная цена водорода будет находиться в диапазоне от 1,6 долл./кг H_2 при значительном удорожании автомобиля с водородным двигателем и до 5,1 долл./кг H_2 , если удорожание не превысит 15%.

На рис. 2 показано изменение стоимости производства газообразного водорода на основе использования для технологий: ПКМ, газификации угля, термохимического разложения воды на базе ВТГР; для технологий электролиза воды они приведены на рис. 3. Расчеты выполнены для умеренных величин исходных данных. Для всех технологий (кроме термохимического разложения воды на базе ВТГР) в расчетах принят широкий диапазон производительности от 0,5 до 500 т H_2 /сут. по водороду. Для технологии с ВТГР минимальная производительность составляет около 50 т H_2 /сут. (реактор не менее 135-150 МВт по тепловой мощности).

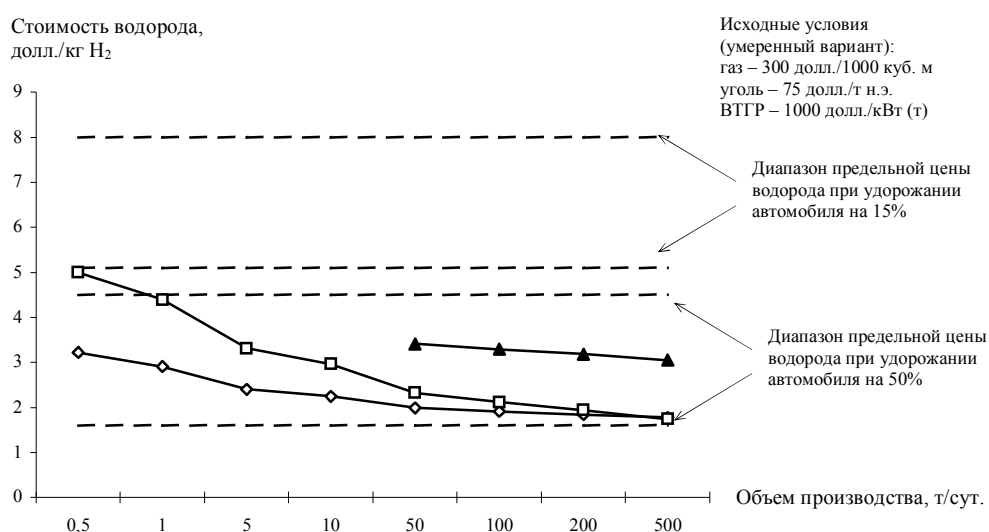


Рис. 2. Стоимость производства сжатого водорода для технологий ПКМ, газификации угля и термохимического разложения воды с использованием ВТГР при умеренных оценках исходных параметров:
 —◇— ПКМ; —□— газификация; —▲— ВТГР

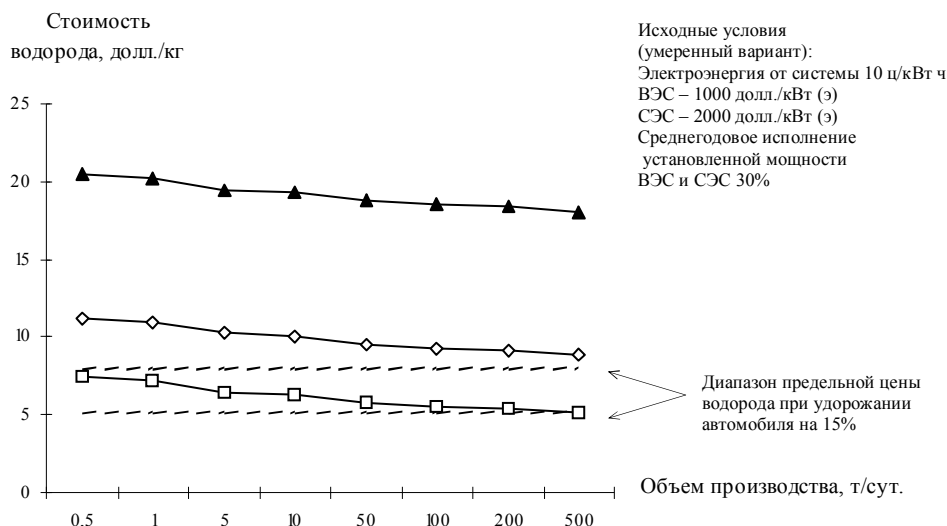


Рис. 3. Стоимость производства сжатого водорода для технологий электролиза воды на базе электроэнергии от энергосистемы и возобновляемых источников при умеренных оценках исходных параметров:

—□— от электросистемы; —◇— ВЭС; —▲— СЭС

Водород, получаемый на базе органических топлив (ПКМ, газификация) и ВТГР, оказывается конкурентоспособным с традиционным моторным топливом даже при удорожании водородного автомобиля на 50% (см. рис. 2). С увеличением единичной мощности установок по получению водорода его стоимость заметно снижается.

Производство водорода методом электролиза оказывается менее выгодным. В этом случае только при использовании электроэнергии от энергосистемы водород может конкурировать с традиционными моторными топливами, но при условии, что удорожание автомобиля на водороде не превысит 15%. Электролиз на электроэнергии от возобновляемых источников оказывается в России практически невыгодным в период до 2030 г. В этих случаях стоимость водорода на базе электроэнергии от ВЭС будет на 15-40% выше допустимого уровня, а от СЭС – будет его превышать в 2,2-2,5 раза.

При пессимистических оценках исходных параметров выводы существенно не меняются. Можно ожидать, что при бóльшей производительности (более 50 т/сут.) метод газификации угля становится несколько более экономичным, чем метод ПКМ, который остается достаточно привлекательным даже в условиях 50-процентного увеличения стоимости автомобиля. Метод газификации угля по стоимости приближается к этому уровню только при производительности более 1 т/сут. При более низкой производительности газификация угля может быть экономически более эффективной только при росте цены водородного автомобиля не более чем на 15%.

В табл. 4 приведены расчеты ожидаемой стоимости водорода у потребителя при использовании различных технологий его централизованного производства в размере 100 т H₂/сут. Для всех методов условно принята дальность транспортировки 100 км. Это соответствует расположению завода вдали от большого населенного пункта и централизованной доставке водорода по трубопроводу в сжатом виде или в сжиженном виде в криогенных цистернах, перевозимых грузовым автотранспортом.

Таблица 4

Оценки стоимости централизованного производства водорода и его доставки до потребителя в газообразном и сжиженном виде по вариантам*, долл./кг H₂

Технология производства	Стоимость производства			Стоимость у потребителя			Выбросы CO ₂ , кг CO ₂ /кг H ₂
	I	II	III	I	II	III	
<i>Сжатый H₂</i>							
ПКМ (природный газ)	1,2	1,9	2,6	1,6	2,4	3,1	9,5
Газификация угля	1,8	2,0	2,2	2,3	2,5	2,7	21,8
Термохимическое разложение воды на базе ВТГР	3,3	5,4	7,4	3,8	5,8	7,9	1,7
Электролиз на электроэнергии:							
от энергосистемы	4,3	6,7	9,2	4,8	7,2	9,7	41,1
от ВЭС	4,4	9,8	25,8	4,9	10,3	26,3	0,0
от СЭС	7,1	17,8	49,9	7,6	18,3	50,5	0,0
<i>Сжиженный H₂</i>							
ПКМ (природный газ)	2,9	3,7	4,4	3,1	3,8	4,5	17,4
Газификация угля	3,8	3,9	4,1	3,9	4,1	4,2	30,0
Термохимическое разложение воды на базе ВТГР	5,7	7,9	10,2	5,8	8,1	10,3	9,2
Электролиз на электроэнергии:							
от энергосистемы	5,7	8,6	11,6	5,9	8,8	11,7	48,6
от ВЭС	6,07	12,3	31,2	6,1	12,4	31,4	0,0
от СЭС	9,1	21,8	59,1	9,3	21,9	59,8	0,0

* I – оптимистические оценки, II – умеренные, III – пессимистические.

Стоимость водорода у потребителя при транспортировке на умеренные расстояния практически не меняет оценки предпочтительности водородных технологий и выводы об их конкурентоспособности. Однако выбросы углекислого газа по рассмотренным технологиям могут внести существенные коррективы в процедуру выбора.

В табл. 5 приведены сравнительные результаты прогнозных оценок стоимости водорода, полученных на базе расчетных моделей, с данными зарубежных публикаций. По большинству технологий значения итоговой стоимости водорода, рассчитанные зарубежными исследователями, оказываются более оптимистичными, чем оценки, полученные авторами настоящей работы. В особенности это относится к технологиям на базе ядерной энергии и возобновляемых источников.

Таблица 5

Сравнение результатов, полученных авторами по расчетным моделям, с зарубежными данными

H ₂	Технология производства водорода	Стоимость водорода у потребителя, долл./кг H ₂	
		Оценки авторов	Зарубежные оценки
Сжатый	ПКМ (природный газ)	1,2-2,7	1,8-3,5 [8]
	Газификация угля	1,9-2,3	1,6 [13]
	Термохимическое разложение воды на базе ВТГР	3,3-7,5	1,0-1,6 [8]
	Электролиз на электроэнергии: от энергосистемы	4,3-9,3	4,7 [21]
	от ВЭС	4,4-25,9	3,9-7,1 [14]
от СЭС	7,1-50,0	6,4-25,8 [22]	
Сжиженный	ПКМ (природный газ)	2,9-4,4	3,8 [13]
	Газификация угля	3,8-4,1	4,5-5,1 [13,23]
	Термохимическое разложение воды на базе ВТГР	5,7-10,2	1,4-2,1 [13]

	Электролиз на электроэнергии: от энергосистемы	5,7-11,6	7,8 [21]
	от ВЭС	6,0-31,3	4,5-9,5 [23]
	от СЭС	9,1-60,0	7,5 [24]

Примечание. Цифры в скобках обозначают номер литературного источника.

* * *

Полученные результаты показывают, что централизованное производство водорода для использования его в качестве моторного топлива при определенных условиях может стать вполне конкурентоспособным в перспективе 15-20 лет по сравнению с традиционным углеводородным топливом. Как показали исследования по формированию перспективного топливно-энергетического баланса России до 2030 г. [11], уже к 2030 г. может потребоваться производство 10-15 млн. т H₂ на базе природного газа и высокотемпературного тепла от ВТГР для удовлетворения нужд электроэнергетики и транспорта. Вместе с тем, требуется тщательный анализ технологий производства и использования водорода с учетом ожидаемых изменений в энергетическом балансе мира и отдельных стран и требований, предъявляемых к источникам энергии в XXI в.

Естественно, что в расчетах большинства прогнозных оценок учитываются возможности значительного усовершенствования с позиции как технологий вообще, так и необходимости и целесообразности перехода на водородную экономику. Однако уже по современным представлениям ясно, что в обозримом будущем водород может занять определенную нишу в энергетическом балансе России. Это требует интенсификации научных исследований по разработке водородных технологий и подготовки к их встраиванию в национальную экономику.

Литература

1. *Externe – Externalities of Energy. A Research Project of the EC, vol. 1-10, 1995-2005, www.externe.info/publications.html*
2. *National Vision of America's Transition to a Hydrogen Economy – to 2030 and Beyond? February 2002, US DOE.*
3. *European Hydrogen & Fuel Cell. Technology platform. Implementation Plan. – Status 2006, Implementation Panel, March 2007.*
4. *Joint Technology Initiative on Fuel Cells and Hydrogen, Brussels, 28 March, 2007.*
5. *Japan Hydrogen & Fuel Cell Demonstration Project, www.jhfc.jp/data/pamphlet/pdf/pamphlet.pdf*
6. Синяк Ю.В., Перспективы применения водорода в системах децентрализованного электро- и теплоснабжения // *Проблемы прогнозирования. 2007. №3.*
7. *Hydrogen Production & Distribution, IEA Energy Technology Essentials, April 2007, http://www.iea.org/Textbase/techno/essentials5.pdf*
8. *Lipman T. What Will Power the Hydrogen Economy? Present and Future Sources of Hydrogen Energy, Energy and Resources Group, July 12, 2004, http://rael.berkeley.edu/files/2004/Lipman-NRDC-Hydrogen-Economy-2004.pdf*
9. Штильрайн Э.Э., Мальшиенко С.П., Кулешиов Г.Г. *Введение в водородную энергетику. М.: Энергоатомиздат, 1984.*
10. *Schultz K., Use of the Modular Helium Reactor for Hydrogen Production, World Nuclear Association Annual Symposium, London, 3-5 September 2003. http://www.world-nuclear.org/sym/2003/pdf/schultz.pdf*
11. Некрасов А.С., Синяк Ю.В. *Перспективы развития топливно-энергетического комплекса России на период до 2030 года // Проблемы прогнозирования. 2007. № 4.*
12. *Levene M., Mann K., Margolis R., Milbrandt A. An Analysis of Hydrogen Production from Renewable Electricity Sources, Preprint J.I. National Renewable Energy Laboratory Prepared for ISES 2005 Solar World Congress Orlando, Florida August 6-12, 2005.*
13. *Simbeck D., Chang E., Hydrogen Supply: Cost Estimate for Hydrogen Pathways. Scoping Analysis, SFA Pacific, Inc. Mountain View, California, January 22, 2002 - July 22, 2002, http://www.nrel.gov/docs/fy03osti/32525.pdf*
14. *Amos W. Costs of Storing and Transporting Hydrogen, National Renewable Energy Laboratory, November 1998, http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/25106.pdf*
15. *Henderson B. The Experience Curve. 1974. https://gsbapps.stanford.edu/researchpapers/library/RP641.pdf*
16. *Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030, DOE/EIA, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, February 2007, http://www.eia.doe.gov/oiiaf/aeo/pdfs/notes&sources.pdf*
17. *Oil & Gas Journal Online. 2007, http://www.ogj.com/*
18. *Lovins A. Twenty Hydrogen Myths, Rocky Mountain Institute, 20 June 2003, http://www.rmi.org/images/other/Energy/E03-05_20HydrogenMyths.pdf*
19. *Tawfik H. Hydrogen Economy & (PEM) Fuel Cells, Institute for Manufacturing Research, September 2003, http://www.ieee.li/pdf/viewgraphs_fuel_cell.pdf*

20. Padró C.E.G. and Putsche V. *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL, September 1999, <http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/27079.pdf>
21. Brown L. C., Besenbruch G. E., Funk J. E., Marshall A.C., Pickard P.S., Showalter S.K. *High Efficiency Generation of Hydrogen Fuels Using Nuclear Energy*, A Nuclear Energy Research Initiative (NERI), Project for the U.S. Department of Energy, *Hydrogen and Fuel Cells Annual Review*, 6 May 2002 <http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/32405d.pdf>
22. Ogden J., Nitsch J. *Solar hydrogen*. In: T. B. Johansson et al., *Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity*, Washington D.C.: Island Press, 1993.
23. U. S. Department of Energy, <http://www.energy.gov/>
24. McConnell R., Thompson J. *Generating Hydrogen through Water Electrolysis Using Concentrator Photovoltaics*, Presented at the 2004 DOE Solar Energy Technologies, Program Review Meeting, Denver, Colorado, October 25-28, 2004, <http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37093.pdf>