

FEASIBILITY ANALYSIS OF HYDROGEN PRODUCTION FROM SEAWATER

Yuli Radev, Martin Boyadzhiev

University of Mining and Geology “St. Ivan Rilski”, 1700 Sofia; E-mail: yuli.radev@mgu.bg; martinb@mgu.bg

ABSTRACT. As the population grows and industrial production expands, energy demand and the use of fossil fuels as a source of energy increase. This leads to the release of greenhouse gases (GHG) and increased air pollution. That is why more and more countries are looking for alternatives to fossil fuels for energy production. The use of hydrogen as an energy carrier is one of the most promising options for replacing fossil fuels in electricity production. Therefore, it is extremely important to study cost-effective ways to produce hydrogen.

Key words: feasibility analysis, hydrogen, seawater.

ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ АНАЛИЗ НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ВОДОРОД ОТ МОРСКА ВОДА

Юли Радев, Мартин Бояджиев

Минно-геоложки университет „Св. Иван Рилски“, 1700 София

РЕЗЮМЕ. С разрастването на населението и разширяването на индустриалното производство се увеличават енергийното търсене и потребление на изкопаемите горива като източник на енергия. Това води до освобождаване на парникови газове (GHG) и повишено замърсяване на въздуха. Ето защо все повече страни търсят алтернативи на изкопаемите горива за производството на енергия. Използването на водород като енергиен носител е една от най-перспективните възможности за замяна на изкопаемите горива в производството на електроенергия. Затова е изключително важно да се разработи методология за технико-икономическа оценка на производството на водород.

Ключови думи: технико-икономически анализ, водород, морска вода.

Въведение

Целта на настоящия доклад е чрез сравнителен анализ на вече извършени емпирични изследвания да се изведе методология за проектиране на оптимална, от гледна точка на производствените разходи, система за производство на водород от морска вода, която да е приложима за условията на България и Черно море. Изчисленията са направени на базата на електролизатор с мембрана за обмен на протони (PEM), чийто входящ дебит е 300 L/h. Изискването е на входа на електролизатора морската вода да е с проводимост в диапазона от 0,1÷1 $\mu\text{S}/\text{cm}$. Разходите за производство на водород в тази система се оценяват на 2,90 €/kg H₂. Методологията дава възможност да се определи най-добрият сценарий за производство на електроенергия при използването на възобновяеми ресурси, такива като фотоволтаични (PV) устройства, вятърни турбини, както и електроенергия от мрежата, в зависимост от местоположението на изследвания обект.

В направените изчисления се допуска, че съществува кабел от мрежата до офшорната локация на обекта, затова се изключват разходите за кабели и разпределителна инфраструктура. Важна роля в методологията имат оптималните модели на микромрежите и разпределението на енергийните ресурси, които се извеждат при зададени финансови показатели - номинална дисконтова норма,

норма на инфлация, продължителност на оперативния живот на проекта и данък CO₂.

Разрастването на населението и разширяването на индустриалното производство са причина за непрекъснато нарастващото потребление на енергия. Изгарянето на изкопаеми горива в процеса на производство на енергия, обаче, освобождава парникови газове и увеличава замърсяването на въздуха. Концентрацията на CO₂ в атмосферата нараства непрекъснато, като периодът на разпад на това химично съединение е над 1000 години. Това е основната причина, поради която учени и правителства полагат все повече усилия за намаляването на нивата на CO₂ в атмосферата. Едно от най-дискутираните решения за ограничаване на повишаващата се концентрация на CO₂ в атмосферата, а по този начин и за намаляване на ефекта на глобалното затопляне, е замяната на изкопаемите горива с алтернативни енергийни източници.

Водородът, който е с една от най-високите специфични енергии (142 MJ/kg), е обещаваща алтернатива на изкопаемите горива. Той може да се произвежда от електролиза на вода, като се използва електричество от възобновяеми енергийни източници, което води до най-ниския CO₂ отпечатък в световен мащаб (Bansal S. et al, 2020). Водата е ресурс в изобилие, който покрива приблизително 71% от повърхността на Земята. По-голямата част от този ресурс все пак е солена вода в

океаните и моретата. Съвременните технологии за електролиза не могат да използват директно морската вода. Те се нуждаят от пречистена вода с ниска проводимост (Meier K., 2014). От своя страна използването на питейната вода за електролиза води до конфликт на интереси, имайки предвид, че тя е с висока себестойност и е дефицитен ресурс в много географски области, най-вече в Близкия изток и Африка. Така обезсоляването на водата е важен фактор както за производството на водород от морска вода с електролизатори, така и за осигуряването на достъп до питейна вода.

На този етап Северно море е най-подходящото място за производство на енергия от възобновяеми източници в Европа. Това го прави едновременно източник на възобновяема енергия и източник на вода за производство на водород с електролизатори. Ето защо опитът в Северно море е добра референтна база за извеждане на методология и събиране на всички необходими данни за технико-икономически анализ на възможностите за „офшорно“ производство на водород в България от водите на Черно море.

По-конкретно, нашето внимание е насочено към платформата Q13a, която е първият офшорен проект за зелен водород и е обект на множество изследвания (Peters R., et al, 2020). Предвид факта, че данни за разходите на отделните компоненти на пречиствателните системи не са налични в свободно достъпната литература, са използвани основно данни, представени в доклада „Технико-икономическа оценка на производствата на водород от морска вода“ (Bansal S. et al, 2020). Лихвените и инфлационните норми са заимствани от доклада „Оптимизиране на разходите за разпределение електропроизводство в Северно море“ (Вое V., 2017), както и от Годишните справочници на Националния статистически институт на България (NSI, 2022).

Преглед на извършените изследвания и използваните програмни продукти

Перспективи

Водородът е най-лекият, най-елементарният и най-разпространен елемент в природата. Той съществува както във водата, така и в органичните съединения. Специфичната енергия на водорода, 142 MJ/kg, е повече от три пъти по-голяма от тази на бензина, а отработените газове от изгарянето на водород се състоят главно от чиста вода. Освен това водородът е добра конкурентна възможност за дългосрочно съхранение на енергия.

Има много причини, поради които водородът трябва да бъде изучаван като енергиен носител на бъдещето. Сред тях са по-малката зависимост от изкопаеми горива, по-малките емисии на парникови газове, както и перспективата за енергия с нулеви емисии чрез използването на възобновяеми ресурси (Dawood F. et al, 2020).

За производството на водород могат да се използват различни първични енергийни източници, в това число изкопаеми горива, геотермална, слънчева, вятърна и приливна енергия.

Водородът може да бъде произведен от вода с помощта на различни технологии, като електролиза, соноелектролиза, сонолиза, радиолиза, термолиза,

термохимичен цикъл и фотохимични процеси. При електролиза водата се разделя на кислород и водород с помощта на електричество.

Производствените разходи и ефективността на производството на водород зависи преди всичко от източника на енергия и метода на производство. Емпиричните изследвания показват, че разходите за производство, съхранение и транспорт на водорода са по-високи от тези в алтернативните технологии (Jonathan S., 2021). Например, разходите за доставка на течен водород са 5÷7 пъти по-високи, отколкото на ВПГ (втечен природен газ) (Barnard M., 2021). В таблица 1 са изброени различните методи за производство на водород със съответните нива на себестойност и ефективност.

Таблица 1 Производство и разходи на водород

Метод	Разходи за водород (€/kg)	Ефективност, (%)	Източник на данните
Реформиране на природен газ	<1,69	70-80	Собствен и
Газификация на въглища	3,38	50-60	[6]
Соларен термохимичен водород	5,08	35	[6]
Електролиза	8,46	60	[6]
Газификация на биомаса	2,81	69	Собствен и

Трябва да се има предвид, че мащабът на производството на водород варира при различните методи. На настоящия етап паровият реформинг на природен газ е най-комерсиалният и широкомащабен производствен метод. Фигура 1 представя световното производство, търсенето и източниците на водород (IRENA, 2018). Както е показано на фигурата, най-големите източници за производство на водород са съответно природен газ, нефт, въглища и електролиза на водата. Електролизата на водата е с най-малкия относителен дял (4%) в производството на водород в глобален мащаб.



Фигура 1. Глобално търсене и производство на водород от различни източници, (IRENA, 2018, с. 14).

Водата е най-евтиният и разпространен ресурс за производството на водород. Голямото предизвикателство за производството на водород от вода е нивото на чистота на морската вода, използвана в електролизата. Това означава, че преди производството на водород с електролиза трябва да се извърши процес на обработка или обезсоляване на водата.

Електролиза

Използвайки електричество, т. нар. водни електролизатори разделят водата на кислород (анод) и водород

(катод). Когато се използва зелено електричество (възобновяеми източници), те са с най-ниските емисии на парникови газове. Произведеният водород е с висока степен на чистота и затова няма нужда от допълнителна обработка след производството.

Ефективността на производството на електроенергия, а от тук и разходите за производство на водород, варират при различните енергийни източници. Все пак географското местоположение остава най-важният фактор за производството на енергия от възобновяеми източници. Водородът е перспективна алтернатива на ископаемите горива като енергиен носител, но разходите за производство и съхранение все още са прекалено високи (Gallandat N. et al, 2017).

Класифицирането на електролизаторите се извършва според вида на използвания електролит и обменените аниони (Dokhani, S. et al, 2022). На тази основа се разграничават четири вида електролизатори:

- I. Воден електролизатор с протонобменна мембрана (PEMWE);
- II. Електролизатор за алкална вода (AWE);
- III. Воден електролизатор с анионообменна мембрана (AEMWE);
- IV. Електролизаторна клетка с твърд оксид (SOEC).

Методология за технико-икономически анализ на производството на водород

Програмни продукти

Предложената методология използва два програмни продукта:

- **WAVE** е подходящ за моделиране, симулация и анализ на системата за пречистване на морска вода. Всички компоненти на процеса на пречистване на водата може да се получат от портфолиото на DuPont Water Solutions на технологиите за пречистване на вода (Latulippe David R., 2019).

- **HOMER** е подходящ за моделиране на хибридни възобновяеми енергийни системи. Тази програма може да се използва за симулиране и моделиране на икономически анализ на микро системи в различни сценарии (Woznicki M., 2020).

За извършването на цялостния технико-икономически анализ с двете програми е необходимо: (1) Да се опише и проектира (като успоредно с това се събира необходимата информация) процесът на обезсоляване с програмата WAVE; (2) Да се изчислят количеството енергия и разходите за производство на вода с проводимост в диапазона от $0,1 \div 1 \mu\text{S/cm}$; (3) Да се определи оптималната (хибридна) централа за производството на енергия с програмата HOMER Pro.

Процес на обезсоляване

Обезсоляването на морската вода включва отвеждане на водата до системата за ултра филтриране (UF), мембраната за процес на обратна осмоза (RO) и преминаване през процес на йонообмен (IX). Отчитайки използваните елементи на системите за пречистване на морска вода в програмите WAVE и DUPONT, както и изискванията за захранващия ресурс на електролизатора, се съставят различни комбинации от елементи на

системата, всяка една от които представлява отделен казус.

Отчитайки солеността на морската вода и изискванията за захранващия ресурс на електролизатора за производството на водород в Европа се използват три варианта на UF модула (SPF-2660, SFP-2860, SFP-2880), два варианта за RO системата (SW30-2540, SW30-4040) и два варианта за IX смесено легло (AMBERPACK, Internal regeneration) (Barnard M., 2021). Освен това RO процесът може да се извърши с един или два прехода, което дава допълнителни възможности за проектния дизайн на системата. От изчисленията на всички възможни комбинации от трите елемента на системите - UF, RO и IX, извършени с помощта на програмата WAVE, се извеждат три ключови показателя на процеса на обезсоляване: (1) Общи специфични разходи за водата: общата цена за производство на 1 m^3 захранващ ресурс за електролиза; (2) Общи разходи за химическа обработка и ютилизация: общите разходи за промивни химични материали за мембраните и разходите за отвеждане на отпадъчните води; (3) Обща енергия: общата енергия, използвана от цялата система за един ден.

Таблица 2 показва трите показателя на двете оптимални комбинации - с единичен и двоен RO преход. Двете комбинации са не само с най-ниските разходи за производство на захранващ ресурс и разходи за химическа обработка и ютилизация, но и са с най-ниски оперативни разходи. Освен това и в двата случая се изискват еднакви съоръжения, което потвърждава, че проекта на системата е оптимален.

Таблица 2. Показатели на оптималните комбинации за обезсоляване на морската вода

Комбинация	Общи разходи за вода (€/m ³)	Общи разходи за химическа обработка и ютилизация (€/год.)	Общо енергия (KWh/ден)
RO с един преход	0,907	7,48	89,06
RO с двоен преход	0,926	7,80	65,12

Таблица 3 илюстрира двете оптимални комбинации от трите елемента на системите за обезсоляване.

Таблица 3. Оптимални елементи на системите за обезсоляване

Комбинация	UF модули	RO системи	IX варианти
RO с един преход	UF (SPF-2660)	RO (SW30-4040)	IX (AMBERPACK)
RO с двоен преход	UF (SPF-2660)	RO (SW30-4040) и BW30-2540	IX (AMBERPACK)

Общата енергия за производството на водород се получава като към енергията на оптималната комбинация на системата за пречистване на водата се добави енергията на електролизатора. На тази основа и след анализ на източниците на енергия и свързаните с тях разходи с програмата HOMER Pro се избира оптималната хибридна централа за производство на енергия.

Оптимизиране на микро системи и разпределение на енергийните ресурси

Процедурата за оптимизиране на микропроизводството и разпределението на енергийните ресурси, извършена с

програмата HOMER, включва следните стъпки: (1) Определя се местоположението на обекта на изследването (мястото на производство) и се систематизират всички необходими данни за възобновяемите ресурси; (2) Определят се компонентите на (хибридната) електроцентрала и свързаните с тях разходи (разходите се заимстват от емпиричните резултати в други изследвания). (3) Определят се финансовите показатели – лихвен процент, инфлация, разходи за въглеродни емисии; (4) Определят се различни сценарии за най-добрия дизайн на (хибридната) електроцентрала за производство на водород от морска вода; (5) Определят се нормализираната цена на енергията (LCOE) за всеки сценарий.

Едно от най-важните предимства на програмата HOMER е връзката ѝ с базата данни на НАСА за Повърхностна метеорология и слънчева енергия (SSE), от която може да се получат данни по места. Множеството SSE данни за Q13a, която е първата офшорна платформа за производство на водород от морска вода с локация: ширина 52011'28.032"N и дължина 408'10.259"E, включва данни за метеорологията на земната повърхност, слънчевата енергия, средните месечни температури на въздуха, както и средната месечна скорост на вятъра за последните 10 години.

Последната стъпка от процедурата за оптимизиране е свързана с някои специфични аспекти на икономическия анализ на инвестиционните проекти в енергийния сектор, намерили място в програмата HOMER Pro.

Икономически аспекти

Икономическият анализ и сравнението на различните сценарии в HOMER се извършват на основата на нормализираната цена на енергията (LCOE) и нетните осъвременени разходи (NPC).

Нетни осъвременени разходи (NPC) са функция на оперативния живот, лихвения процент, годината, в която се извършват, и нетната стойност на капиталовите и оперативни разходи. NPC на всеки компонент на хибридната централа се изчислява със следното уравнение (Vøe V., 2017):

$$C_{NPC,co} = \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

В това уравнение t е годината, в която се извършват разходите, T е продължителността на оперативния живот на проекта, r е лихвеният процент, а X_t е паричният поток в година t .

Нормализираната цена на енергията (LCOE) е средната цена на енергията, която се осигурява от системата. Нормализираната цена на енергията (LCOE) се представя като:

$$LCOE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{prim} + E_{def} + E_{grid,sales}} \quad (2)$$

Следвайки (2), за да определим LCOE, трябва да изчислим годишните разходи на системата, $C_{ann,tot}$, количеството първоначален товар, E_{prim} , количеството на

отложеното натоварване, E_{def} , и количество електроенергия, продадено на мрежата, $E_{grid,sales}$.

Годишните разходи на системата се определят директно от фактора за възстановяване на капитала (CRF) и общите нетни осъвременени разходи на системата:

$$C_{ann,tot} = C_{NPC,co} \times CRF(i,T) \quad (3)$$

Общите нетни осъвременени разходи на системата са сумата от NPC на всички компоненти:

$$C_{NPC,sys} = \sum_{n=1}^N C_{NPC,co} \quad (4)$$

Факторът за възстановяване на капитала (CRF) е функция на оперативния живот и лихвения процент и представлява съотношение на постоянното анюитетно плащане спрямо осъвременената стойност на всички анюитетни плащания за даден период от време. Ако означим лихвеният процент с i , коефициентът за възстановяване на капитала се изчислява по следния начин:

$$CRF(i,N) = \frac{i(1+i)^T}{(1+i)^T - 1} \quad (5)$$

Лихвеният процент, инфлацията и оперативният живот на проекта в настоящето изследване са както следва: 5,5%; 2% и 25 години (Mitev, 2014, 2017).

За изчисляване на разходите за въглеродните емисии първо трябва да се определи количеството CO₂, генерирано от електроцентралата. Ще приемем, че средно за Европа количеството CO₂ за 1 kWh от мрежата е 531 gr. Имайки предвид, че общата енергия, необходима за целия процес, е 1010 KW (електролизатор и обезсоляване), количеството емисии CO₂ от мрежата за една година са:

$$CO_2 \text{ емисии за година} = 1010(kWh) \times 8760(hr) \times 531.00 \left(\frac{g}{kWh} \right) = 4,698,075,60 g.$$

Сценарии

В емпиричните изследвания се анализират различни варианти на централи, като за всеки един от тях се изчисляват разходите за закупуване и цената за обратна продажба на електричеството. Най-често предлаганите сценарии са следните: (1) Само мрежа; (2) Мрежа и фотоволтаична клетка; (3) ФВ клетка и батерия; (4) Мрежа, фотоволтаична клетка и батерия; (5) Мрежа и вятърна турбина; (6) Мрежа, фотоволтаична клетка и вятърна турбина; (7) Мрежа, фотоволтаична клетка, батерия и вятърна турбина; (8) Най-евтините сценарии с новата политика за CO₂ в Европейския съюз.

Сравнителният анализ на резултатите от предходните изследвания показва, че най-добрият вариант за електроенергийните ресурси е сценарият само с налична електропреносна мрежа (Bansal S. et al, 2020; Vøe V., 2017). С други думи, на този етап най-икономично би било цялата енергия за производство на водород на платформата да се осигури от наземната мрежа. Затова, в настоящето изследване изчисленията са направени за сценария „само мрежа“.

Необходимата електроенергия в този сценарий е постоянна за всички дни от годината и е 1,01 MW/h. Т.нар. „случайна променливост“, която е характерна за програмата HOMER, дава възможност да се отчетат дневните или почасови промени на събраните данни. Важният компонент на системата в този казус е мрежата, затова тя трябва да намери място в софтуера. За изследването е приета цената на електроенергията от мрежата и цената за обратна продажба за България, които са съответно 0,058 €/kWh и 0,10 €/kWh. Следвайки изчисленията на Dokhani at all (2022) средната енергия, необходима на системата, е 24 240 kWh/d без пикове. Макар да не участват в нашите изчисления, в програмата HOMER на всички финансови показатели, в т.ч. данъка върху емисиите от CO₂, се задават съответните стойности.

В Таблица 4 са илюстрирани нашите изчисления на оптималните резултати за сценария „само мрежа“.

Таблица 4. Оптимални резултати за сценария „само мрежа“

LCOE (€)	NPC (€)	Оперативни разходи (€/год.)	Закупена енергия (KWh/год.)	Произведен CO ₂ (kg/год.)
0,088	12,943,800	778,593	8847600	4,698,076

Както се вижда от таблицата, нормализираната цена на енергията LCOE, която е съотношение на оперативните разходи и закупената енергия за една година, е 0,088 евро. Годишните оперативни разходи са получени от нетните съвременени разходи на системата, 12,9 млн. евро, при фактор за възстановяване на капитала (CRF), 0,06, реален лихвен процент 3,43%, и оперативен живот 25 години. Според предварителните изчисления с новите данъци за CO₂, които ще влязат в сила в ЕС от 2027 г., цената LCOE най-вероятно ще се увеличи до 0,142 евро.

За останалите седем сценария необходимата енергия е същата, както при сценария „само мрежа“. От достъпа на HOMER до онлайн данните на NASA може да се получи информация за глобалната хоризонтална радиация на слънцето, температура на въздуха и скоростта на вятъра на 50 m над повърхността на Земята.

И така, след като се определят най-ниските разходи за производство на хранващ ресурс за електролизата, с помощта на HOMER се изчислява най-ниската нормализирана цена на енергията за производството на водород от морска вода. Последната стъпка в методологията е определянето на общите разходи за производство на водород.

Тя се предприема, след като се определи общото количество енергия, което е сума от електричеството, необходимо за производството на хранващия ресурс, и електричеството, необходимо за работа на

електролизатора. Последното зависи преди всичко от оперативния капацитет на електролизатора.

Отчитайки работните характеристики на избрания електролизатор, количеството водород, произведен за един час, е 22,125 kg. За анализирания период от 25 години ще приемем, че цената на енергията за производството на 22,125 kg водород е 0,058 евро на час. Тези разходи се добавят към разходите за материалите за пречистване на водата.

Резултати и коментари

Разходите за производство на водород се определят за двете оптимални системи за обезсоляване на морската вода - с единичен и двоен RO преход. Изчисленията са извършени на базата на вече получени резултати в таблица 2.

За определянето на разходите е използван най-обикновеният подход, в който не се вземат предвид данък CO₂, инфлацията и понякога дори оперативния живот на проекта. Целта е да се измери цялата енергия, която се консумира от системата, и да се определят разходите за производството на тази енергия. След това към тези разходи се добавят общите разходи за химическа обработка и ютилизация на 1 kg водород.

В таблица 5 са обобщени резултатите от направените изчисления. С 1 и 2 са означени двете оптимални системи за обезсоляване на морската вода - с единичен и двоен RO преход. Общите разходи за електричество за час (58,58 €) се получават като необходимата енергия (1010 kW/hr) се умножи по цената на електричеството (0,058 €/kW/hr). Общите разходи за производство на 1 kg водород са 2,9 €/kg и се получават като към разходите за електричество за 1 kg H₂ се добавят разходите за химическа обработка и ютилизация. Прави впечатление, че разходите за процеса на обезсоляване са по-малко от 1% от общите разходи за производство на водород, затова може да се пренебрегнат.

Въпреки че изчисленията са предварителни и на базата на сравнителен анализ, може да се направи извода, че производството на водород от електролиза е по-чисто и по-икономично от другите технологии за производството на водород. Този метод дава не само по-ниски разходи за производство на водород, но и по-нисък процент на въглеродни емисии. С усъвършенстването на производството на електролизатори се очаква необходимото количество електричество за производството на водород постоянно да намалява. Така, използването на метода ще се превърне във водещата и най-чиста технология за производство на водород.

Таблица 5. Разходи за производство на водород

№	Общо разходи за химическа обработка и ютилизация (€/hr)	Производство на водород (kg/hr)	Цена на електричество (€/kW/hr)	Необходима енергия за целия процес (KW/hr)	Общо разходи за електричество (€)	Разходи за електричество за 1 kg H ₂ (€/hr)	Разходи за обезсоляване (€/kg)	Общо разходи (€/kg)
1	0,2493	22,125	0,058	1010	58,58	2,6477	0,024	2,90
2	0,2600	22,125	0,058	1010	58,58	2,6477	0,025	2,91

Обобщаващ коментар

Настоящият доклад има за цел да представи методология за технико-икономически анализ на производството на водород от морската вода, която да е приложима за България и Черно море. Основа на методологията е производството на пречистена вода/захранващ ресурс за електролизатора, която е с проводимост между 0,1 и 1 $\mu\text{S}/\text{cm}$. От различните комбинации за пречистване на морската вода е направен оптимален избор на две системи на RO процеса – с единичен и с двоен преход. След това се пристъпва към определянето на разходите за производството на вода за 1 kg H₂. Енергията, необходима за електролизата, се добавя към общата енергия, необходима на системата за пречистване на водата. Допускайки, че съществуват кабели от електрическата мрежа до морето, се изчисляват разходите за производството на 1 kg H₂. Нашите изчисления на сценария „само мрежа“ показват, че разходите за производството на 1 kg H₂ от водите на Черно море в България са 2,9 евро. Разходите за обезсоляването на водата за 1 kg водород са относително ниски, затова се пренебрегнат. Количеството енергия, необходима за обезсоляването, е 1% от енергията за целия процес.

С така представената методология може да се проучат възможностите за генериране на възобновяема електроенергия от хибридни електроцентрали, състоящи се от различни компоненти (PV, вятърна турбина и мрежа). В тези изчисления задължително трябва да участват номиналната норма на дисконтиране, процентът на инфлацията, оперативният живот на проекта и данък CO₂.

Лесно може да прогнозира, че сценарият „само мрежа“ ще остане с най-ниската нормализирана цена на енергията и с най-ниски разходи за производството на водород, дори когато в изчисленията се добави данъкът върху емисиите на CO₂ в ЕС от мрежата. Предварителните разчети показват, че разходите за производството на 1 kg H₂ ще нараснат от 2,9 евро на 4,22 евро.

Макар че при отчитането на данъците трябва да се вземе предвид факта, че след 2027 г. данъка за емисии на CO₂ в ЕС ще нарасне от сегашните 55,79 евро/тон CO₂ до 205,637 евро/тон CO₂. Нашите очаквания са, че с новите данъци разходите за производство на водород ще достигне 6,37 евро/kg H₂, а нормализираната цена на енергията 0,142 евро.

Първата зелена водородна платформа в Северно море е добра референтна база за подобни изчисления, най-вече заради възможностите на програмния продукт HOMER Pro, който позволяват местоположението на изследвания обект да се измества в други локации. Така или иначе, тъй като електричеството от мрежата е с най-ниския LCOE, на този етап възобновяемите ресурси на изследваното място не оказват влияние върху разходите за производство на водород.

Литература

- Bansal, S., Y. Zong, S. You, L. Mihet-Popa, J. Xiao. 2020. Technical and economic analysis of one-stop charging stations for battery and fuel cell EV with renewable energy sources. *Energies*; 13(11):2855, <https://doi.org/10.3390/en13112855>.
- Barnard, M. 2021. Shipping liquid hydrogen would cost 5-7x LNG costs per unit of energy. Denver: *Energy Central*. <https://energycentral.com/c/pip/shipping-liquid-hydrogen-would-cost-5-7x-lng-costs-unit-energy>.
- Вое, V. 2017. Cost optimization of distributed power generation in southern Norway, with focus on renewable hybrid system configurations. M.Sc thesis. Norway: Norwegian University of Life Sciences; p. 84.
- Dawood Furat, Martin Anda, Shafiullah GM. 2020. Hydrogen production for energy: an overview. *Int J Hydrogen Energy* ;45(Issue 7):3847e69. ISSN 0360-3199. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.059>. ISSN 0360-3199.
- Dokhani, S., M. Assadi, B. G. Pollet. 2022. Techno-economic assessment of hydrogen production from seawater. *Int. J. Hydrogen Energy, International Journal of Hydrogen Energy* 48 (26), 9592-9608, pp. 1-18.
- Gallandat, N., K. Romanowicz, A. Züttel. 2017. An analytical model for the electrolyser performance derived from materials parameters. *J Power Energy Eng*. <https://doi.org/10.4236/jpee.2017.510003>.
- IRENA. Hydrogen from renewable power. Abu Dhabi: The International Renewable Energy Agency; 2018, ISBN 978-92-9260-077-8, p. 14.
- Jonathan Scafidi MW. A quantitative assessment of the hydrogen storage capacity of the UK continental shelf. *Int J Hydrogen Energy* 2021;1e11. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.106>.
- Latulippe David R. 2019. Industrial separations processes, introduction to the WAVE design software. Latulippe: LaRue& Latulippe.
- Meier, K. 2014. Hydrogen production with sea water electrolysis using Norwegian offshore wind energy potentials. *Int JEnergy Environ Eng* ;5:104. <https://doi.org/10.1007/s40095-014-0104-6>.
- Peters Rene. 2020. Vaessen Jacqueline, Meer Rene van der. Offshore hydrogen production in the North Sea enables far offshore wind development. In: *Paper presented at the offshore technology conference*. <https://doi.org/10.4043/30698-MS>.
- Wang, S., A. Lu, C. J. Zhong. 2021. Hydrogen production from water electrolysis: role of catalysts. *Nano Converge*; 8:4. <https://doi.org/10.1186/s40580-021-00254-x>.
- Woznicki, M. 2020. Far off-shore wind energy-based hydrogen production: Technological. *J Phys*. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1669/1/012004>.
- Mitev, V., 2014. *Innovation and Investment Management*, Avangard Prima, p. 159 (in Bulgarian)
- Mitev, V. 2017. Analysis of the production, consumption and prices of crude oil, *Jornal of mining and geological sciences*, Vol. 60, Part IV, Humanitarian sciences and Economics, pp.11-16.
- National Statistical Institute, 2022, <https://www.nsi.bg/bg>. (in Bulgarian)