

한국의 호주 청정 수소 수입을 위한 공급망의 경제성 및 환경영향 평가

김아연¹ · 최창권¹ · 천승현^{1,2} · 임한권^{1,2,3†}

¹울산과학기술원 에너지화학공학과, ²울산과학기술원 탄소중립대학원, ³울산과학기술원 탄소중립실증화연구센터

Economic and Environmental Impact Analyses on Supply Chains for Importing Clean Hydrogen from Australia in the Republic of Korea

AYEON KIM¹, CHANGGWON CHOE¹, SEUNGHYUN CHEON^{1,2}, HANKWON LIM^{1,2,3†}

¹School of Energy and Chemical Engineering, Ulsan National Institute of Science and Technology, 50 UNIST-gil, Eonyang-eup, Ulsan-gun, Ulsan 44919, Korea

²Graduate School of Carbon Neutrality, Ulsan National Institute of Science and Technology, 50 UNIST-gil, Eonyang-eup, Ulsan-gun, Ulsan 44919, Korea

³Carbon Neutrality Demonstration and Research Center, Ulsan National Institute of Science and Technology, 50 UNIST-gil, Eonyang-eup, Ulsan-gun, Ulsan 44919, Korea

[†]Corresponding author :
hklim@unist.ac.kr

Received 29 July, 2022
Revised 16 September, 2022
Accepted 7 October, 2022

Abstract >> As global warming accelerates, clean hydrogen production becomes more important to mitigate it. However, importing hydrogen is necessary for countries that have high energy demands but insufficient resources to produce clean hydrogen. In line with the trend, this study investigated both the economic and environmental viability of an overseas hydrogen supply chain between Australia and the Republic of Korea. Several possible methods of water electrolysis and hydrogen carriers are compared and effect of renewable electricity price on the cost of hydrogen production is evaluated.

Key words : Overseas H₂(해외 수소), H₂ carrier(수소 운반체), Water electrolysis(수전해), Economic analysis(경제성 평가), Environmental impact analysis(환경영향 평가)

1. 서론

에너지 생산을 위해 오랫동안 무분별하게 화석 연료를 사용해오면서 이에 따른 온실가스 배출로 인해 지구 온난화가 가속화되어 세계적인 기후 변화를 초래하였고, 이에 최근 세계 각국에서는 파리 기후 협정을 포함하여 온실가스 감축을 위한 노력이 많이

이루어지고 있다. 온실가스 감축을 위해 대표적인 방안으로 에너지 생산을 위한 자원으로 기존의 탄소를 포함한 화석 연료를 대신해서 풍력, 태양광 등의 재생가능한 자원을 이용하는 방법이 있는데, 최근에는 이 또한 에너지 생산이 간헐적이고 지역적, 계절적 편차가 크다는 점 등의 문제로 인해 이를 보완하고자 생산된 에너지를 저장할 수 있는 매체로써 수소

(H₂)에 주목하고 있다¹⁾. 수소는 산소와 함께 연소할 때 화학 반응 내에서 오염 물질이 생산되지 않으며²⁾, 단위 질량 당 에너지량이 다른 물질들에 비해 월등히 높다는 점에서 매력적인 대체 신에너지 및 에너지 저장 매체로 여겨지고 있다³⁾.

이러한 추세에 맞추어, 한국은 국제적인 온실가스 감축 목표 달성에 협조하기 위해 2016년에 발표된 ‘제1차 기후변화대응 기본계획’ 및 ‘2030 국가 온실가스 감축 기본 로드맵’을 시작으로 2017년에는 ‘재생에너지 3020 이행계획’을, 그리고 2019년에는 ‘제2차 기후변화대응 기본계획’과 함께 1차적으로 ‘수소 경제 활성화 로드맵’을 발표하며 탄소에너지 기반 경제 탈피와 함께 수소에너지 기반 경제로의 진입을 선언하였다. 하지만, 앞서 언급했듯이 재생에너지의 경우 지역적 편차가 국제적으로 크며, 세계적으로 한국은 일본, 독일 등과 함께 생산 가능한 재생에너지 용량이 수요에 미치지 못하는 자원 부족 국가로 꼽힌다^{4,5)}. 재생에너지 기반 수소 생산 이외에도 수소를 생산할 수 있는 방법으로는 천연 가스 개질, 석탄 가스화 등이 대표적으로 존재하지만⁶⁾, 이에 필요한 천연 가스 및 석탄 자원 또한 한국은 부족하기 때문에 현실적으로 국내에서 생산되는 수소만으로는 전체 수요를 충족시키기 어려운 실정이다.

이에 따라 2021년 10월에 보고된 ‘수소경제 성과 및 수소선도국가 비전’에서는 전체 공급량의 약 80%를 해외에서 수입해오는 해외 수소를 통해 충족시키고자 함을 밝히며 해외 수소 수입 목표 실현을 위해 구체화된 ‘H₂ STAR’ 프로젝트를 발표하였다. 프로젝트 내용에 따르면 협력 중인 수소 수출 국가로 호주, 칠레, 사우디 아라비아, 아랍 에미리트 등이 언급되고 있으며, 각 국가에서 풍부한 태양광, 풍력 등의 재생에너지를 이용해 수소를 생산하여 선박을 통해 운송해오겠다는 계획이다. 특히, 한국은 적절한 거리에 위치해 있고 풍부한 재생에너지 자원을 가지고 있는 호주로부터 수입하고자 하는 프로젝트를 다수 계획하고 있으며, 호주 또한 자국의 풍부한 자원을 이용해 한국, 일본 등 아시아 국가들에 수소를 수출하고자 다수의 프로젝트가 진행 및 계획 중에 있다.

재생에너지를 통해 생산된 전력은 수전해(water electrolysis)를 통해 수소의 형태로 저장될 수 있다. 이때 수전해의 경우에도 현재까지 대표적으로 알칼라인 전해조(alkaline electrolyzer cell), 고분자전해질 전해조(polymer electrolyte membrane electrolyzer cell), 고체산화물 전해조(solid oxide electrolyzer cell)가 연구되어오고 있으며, 각각 스택 효율, 에너지 소모량, 수소 순도, 환경영향 등의 관점에 있어 장단점을 가지고 있다⁷⁾. 특히, 알칼라인 전해조의 경우 가장 기술성숙도(technology readiness level)가 높아 현재 경제성이 높지만 전력 소모량이 상대적으로 높고, 고분자전해질 전해조는 생성되는 수소의 순도가 높으며, 고체산화물 전해조의 경우 세 가지 중에서 기술성숙도는 가장 낮지만 전력 소모가 현저히 낮다는 장점이 있다⁷⁾.

수소는 단위 질량당 에너지량은 높지만 단위 부피당 에너지 밀도는 현저히 낮기 때문에 가스 상태 수소의 저장 및 운송을 위해서는 막대한 비용이 든다⁸⁾. 따라서 수소 저장 및 운송의 경제성을 높이기 위해서는 생산된 기체 상태의 수소를 부피당 밀도가 상대적으로 큰 고압 상태나 액체 상태, 또는 다른 액체 화합물로 전환하여 저장하고 운송하는 것이 일반적이다. 이와 같이 수소를 저장 및 운송하기 위해 전환하여 이용할 수 있는 물질들을 수소 운반체(H₂ carrier)라고 명명하고 있으며, 대표적으로 액체 상태로 전환된 액체 수소(liquid H₂, LH₂), 톨루엔(toluene) 등을 포함한 유기물의 수소화를 통해 전환된 액체 유기 수소 운반체(liquid organic H₂ carrier), 질소와의 합성을 통해 전환된 암모니아(ammonia, NH₃) 등이 주목받고 있다⁹⁾.

최근 여러 국가 간의 해외 수소 공급망에 대한 경제성 및 환경영향 평가가 활발히 진행되고 있지만, 한국과 호주 간의 수소 공급망 실현을 위해 해외 생산에서 국내 저장까지의 전체 과정을 포함하여 진행된 사례 연구 결과는 미비하다. 따라서, 본 연구에서는 보다 구체적인 연구 결과를 제시하기 위해 Fig. 1을 통해 확인할 수 있듯이 호주 동부에 위치한 뉴캐슬 항 청정 수소 허브로부터 풍력에너지 기반의 수

소를 생산하여 한국의 부산항으로 수입해오고 이를 저장하는 과정까지의 전체 공급망에 대한 경제성 및 환경영향 평가를 수행하였으며, 활용될 수 있는 수전해와 수소 운반체의 종류가 다양한 점을 고려하여 여러 가지 사례에 대한 비교 분석을 진행하였다.

2. 방법

2.1 경제성 평가

본 연구에서는 경제성 평가를 통해 최종적으로 공급되는 수소의 1 kg 당 단가를 추산하고자 하였으며, 총 공급 단가는 수소 생산(production), 운반체로의 전환(conversion), 선박 운송(ship transportation), 수소로의 재전환(reconversion), 수소 저장(storage) 프로세스들의 각 단가의 합과 같다. 또한, 각 단가를 그 프로세스의 총 비용(total expenditure)이라고 할 때, 이는 다시 자본 비용(capital expenditure)과 운영 비용(operating expenditure)으로 나눌 수 있다. 여기서 자본 비용이란 한 프로세스에서 사용되는 반응기, 트럭 등의 장비와 토지 구매, 건물 등의 초기 투자 비용을 포함하는 비용을 말하며, 운영 비용이란 자본 비용

이외에 지속적인 프로세스 운영을 위해 지출되는 비용으로 연료, 전기, 노동력, 자원, 세금, 보험 등의 수요에 의해 발생하는 비용들을 포함한다. 여기서 자본 비용의 경우 초기 투자 비용이기 때문에 일정 기간마다 발생하는 비용이 아닌 총 비용으로 나타나는 반면에 운영 비용의 경우 보통 연간 수요에 따라 연간 발생하는 비용으로 나타난다. 따라서, 두 비용을 함께 총 비용으로 나타내기 위해 해당 프로세스가 가동될 수 있는 기간(project year, i), 즉 수명과 할인율(discount rate, N)과 함께 식 (1)을 통해 자본 회수 계수(capital recovery factor)를 추산하고, 이를 총 자본 비용에 곱해 연간 비용으로 변환하여 이용한다¹⁰⁾.

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

특정 프로세스에 대한 경제성 평가를 수행할 때 필요한 장비의 가격의 경우 직접 판매사로부터 또는 보고된 논문, 보고서 등의 문헌을 조사하여 얻은 정보를 이용할 수 있다. 이때 수행하고자 하는 프로세스에서 이용되는 장비의 규모가 얻은 정보에 해당하는 장비의 규모와 상이할 가능성이 크며, 이 경우 해

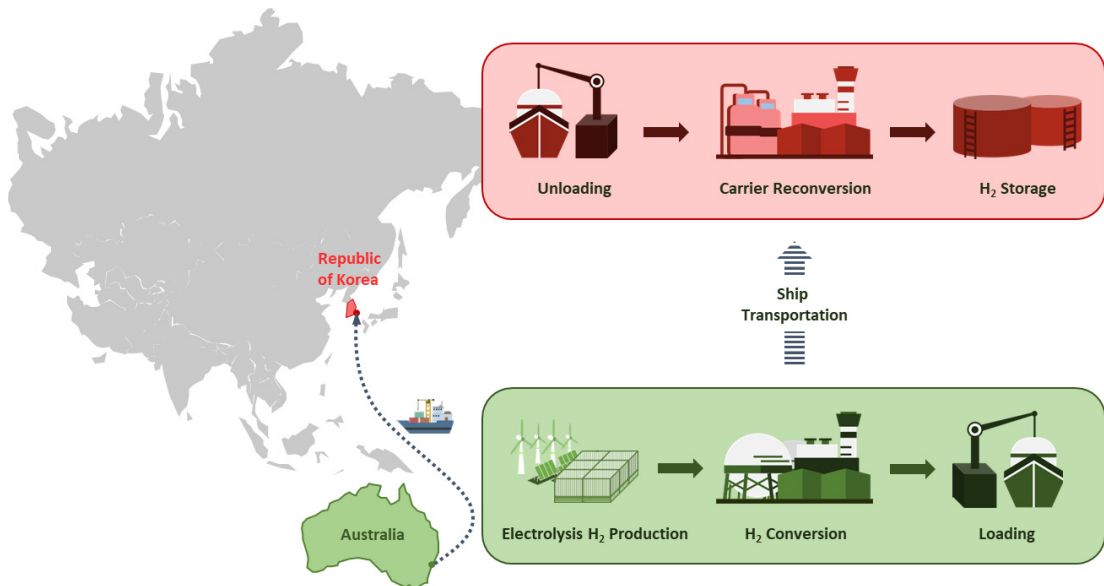


Fig. 1. Overall schematic diagram of this study

당 규모의 장비 가격을 원하는 규모의 장비가격으로 식 (2)를 통해 환산할 수 있다¹⁰⁾. 여기서 비용 지수 (cost exponent, n)는 장비에 대한 특정한 지수를 알 수 없다면 경험 법칙(rule of thumb)에 의해 추산된 0.6으로 생각하여 추산 가능하다¹⁰⁾. 여기서 A는 장비의 규모, C는 장비의 가격을 말하며, 아래 첨자 a와 b는 각각 원하는 규모의 장비와 얻은 정보에 해당하는 규모의 장비를 일컫는다.

$$\frac{C_a}{C_b} = \left(\frac{A_a}{A_b} \right)^n \quad (2)$$

운영 비용의 경우 먼저 수전해를 통한 수소 생산은 전해조의 전기 및 열, 물 소모량을 고려하여 추산하였다. 여기서 Table 1을 통해 고체산화물 전해조의 경우 전력 사용량은 다른 전해조에 비해 적지만 1 kgH₂ 당 16.2 kWh정도의 열에너지를 필요로 한다는 것을

알 수 있다⁷⁾. 하지만 보통 대규모 시스템 상에서 운영되는 고체산화물 전해조의 경우 열 통합(heat integration)이 용이하다는 점을 고려한다면 총 에너지 소모량 측면에 있어서도 다른 전해조에 비해 유리할 수 있다¹¹⁾. 전환 및 재전환 과정에서도 마찬가지로 필요한 전기 및 열의 양을 고려하였다. 특히, Table 2를 통해 확인할 수 있듯이 수소의 액화(liquefaction), 메틸사이클로헥세인(methylcyclohexane)의 탈수소화(dehydrogenation), 그리고 암모니아의 분해(cracking) 과정에서 에너지 소모량이 큰 것으로 조사되었으며, 특히 탈수소화와 분해 과정은 전기 소모량은 비교적 크지 않지만 열 소모량이 많아 열 통합이 병행되지 않는다면 많은 에너지를 필요로 하게 됨을 알 수 있다. 선박 운송의 경우, Table 3을 통해 확인할 수 있듯이 운항 속도는 10 knot, 연료 소모량은 각 선박의 규모에 따른 적정량을 고려하였으며, 선상에서 요구되는 노동력에 따른 인건비는 평균 1인당 연간 약

Table 1. Specifications of the considered electrolyzer cells in this study

Description	Unit	Alkaline electrolyzer cell	Proton exchange membrane electrolyzer cell	Solid-oxide electrolyzer cell
Capacity factor	%	97	97	97
Stack life ⁷⁾	y	18	18	12
Electricity usage ^{7,14)}	kWh kgH ₂ ⁻¹	50.0	47.7	35
Heat usage ^{7,15)}	kWh kgH ₂ ⁻¹	-	-	16.2
Water usage ¹⁵⁾	gal kgH ₂ ⁻¹	2.38	3.78	2.38
Stack cost ^{7,15)}	\$ kW ⁻¹	70	342	175
BoP cost ^{7,15)}	\$ kW ⁻¹	130	124	325

Table 2. Process specifications of conversion to H₂ carriers and their reconversion to H₂

Description	Unit	Liquefaction ¹⁶⁾	Regasification ¹⁷⁾	Hydrogenation ¹⁸⁾	Dehydrogenation ¹⁸⁾	Synthesis ¹⁶⁾	Cracking ¹⁹⁾
Base plant investment	10 ³ \$	105,000	6	40,000	30,000	36,500	477,300
Base plant capacity	tonH ₂ d ⁻¹	50	1	300	300	45	500
Electricity consumption	kWh kgH ₂ ⁻¹	6.78	0.60	0.20	4.5	3.63	1.5
Heat consumption	kWh kgH ₂ ⁻¹	0	0	0	13.5	0	9.7

7만 달러로 가정하였다.

2.2 환경영향 평가

환경영향의 경우 본 연구에서는 각 프로세스 운영에 따라 발생하는 온실가스 배출량을 이용하여 정량화 하였다. 최근 온실가스 프로토콜(greenhouse gas protocol)에서는 명확한 배출량 산정 기준 확립을 위해 온실가스 배출의 직간접적인 배출원에 따라 scope 1, scope 2, scope 3를 포함한 3가지 종류로 배출원을 분류하였다. 여기서, scope 1의 경우 프로세스를 운영하는 기업이 직접 보유하고 통제하는 시설물에서 배출되는 직접적인 온실가스를 말하며, scope 2의 경우 그 기업이 프로세스 운영을 위해 소비하는 전기, 증기, 열원 등의 생산에 따라 배출되는 간접적 온실가스를 말한다. 하지만, scope 3의 경우 조금 더 확장된 배출 범위로 그 기업의 통제선 상에 있지 않은 공급망 내의 모든 간접적인 온실가스 배출량을 의미하며, 임대 자산, 출장 및 출퇴근 등에 따른 배출량이 해당된다. 이 분류를 기준으로 본 연구에서는 scope 3에 해당하는 간접적인 배출원에 따른 배출량은 제외하고, 운송 수단 및 장비 등의 이용에 따른 직접적인 scope 1 배출원과 전력 및 열원 공급에 따른 간접적인 scope 2 배출원만을 고려하였다. 배출량 추산을 위해서는 아르곤 국립 연구소(Argonne National Laboratory)에서 제공하는 전 주기 환경영향 평가(life-cycle assessment) 모델인 greenhouse gases, regulated emis-

sions, and energy use in technologies 모델을 이용하였으며, 문헌 조사를 통해 모델 구축에 필요한 데이터를 확보하여 수행하였다.

3. 결과 및 고찰

3.1 경제성 평가

Fig. 2는 각각 수전해에 사용되는 전해조의 종류에 따라 (a) 알칼라인 전해조, (b) 고분자전해질 전해조, (c) 고체산화물 전해조로 구분하여 생산되는 수소의 양과 사용되는 재생 에너지 기반 전기의 가격의 변화에 따른 수소 생산 단가(\$ kgH₂⁻¹)를 나타낸 그래프이다. 모든 경우에 있어서 수소 생산량은 단가에 크게 영향을 미치지 않는 반면, 양이 증가할수록 미세하게 단가가 감소하는 추세를 보이며, 반대로 전기 가격의 증가는 단가 상승에 있어서 미치는 영향이 크다는 점을 확인할 수 있다. 전체적으로 알칼라인 전해조를 이용하는 것이 경제성 측면에 있어서 유리하다는 점은 명확하지만, 고분자전해질과 고체산화물 전해조는 전기 가격이 약 0.06 \$ kWh⁻¹ 미만의 범위인 경우에는 고분자전해질 전해조가 더 낮은 단가를 보이지만, 전기 가격이 그 이상으로 증가하면서 고체산화물 전해조를 이용하는 것이 더 낮은 단가를 보이게 된다는 점을 확인할 수 있으며, 이는 고체산화물 전해조의 비교적 낮은 전력 소모량에 의한 현상으로 보인다. 더하여, 알칼라인 전해조의 경우,

Table 3. Specifications of specialized ship for transportation of the considered H₂ carriers

Description	Unit	LH ₂ ²⁰⁾	LOHC (TOL/MCH) ²¹⁾	NH ₃ ²²⁾
Investment	10 ³ \$	162,000	84,330	80,000
Max loading	ton	10,840	75,000	80,400
Boil-off rate	% d ⁻¹	0.3	-	0.025
Fixed operating cost	\$ d ⁻¹	12,765	5,550	5,550
Fuel consumption	ton d ⁻¹	22.67	30.96	29.09
Average speed	km h ⁻¹	18.52 (~10 knot)		
Labor cost	10 ³ \$ y ⁻¹	7,300		
Fuel cost	\$ ton ⁻¹	395		

두 기준에 따라 최소 1에서 최대 5.4 \$ kgH₂⁻¹의 단가 범위를 보이고, 고분자 전해질 전해조의 경우 1.78에서 6.54 \$ kgH₂⁻¹, 고체산화물 전해조의 경우에는 3.06에서 5.7 \$ kgH₂⁻¹의 범위를 보인다.

Fig. 3은 다른 종류의 전해조와 수소 운반체를 고려하여 9가지 사례로 구분하여 각각에 대한 전체 공급망의 수소 생산 단가를 각 프로세스 비중과 함께 나타낸 그래프이다. 대표적으로 나타난 막대 그래프와 함께 전기 가격에 따른 5가지 경우의 전체 수소 공급 단가를 0.01부터 0.05 \$ kWh⁻¹까지 나타냈으며, 고려된 전기 가격의 경우 현재 호주 재생 에너지 기구(Australian Renewable Energy Agency, ARENA)에서 2030년까지 호주가 달성할 수 있을 것으로 예측하는 풍력 에너지 기반 전기 가격을 참고하였다. 전

체 공급 단가 중 수전해 기반 수소 생산에 따른 단가가 약 70%로 가장 많은 비중을 차지하며, 전환 및 재전환의 경우 상대적으로 전력 소모나 열 소모가 큰 액화, 탈수소화, 암모니아 분해 등의 과정이 단가도 높은 경향을 보인다. 선박 운송의 경우 액체 유기 수소 운반체를 통해 운송하는 것이 상온 및 상압 저장 이 가능한 조건에도 불구하고 많은 양을 운송해야 하는 상황에서는 상대적으로 현저히 낮은 수소 함량(약 6.2 wt.%)의 영향으로 인해 가장 높은 단가를 보임을 알 수 있다. 전체 공급 단가를 보면 전기 가격이 0.05 \$ kWh⁻¹인 EP 0.05의 경우 알칼라인 전해조와 액화수소를 이용하는 경우에서 최저 단가인 4.14 \$ kgH₂⁻¹를, 고체산화물 전해조와 액체 유기 수소 운반체를 이용하는 경우에서 최고 단가인 5.73 \$ kgH₂⁻¹

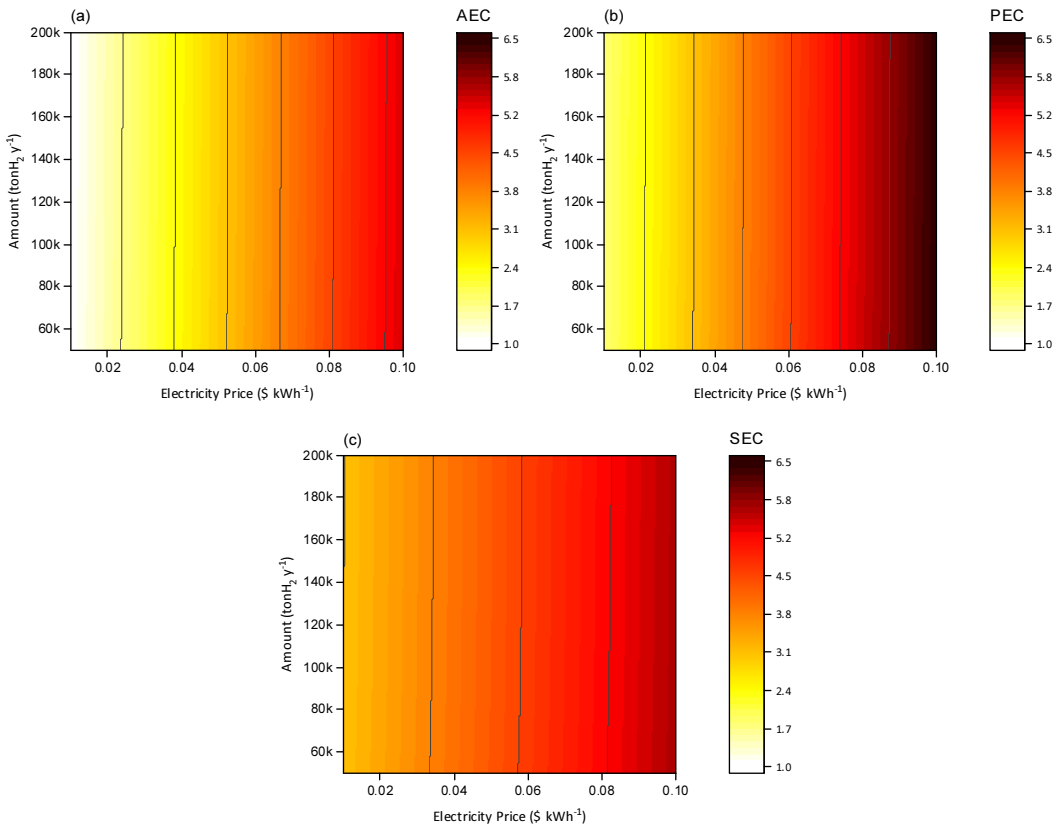


Fig. 2. Unit H₂ production cost trends of water electrolysis process using (a) AEC, (b) PEC, and (c) SEC according to the amount of produced H₂ and renewable energy-based electricity price

를 보이면서 그래프 상에 함께 표기되어 있는 2030년과 2040년의 한국 수소 로드맵 상 목표 단가인 약 3.5, 2.5 \$ kgH₂⁻¹ (~4,000, 3,000원 kgH₂⁻¹)을 실현하기에는 부족함을 알 수 있다. 하지만, 앞서 언급했듯이 수소 생산에 따른 단가가 가장 큰 비중을 차지한다는 점과 생산을 위한 수전해에서 전기 가격이 상당한 영향을 미친다는 점에서 생산 단가를 감소시킴으로써 해외 수소 공급망의 경제성 측면에서의 실현 가능성을 더욱 높일 수 있을 것이다. 이에 호주의 재생 에너지 기반 전기 가격에 따른 전체 단가를 도출해 나타내 보았으며, 호주 내의 재생 에너지 기반 전기 가격이 0.03 \$ kWh⁻¹ 정도까지 낮아진다면 알칼라인 전해조를 이용할 때 2030년 목표 단가 아래의 단가를 달성할 수 있을 것이며, 더 나아가 2040년까지 0.01 \$ kWh⁻¹ 정도의 전기 가격을 달성한다면 2040년 목표도 알칼라인 전해조를 이용할 경우 목표 단가 아래의 값을 달성할 수 있을 것임을 확인할 수

있었다. 하지만, 고체산화물 전해조를 이용할 경우의 결과를 보면 전기 가격이 0.01 \$ kWh⁻¹까지 하락함에도 불구하고 4 \$ kgH₂⁻¹ 이상의 단가를 보이며, 고분자전해질 전해조 또한 2040년 목표 단가인 2.5 \$ kgH₂⁻¹까지는 미치지 못함을 알 수 있다. 따라서, 해당 전해조들을 이용하고자 한다면, 아직 기술 성숙도가 알칼라인 전해조에 비해 낮은 단계에 머물러 있는 만큼 전해조의 효율, 스택 가격 등의 기술적 측면의 발전을 통한 단가 감소가 함께 이루어져야 할 것이다.

3.2 환경영향 평가

전체 공급망 내의 각 프로세스에서 발생하는 온실가스 배출량을 추산한 결과를 Table 4에 정리하였다. 생산 과정의 경우 풍력 에너지 기반의 전기를 이용한다고 가정하여 전해조 종류에 따른 배출량을 추산

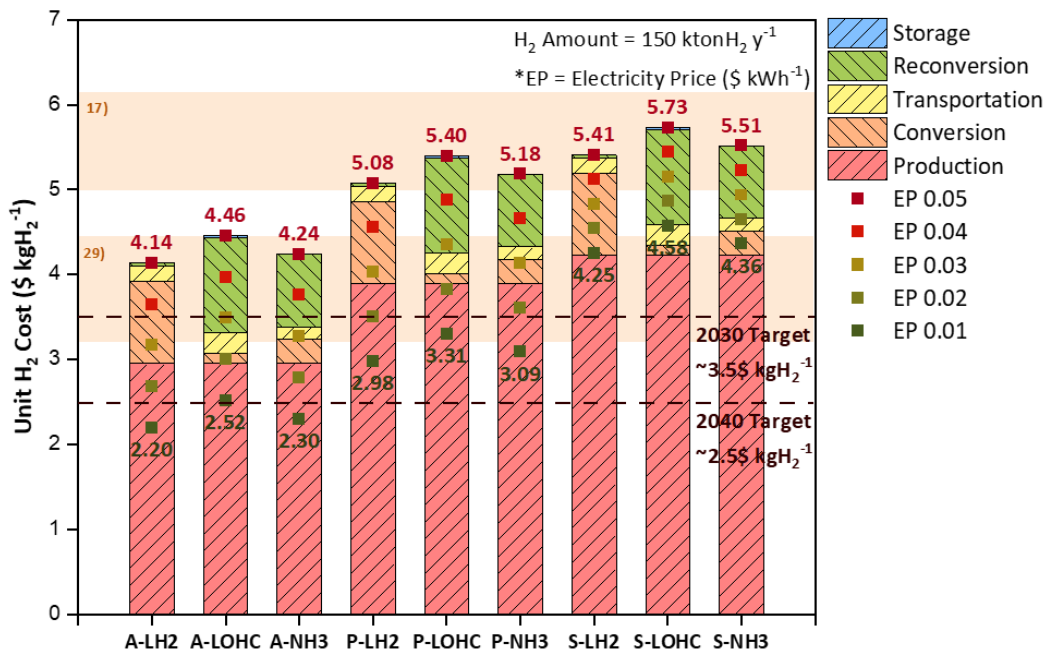


Fig. 3. Unit H₂ costs of the overall supply chain from production to storage. 9 cases with different types of electrolyzer cell and H₂ carrier with respective processes in the overall chain. The colored range is the overall cost of supplying green H₂ from overseas according to distance between countries using LH₂ or NH₃ as H₂ carrier from a previous study(5-6 kgH₂⁻¹)¹⁹⁾, and the landed costs of H₂ from various selected global transport routes which are estimated by Hydrogen Council and McKinsey & Company¹²⁾.

하였으며, 나타낸 바와 같이 다른 전해조에 비해 고체산화물 전해조가 단위 배출량이 0.2 kg 정도 낮은 점을 확인할 수 있다. 전환과 재전환 과정의 경우 비용 추산 결과와 비슷하게 전기 및 열원 소모가 높은 액화, 탈수소화, 암모니아 분해 과정들이 배출량 또한 높은 것으로 나타난다. 이는 열 통합을 고려하지 않았고 전기 또한 화석 연료 기반의 기존 에너지를 사용한다고 가정하였기 때문에 이에 따른 영향이 크게 미친 것으로 확인된다. 따라서, 전체 공급망에서의 배출량 감축 방안으로써 버려지는 열을 이용하는 열 통합과 수소 생산 이외에도 수소 운반체로의 전환 및 수소로의 재전환에 필요한 전기의 재생 에너지를 통한 공급을 고려해볼 수 있을 것이다. 선박 운송 시 발생하는 배출량의 경우 액체 유기 수소 운반체나 암모니아에 비해 액체 수소 저장에 요구되는 에너지가 상당히 높기 때문에 액체 수소를 운반체로 사용할 경우에는 1 kg의 수소를 운반하는 데 약 4 kg의 온실가스가 배출될 것이다. 암모니아와 액체 유기 수소 운반체의 경우에도 수소 1 kg 당 2 kg 이상의 온실가스가 배출될 것으로 보이며, 따라서 장기적으로 공급망의 환경영향적 타당성을 갖추기 위해서는 친

환경 선박으로의 대체가 필요할 것이다.

추산된 각 프로세스의 온실가스 배출량을 통해 본 연구에서 고려된 해외 수소 공급망 전체에 대한 9가지 사례별 배출량을 Fig. 4에 나타냈으며, 비교 분석을 위해 현재 전 세계 수소 생산 방법의 약 50%를 차지하고 있는 천연가스 증기 개질 방법을 통해 생산할 경우 발생하는 배출량을 추산하여 함께 표시하였다. 그림에서 보는 바와 같이, 온실가스의 경우 수소를 생산하는 수전해 과정에서는 크게 배출되지 않는 반면에 그 외에 생산된 수소를 해외에서 국내까지 운송하는 과정에서 상당한 양이 배출된다는 것을 확인할 수 있다. 특히 경제성 확보를 위해 이용된 수소 운반체가 환경영향적 측면에 있어서는 추가적인 전환 및 재전환 과정이 불가피하기 때문에 앞서 언급하였던 것처럼 이때 사용되는 전기가 친환경적인 재생 에너지를 통해 공급되지 못한다면 에너지 소모량이 큰 액화, 탈수소화, 분해 과정에서 많은 양의 배출이 발생할 것임을 알 수 있다. 결과적으로 고체산화물 전해조와 액체 수소를 이용하였을 경우에서 7.95 kgCO₂-eq kgH₂⁻¹로 최소 배출량을, 그리고 알칼라인 전해조와 암모니아를 이용하였을 경우에서 12.34 kgCO₂-eq kgH₂⁻¹로 최대 배출량을 보이게 된다. 이를 표시된 개질 수소 생산에 따른 배출량과 비교해보면 암모니아를 운반체로 이용하는 경우를 제외하면 탄소 포집을 하지 않은 개질 수소의 경우인 11.3 kgCO₂-eq kgH₂⁻¹보다는 낮은 수치이지만 탄소 포집 과정을 결합한 경우인 3.6 kgCO₂-eq kgH₂⁻¹과 비교하였을 때 최소 2배 이상 높은 수치이다. 여기서, 탄소 포집 과정과 함께 천연가스 개질을 통해 생산된 수소는 현재 청정 수소로 고려되고 있지만, 이 또한 1 kg 미만의 배출량을 보이는 수전해에 비해 높은 배출량을 보이고 저장 및 활용에 한계가 많아 완전한 수전해 기반 수소 생산이 가능할 시기까지의 징검다리 역할로써 여겨진다. 해외 수소 또한 본 연구에서 배출량 추산을 위해 기반으로 한 기존의 운송 방법을 이용한다면 최소 약 8 kg 이상의 배출량을 보이게 되어 진정한 청정 수소라고 할 수 없을 것이다. 따라서, 해외 수소 공급을 통해 청정 수소 수요를 충

Table 4. Greenhouse gas emission results of each considered process in overseas H₂ supply chain

Method	GHG emission/kgCO ₂ -eq kgH ₂ ⁻¹
Alkaline electrolyzer cell	0.76
Proton exchange membrane electrolyzer cell	0.73
Solid oxide electrolyzer cell	0.53
H ₂ Liquefaction	3.06
TOL hydrogenation	0.09
NH ₃ synthesis	2.28
LH ₂ transport	3.87
LOHC (TOL/MCH) transport	2.11
NH ₃ transport	2.83
LH ₂ regasification	0.27
MCH dehydrogenation	8.09
NH ₃ cracking	6.24
CGH ₂ storage	0.22

족시키고자 한다면 효율 증대, 공급망 최적화 등을 통한 경제성 확보도 중요하지만 재생 에너지 확대 및 친환경 선박 이용 등 더욱 친환경적인 기술을 이용한 공급망을 통해 배출량을 감축시키는 것 또한 필요할 것으로 판단된다.

3.3 불확실성 분석

본 연구에서 경제성 평가 및 환경영향 평가를 통해 도출된 결과는 수전해 기반 수소 생산에 필요한 재생 전력의 가격 뿐만 아니라 액체 수소 운반선, 메탈사이클로헥세인의 탈수소화 과정, 암모니아 분해 과정 등의 주요 변수를 포함하여 여러 가정을 통해 추산된 값이다. 이에 발생하는 결과의 불확실성을 나타내고자 문헌 조사를 통해 확보된 여러 가지 현존 데이터들을 기반으로 하여 변동에 따른 수소 공급 단가 및 온실가스 배출량의 범위를 Fig. 5에 나타내었다. 막대그래프로 나타내어진 기존 데이터 기반 단가 및 배출량과 함께 박스 플롯(box plot)으로 추가적

인 데이터 기반 단가 및 배출량의 범위를 확인할 수 있으며, Fig. 5의 (a)는 액화 수소 선박의 자본 비용, (b)는 메탈사이클로헥세인의 탈수소화 과정에서 소모되는 에너지량, (c)는 암모니아 분해 과정에서 소모되는 에너지량에 따라서 발생하는 불확실성을 보여준다. 비용 측면에서는 불확실성을 고려하더라도 2020년 기준 그린 수소 생산 가격 범위¹²⁾ 내의 가격대를 실현 가능할 것으로 추산되며, 다만 한국 수소 로드맵에 제시된 목표 단가의 달성을 위해서는 여러 가지 기술적인 발전과 함께 공급망 최적화가 수행되어야 할 것이다.

환경영향 측면에서는 전반적으로 현재 수전해 및 천연가스 개질 기반으로 생산되는 수소의 온실가스 배출량 범위¹³⁾와 비교하였을 때 천연가스 개질 수소의 범위와 비슷한 수준의 배출량을 보이며, 수전해 수소의 범위와 비교하면 현저히 높은 배출량임을 확인할 수 있다. 특히 (b)와 (c)에서 확인할 수 있듯이 해당 과정의 에너지 소모량 변동에 따라 상당한 단가 및 배출량의 차이가 있으며, 이때 에너지 소모량

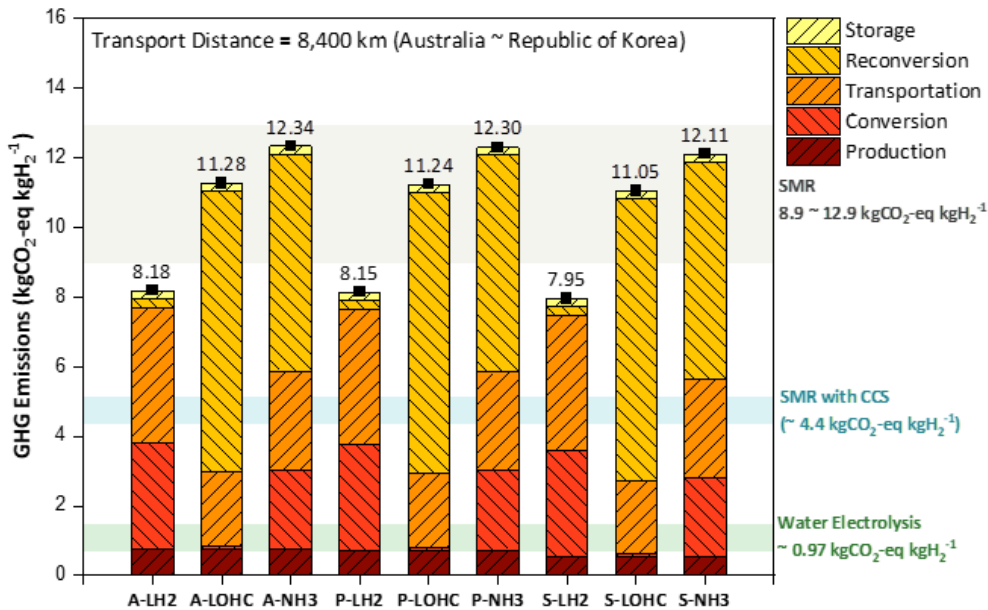


Fig. 4. GHG emissions of the overall supply chain from production to storage. 9 cases with different types of electrolyzer cell and H₂ carrier with respective processes in the overall chain, and the GHG emission of conventional H₂ production by steam methane reforming (SMR) without carbon capture and storage (CCS)^{13,23)} and with CCS²³⁾, and water electrolysis¹³⁾.

의 상당한 차이는 열에너지 이용 시 열 통합(heat integration) 과정의 유무에 따라 발생하는 것으로 보인다. 만약, 열 통합 없이 해당 수소 운반체를 이용해 가져온다면 탈수소화 및 분해 과정에서 많은 양의 에너지가 소모되어 비용 뿐만 아니라 환경영향 측면에 있어서 실현되기 어렵다.

4. 결론

수소의 국내 생산만으로는 수요를 충족시키기 어려울 것으로 예상되는 한국은 최근 해외 수소 수입을 통해 수요를 맞추기 위해 노력하고 있다. 이러한 시점에서 본 연구를 통해 청정 수소 수출을 계획하고 있는 호주로부터 수소를 생산해 한국으로 선박

운송을 통해 수입해오는 공급망의 전체 과정의 경제성 및 환경영향 평가를 수행하여 실현 가능성과 지표를 제시하고자 하였다. 최근 호주에서 계획하고 있는 뉴사우스웨일스 주의 뉴캐슬 항구를 중심으로 한 수소 허브 조성을 참고하여 이곳에서 풍력 에너지를 수전해에 이용해 한국의 부산항으로 수입해오는 경로로 평가 범위를 가정하였다. 더하여, 여러 가지 가능한 기술에 대한 사례 분석을 위해 수전해 기반 수소 생산 과정에서는 가장 주목받고 있는 알칼라인, 고분자전해질, 고체산화물 전해조를 이용하는 경우와 함께, 수소 운반을 위한 운반체로도 액체 수소, 톨루엔 기반 액체 유기 수소 운반체, 암모니아를 이용하는 경우를 각 사례로 하여 전해조 및 운반체 종류에 따른 총 9가지 사례에 대한 평가를 수행하였다.

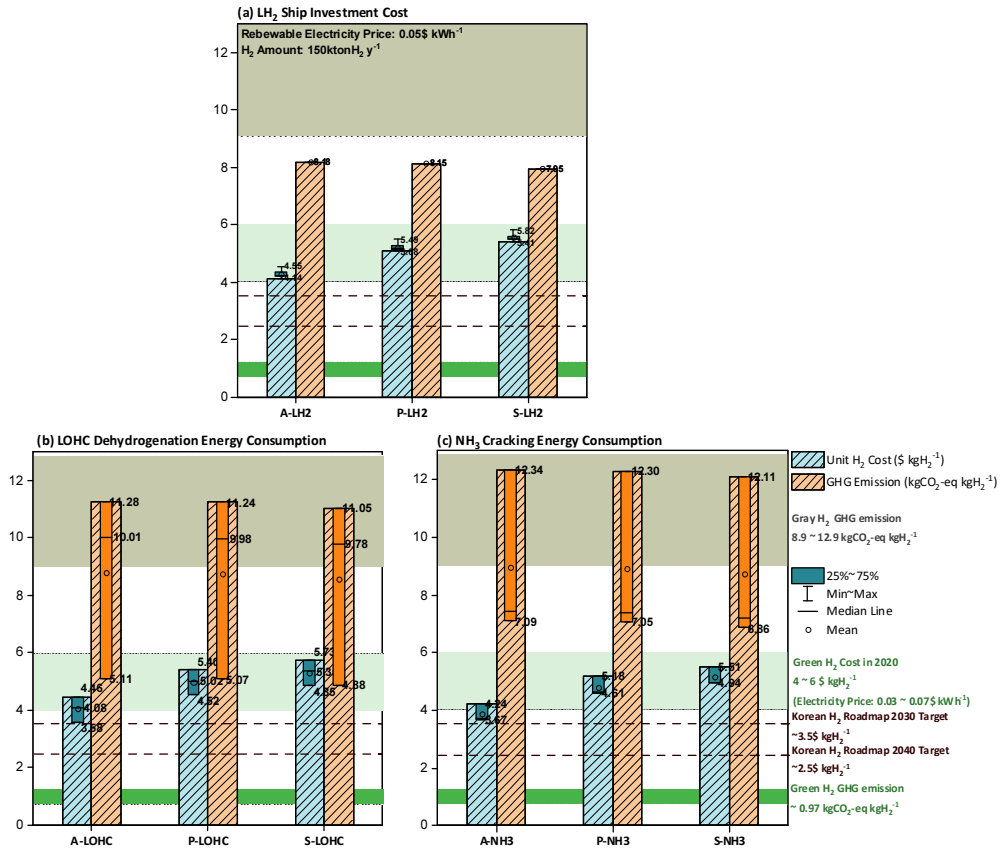


Fig. 5. Ranges of unit H₂ cost and GHG emission amount of the overall supply chain from production to storage. The ranges are based on the data uncertainties on (a) LH₂ ship investment cost^{16,17,19,24-27}, (b) LOHC dehydrogenation energy consumption^{25,28}, and (c) NH₃ cracking energy consumption^{16,19,29}.

먼저 경제성 평가를 통해 수전해의 경우 재생 에너지 기반 전기 가격에 수소 생산 단가가 많은 영향을 받는다는 점을 경제성 평가를 통해 확인하였고, 알칼라인 전해조의 경우 1에서 5.4 \$ kgH₂⁻¹, 고분자 전해질 전해조의 경우 1.78에서 6.54 \$ kgH₂⁻¹, 고체산화물 전해조는 3.06에서 5.7 \$ kgH₂⁻¹의 단가 범위를 보였다. 전체 공급 단가로는 알칼라인 전해조와 액체 수소를 이용했을 때 최소값인 4.14 \$ kgH₂⁻¹를, 고체산화물 전해조와 액체 유기 수소 운반체를 이용했을 때 최대값인 5.73 \$ kgH₂⁻¹로 추산되었으며, 전체 중 수전해 기반 수소 생산에 따른 비용이 약 80%로 가장 많은 비중을 차지한다. 추산된 공급 단가를 한국이 2019년 발표한 수소 로드맵 상의 목표 단가와 비교하면 전기 가격이 0.05 \$ kWh⁻¹일 경우에는 모든 사례에서 달성하지 못하지만, 0.03 \$ kWh⁻¹까지 감소한다면 2030년 목표 단가를 알칼라인 전해조를 이용했을 때 달성 가능하고, 0.01 \$ kWh⁻¹일 경우 고분자전해질 전해조를 이용했을 때 달성 가능하며, 알칼라인 전해조를 이용한다면 2040년 목표 단가도 달성 가능하다. 하지만, 고체산화물 전해조를 이용할 경우 상당한 열원 소비량에 의해 막대한 비용이 소요되어 목표 달성을 위해서는 스택 효율 증대와 함께 열 통합을 고려해야 할 것으로 판단된다.

환경영향 평가는 scope 3를 제외한 온실가스 배출량을 추산하여 이용하였으며, 결과적으로 수전해 기반 수소 생산 과정에서는 1 kg 수소를 생산하는 데 1 kg 미만의 온실가스가 배출되지만, 수소를 장거리 운송해오는 과정에서 상당한 양의 온실가스가 배출되면서 사례에 따라 총 7.95에서 12.34 kg의 온실가스가 1 kg의 수소를 생산하는 데 발생하게 된다. 이는 기존의 천연가스 개질을 통한 수소 생산에서 11.3 kg의 온실가스가 발생하고, 이에 탄소 포집을 거칠 경우 3.6 kg 정도 발생한다는 점에서 비교하였을 때 수입해온 해외 수소가 청정수소라고 명명하기는 어렵다고 판단된다. 따라서, 경제성 확보도 중요한 부분이지만 해외 수소가 진정한 청정수소로써 공급되기 위해서는 전환, 선박 운송 과정에 있어서 더욱 친환경적인 기술을 도입해 전체 공급망의 배출량 감축이

이루어져야 할 것이다.

후 기

본 연구는 산업통상자원부(MOTIE)와 한국에너지기술평가원(KETEP) (No. 20203020040010) 및 울산과학기술원 탄소중립실증화연구센터의 지원을 받아 수행한 연구 과제이다.

References

1. I. Choi and H. K. Kim, "A study on social issues for hydrogen industry using news big data", *Trans Korean Hydrogen New Energy Soc*, Vol. 33, No. 2, 2022, pp. 121-129, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2022.33.2.121>.
2. T. Miyamoto, H. Hasegawa, M. Mikami, N. Kojima, H. Kabashima, and Y. Urata, "Effect of hydrogen addition to intake gas on combustion and exhaust emission characteristics of a diesel engine", *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 36, No. 20, 2011, pp. 13138-13149, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.06.144>.
3. J. E. Sharpe, N. Bimbo, V. P. Ting, B. Rechain, E. Joubert, and T. J. Mays, "Modelling the potential of adsorbed hydrogen for use in aviation", *Micropor. Mesopor. Mat.*, Vol. 209, 2015, pp. 135-140, doi: <https://doi.org/10.1016/j.micromeso.2014.08.038>.
4. Y. H. Huang, J. H. Wu, and H. S. Huang, "Analyzing the driving forces behind CO₂ emissions in energy-resource-poor and fossil-fuel-centered economies: case studies from Taiwan, Japan, and South Korea", *Energies*, Vol. 14, No. 17, 2021, pp. 5351, doi: <https://doi.org/10.3390/en14175351>.
5. G. Yue and S. Li, "Clean coal technology and sustainable development", Springer, 2016, doi: <https://doi.org/10.1007/978-981-10-2023-0>.
6. M. A. Rosen, "Thermodynamic comparison of hydrogen production processes", *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 21, No. 5, 1996, pp. 349-365, doi: [https://doi.org/10.1016/0360-3199\(95\)00090-9](https://doi.org/10.1016/0360-3199(95)00090-9).
7. S. A. Grigoriev, V. N. Fateev, D. G. Bessarabov, and P. Millet, "Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology", *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 45, No. 49, 2020, pp. 26036-26058, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.03.109>.
8. B. Lee, H. Lee, C. Moon, S. Moon, and H. Lim, "Preliminary economic analysis for H₂ transportation using liquid organic H₂ carrier to enter H₂ Economy Society in Korea",

- Trans Korean Hydrogen New Energy Soc, Vol. 30, No. 2, 2019, pp. 119-127, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2019.30.2.119>.
9. Y. Kwak, J. Kirk, S. Moon, T. Ohm, Y. J. Lee, M. Jang, L. H. Park, C. I. Ahn, H. Jeong, H. Sohn, S. W. Nam, C. W. Yoon, Y. S. Jo, and Y. Kim, "Hydrogen production from homo-cyclic liquid organic hydrogen carriers (LOHCs): benchmarking studies and energy-economic analyses", *Energy Conv. Manag.*, Vol. 239, 2021, pp. 114124, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114124>.
 10. R. Turton, R. C. Bailie, W. B. Whiting, J. A. Shaiwitz, and D. Bhattacharyya, "Analysis, synthesis, and design of chemical processes", 4th ed. Pearson, USA, 2013.
 11. Y. Zhao, H. Xue, X. Jin, B. Xiong, R. Liu, Y. Peng, L. Jiang, and G. Tian, "System level heat integration and efficiency analysis of hydrogen production process based on solid oxide electrolysis cells", *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 46, No. 77, 2021, pp. 38163-38174, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.105>.
 12. Hydrogen Council, "Hydrogen insights: a perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness", *EnergyNow*, 2021. Retrieved from <https://energynow.com/2021/02/hydrogen-insights-a-perspective-on-hydrogen-investment-market-developent-and-cost-competitiveness/>.
 13. R. Bhandari, C. A. Trudewind, and P. Zapp, "Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis—a review", *J. Cleaner. Prod.*, Vol. 85, 2014, pp. 151-163, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.07.048>.
 14. J. Harman, P. Hjalmarsson, J. Mermelstein, J. Ryley, H. Sadler, and M. Selby, "1MW-Class Solid Oxide Electrolyser System Prototype for Low-Cost Green Hydrogen", *ECS Transactions*, Vol. 103, No. 1, 2021, pp. 383-392. Retrieved from <https://iopscience.iop.org/article/10.1149/10301.0383ecst/pdf>.
 15. A. J. Welch, I. A. Digdaya, R. Kent, P. Ghougassian, H. A. Atwater, and C. Xiang, "Comparative Technoeconomic Analysis of Renewable Generation of Methane Using Sunlight, Water, and Carbon Dioxide", *ACS Energy Lett.*, Vol. 6, No. 4, 2021, pp. 1540-1549, doi: <https://doi.org/10.1021/acsenergylett.1c00174>.
 16. F. I. Gallardo, A. M. Ferrario, M. Lamagna, E. Bocci, D. A. Garcia, and T. E. Baeza-Jeria, "A techno-economic analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan", *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 46, No. 26, 2021, pp. 13709-13728, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.050>.
 17. P. M. Heuser, D. S. Ryberg, T. Grube, M. Robinius, and D. Stolten, "Techno-economic analysis of a potential energy trading link between Patagonia and Japan based on CO₂ free hydrogen". *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 44, No. 25, 2019, pp. 12733-12747, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.12.156>.
 18. M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, P. Preuster, P. Wasserscheid, and D. Stolten, "Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model", *Appl. Energy*, Vol. 200, 2017, pp. 290-302, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.050>.
 19. Y. Ishimoto, M. Voldsund, P. Nekså, S. Roussanly, D. Berstad, and S. O. Gardarsdottir, "Large-scale production and transport of hydrogen from Norway to Europe and Japan: Value chain analysis and comparison of liquid hydrogen and ammonia as energy carriers", *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 45, No. 58, 2020, pp. 32865-32883, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.09.017>.
 20. E. Kennedy, J. M. Botero, and J. Zonneveld, "HyChain 3, hydrogen supply chain-technology assessment 2 TITL analysis of the current state and outlook of technologies for production hydrogen supply chain-technology assessment", 2019. Retrieved from <https://ispt.eu/media/SI-20-06-Final-report-HyChain-3.pdf>.
 21. M. Niermann, S. Drünert, M. Kaltschmitt, and K. Bonhoff, "Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs)-techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain", *Energy Environ. Sci.*, Vol. 12, No. 1, 2019, pp. 290-307, doi: <https://doi.org/10.1039/c8ee02700e>.
 22. M. Al-Breiki and Y. Bicer, "Comparative cost assessment of sustainable energy carriers produced from natural gas accounting for boil-off gas and social cost of carbon", *Energy Reports*, Vol. 6, 2020, pp. 1897-1909, doi: <https://doi.org/10.1016/J.EGYR.2020.07.013>.
 23. F. Barth, W. Vanhoudt, M. Londo, J. C. Jansen, K. Veum, J. Castro, and M. Altmann, "CertifHy- Developing a European Framework for the generation of guarantees of origin for green hydrogen", *WHEC 2016-21st World Hydrog. Energy Conf.*, 2016. Retrieved from <https://www.hinicio.com/file/2017/01/CertifHy-definition-outcome-and-scope-LCA-analysis.pdf>.
 24. S. Kamiya, M. Nishimura, and E. Harada, "Study on introduction of CO₂ free energy to Japan with liquid hydrogen", *Physics Procedia*, Vol. 67, 2015, pp. 11-19, doi: <https://doi.org/10.1016/j.phpro.2015.06.004>.
 25. M. Niermann, S. Timmerberg, S. Drünert, and M. Kaltschmitt, "Liquid organic hydrogen carriers and alternatives for international transport of renewable hydrogen", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 135, 2021, pp. 110171, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110171>.
 26. A. Babarit, J. C. Gilloteaux, G. Clodic, M. Duchet, A. Simoneau, and M. F. Platzer, "Techno-economic feasibility

- of fleets of far offshore hydrogen-producing wind energy converters”. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 43, No. 15, 2018, pp. 7266-7289, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.02.144>.
27. J. Ahn, H. You, J. Ryu, and D. Chang. “Strategy for selecting an optimal propulsion system of a liquefied hydrogen tanker”, *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 42, No. 8, 2017, pp. 5366-5380, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.01.037>.
28. A. Ozawa, M. Inoue, N. Kitagawa, R. Muramatsu, Y. Anzai, Y. Genchi, and Y. Kudoh, “Assessing uncertainties of well-to-tank greenhouse gas emissions from hydrogen supply chains”, *Sustainability*, Vol. 9, No. 7, 2017, pp. 1101, doi: <https://doi.org/10.3390/su9071101>.
29. S. Giddey, S. P. S. Badwal, C. Munnings, and M. Dolan, “Ammonia as a renewable energy transportation media”, *ACS Sustainable Chem. Eng.*, Vol. 5, No. 11, 2017, pp. 10231-10239, doi: <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.7b02219>.