

전력배출계수에 따른 수전해 수소의 원단위 배출량 변화

박상훈, 설소영, 이봉재*

기후에너지센터 한국화학융합시험연구원

Change in Carbon Intensity of Electrolytic Hydrogen according to Electricity Emission Factor

Sanghoon Park, Soyeong Seol, Bongjae Lee*

Climate Energy Center, Korea Testing & Research Institute, Gwacheon, Korea

ABSTRACT

Hydrogen is gaining attention as a carbon-free energy source, but electrolytic hydrogen shows large variations in carbon intensity depending on the electricity source. This study calculated Korea's electricity emission factors (2001–2035) and compared the carbon intensity of hydrogen production for AKL and PEM electrolysis technologies. Based on 2024 emission factor, the carbon intensities were 33.69 and 35.09 kg CO₂eq/kg H₂ for AKL, and PEM, respectively, with most emissions arising from indirect emissions due to electricity use. Scenario analysis showed that only the 100% nuclear power scenario satisfied the Grade 2 clean hydrogen criterion, while none of the scenarios met the target hydrogen price, confirming the need for government-level institutional supplementation.

Key words: Green hydrogen, Carbon intensity, Electricity emission factor, Clean hydrogen, life Cycle assessment

요약

수소는 무탄소에너지원으로 주목받고 있으나, 수전해 수소는 전력원에 따라 원단위 배출량 편차가 크다. 본 연구는 한국 전력배출계수(2001-2035년)를 산정해 AKL, PEM 수전해 기술의 수소 원단위 배출량을 비교하였다. 2024년 기준 배출량은 AKL 33.69, PEM 35.09 kg CO₂eq/kg H₂로, 대부분 전력 사용에 의한 간접배출이었다. 발전원 비율에 따른 시나리오 분석 결과 100% 원자력 발전 시에만 청정수소 2등급 기준을 만족했으며, 목표 수소가격은 모든 시나리오에서 충족되지 않아 정부 차원의 제도적 보완이 필요함을 확인하였다.

주제어: 그린 수소, 탄소 배출량, 전력배출계수, 청정수소, 전과정평가

1. 서론

수소는 연소 시 이산화탄소를 발생하지 않고 물만 생성하기 때문에 최근 들어 무탄소에너지원(carbon free energy, 이하 CFE)으로 주목받고 있다. [1] 또한 수소는 자체 에너지원으로 사용되기도 하지만 전력을 수소로 전환하여 화학적인 에너지

로 저장하는 매개체 및 운반체로서 역할을 하기도 한다[2, 3]. 그러나 수소는 에너지밀도가 1-2 kWh/L (at 350-700 bar) 수준으로 여타 화석 연료에 비해 매우 낮은 편이며, 분자의 크기가 매우 작아 금속 사이로 확산되어 금속의 부식 및 취약화를 유발한다[3, 6]. 이러한 이유로 수소를 보다 안전하고 효율적으로 운반하기 위해 액화수소, 암모니아, 메탄올 및 액상 유기

Date Received: Jul. 24, 2026, Date Revised: Aug. 17, 2026, Date Accepted: Aug. 18, 2026

* Corresponding author : Bongjae Lee, Tel: +82-02-2164-1445, E-mail jae8076@ktr.or.kr

© Copyright 2026 The Korean Society for Life Cycle Assessment. This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

화합물(liquid organic hydrogen carriers, 이하 LOHCs)의 형태로 운반하고 있다[1, 4, 5, 6].

국내에서도 정부 주도하에 수소 발전 의무화 제도를 도입하여 민간으로 하여금 투자를 유도하고, 수소 산업의 성장 및 규모 확대를 도모하고 있다. 일반적으로 수소를 생산하는 방법은 메탄을 개질하여 생산하는 그레이 수소, 일반적인 수소 생산 공정에 CCS 설비를 설치하여 이산화탄소의 배출량을 줄인 블루 수소 및 재생에너지를 이용한 물의 전기분해, 즉 수전해를 이용하여 생산하는 그린 수소가 대표적이다[7, 8, 15]. 그레이 수소의 경우는 배출량이 9-13 kg CO₂eq/kg H₂, 블루 수소는 4-8 kg CO₂eq/kg H₂, 마지막으로 그린 수소는 어떤 에너지를 사용하는지에 따라 편차가 상당히 큰 것으로 보고되었으며, 특히 원자력 발전을 통해 얻은 전력으로 생산된 수전해 수소인 핑크 수소는 0.3 ~ 1.02 kg CO₂eq/kg H₂로 매우 낮은 수준으로 관찰되었다[7, 8].

수소를 생산하는 과정에도 많은 양의 이산화탄소가 직, 간접적으로 배출되고 있으며, 국내 청정수소인증제 인증운영기관인 에너지경제연구원의 업무규정을 확인해 보면 청정수소로 인정될 수 있는 범주에 있는 수소는 블루 수소, 그린 수소 및 핑크 수소로 국한되어 있다[9]. 또한 국내 청정수소 인증 기준은 순도 99% 이상의 수소 1 kg을 생산할 때 발생하는 탄소 배출량이 4 kg CO₂eq 이하인 수소를 의미한다[10]. 특히, 그린 수소의 경우 물 소비량, 유지보수를 위한 소모품 사용량, 전력소비량 및 스택열화를 등이 민감도 요인으로 작용할 수 있다.

이전까지의 선행 연구들은 수전해 수소에 대한 민감도 요인을 분석한 연구는 많이 있지만 대부분 배출량이 아닌 경제성에 초점을 맞추고 있다[11, 12]. 또한 국내 청정수소인증제의 시스템 경계에 부합하는 전과정 기반 전력배출계수를 활용하여 수전해 수소의 원단위 배출량을 산정하고 이를 국내 인증기준 및 목표 가격과 동시에 연계한 연구는 현재까지 확인된 바 없다. 본 연구는 전력에 대한 발전원 비율에 따른 여러 시나리오를 설정하여 수전해 수소의 원단위 배출량을 산정하고, 국내 청정수소인증제 하에서 수전해 수소가 청정수소로 인정받을 수 있는 조건 및 수소경제 활성화 로드맵에 제시된 목표 수소 가격 도달 여부를 확인하였다. 이를 통해 배출량 조건과 목표 수소 가격을 동시에 만족하는 발전원 구성을 도출함으로써 국내 청정수소 정책이 나아가야 할 방향을 제시하였다.

2. 이론

2.1 알칼라인 수전해(Alkaline Electrolysis, 이하 AKL)

AKL은 상업적으로 100년 이상 사용된 가장 보편적인 수전해 기술로 분류되며 일반적으로 25-160 °C에서 운전된다[13, 14, 15, 16]. AKL은 25-30 %의 KOH 수용액을 전해질로 사용하며, 양극에서 $4OH^- \rightarrow 2H_2O + O_2 + 4e^-$ 의 산소 생성 반응이 일어나고, 음극에서는 $4H_2O + 4e^- \rightarrow 4OH^- + 2H_2$ 의 수소 생성 반응이 발생한다. 또한 양극과 음극 사이에는 산소와 수소의 혼합을 방지하기 위한 격벽이 존재한다[16].

2.2 고분자 전해질막 수전해(Proton Exchange Membrane Electrolysis, 이하 PEM)

PEM은 AKL과 마찬가지로 저온수전해기술로 분류되며, 50 ~ 100 °C에서 운용된다[14, 16]. AKL과 달리 PEM은 알칼리 용액이 아닌 전기전도도가 낮은 순수 전해질로 사용한다. Fe³⁺, Cu²⁺ 및 Al³⁺과 같은 일부 양이온은 PEM 반투막의 전하 및 물질이동저항 상승과 파손을 유발할 수 있어 이온이 제거된 순수 전해질로 사용한다[17]. 양극에서 $2H_2O \rightarrow 4H^+ + O_2 + 4e^-$ 의 양성자(H⁺) 생성 반응이 일어나며, 음극에서는 $4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2$ 의 수소 생성 반응이 발생한다. 이때 양극에서 생성된 양성자는 양성자만 투과시키는 반투막을 통해 음극으로 이동하고, 음극에서 전자와 반응하여 수소가 생성된다. [16]

2.3 고체 산화물 수전해(Solid Oxide Electrolyzer Cell, 이하 SOEC)

SOEC는 AKL 및 PEM과 달리 고온수전해로 분류되며,

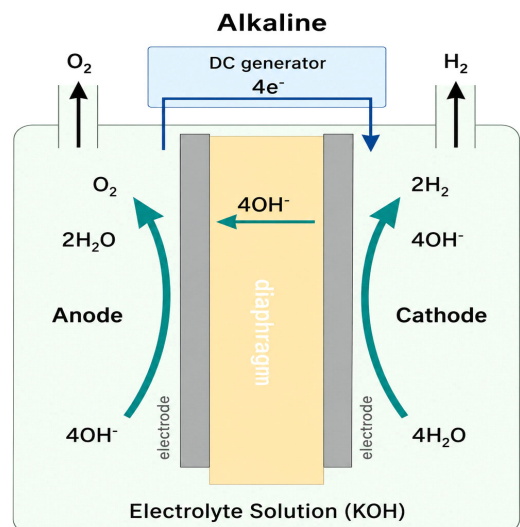


Fig. 1. The schematic diagram of AKL [16]

600-900 °C의 온도 범위에서 운용된다[13, 14, 15]. SOEC에서는 O^2 가 전해질로 사용되며, O^2 를 생성하기 위해 음극에서는 $2H_2O + 4e^- \rightarrow 2O^{2-} + 2H_2$ 반응이 일어난다. 반면 양극에서는 $2O^{2-} \rightarrow O_2 + 4e^-$ 반응이 발생한다[18]. 또한 고온에서는 아레니우스식에 따라 화학반응의 속도상수가 증가하여 반응속도가 향상되는 동역학적 이점이 있으며, 아울러 물의 전기분해를 유도하기 위해 가하는 외부 전압이 저온수전해보다 낮다는 특징이 있다[13, 19, 20].

3. 실험방법

3.1 발전원 비율에 따른 전력배출계수

본 연구에서는 전력통계정보시스템(이하 EPSIS)에서 확인 가능한 한국의 발전원별 발전량 데이터와 Ecoinvent 3.12 - Cut off (IPCC 2021 climate change: total (excl. biogenic CO_2), GWP100) 데이터를 활용하여 2001년도부터 2024년, 2030년 및 2035년에 대한 전력배출계수를 산출하였다. 2030년 및 2035년 발전원별 발전량은 제11차 전력수급기본계획에 제시된 전원별 전망 데이터를 활용하였으며, 송변전 및 배전 손실율의 경우도 EPSIS에서 고시한 데이터를 활용하였다. 2030년과 2035년의 손실율은 아직 보고되지 않아 2024년 손실율을 적용하였다. 식(1)은 발전원 비율에 따른 전력배출계수 산출식이며, R_i 는 전체 발전량 대비 각 발전원의 발전 비율을

나타내며, CI_i 는 각 발전원의 배출계수 (Ecoinvent 3.12 DB)를 의미한다. 또한 송변전 및 배전 과정에서 발생하는 전력의 손실율을 반영하였으며, 2023년의 손실율은 3.53 %로 1 kWh의 전력을 생산하기 위해서는 실제 1.0353 kWh의 전력이 생산되어야 함을 의미한다. 이에 따라 (1+손실율(LR)) 계수를 곱하여 손실율을 반영한 전력배출계수를 산정하였다.

전력배출계수 산정 과정에 대한 이해를 위하여 본 연구에서 제시한 방법론에 따라 산출한 2023년 전력배출계수 0.5568 kg CO_2eq/kWh 를 도출하기 위한 데이터를 Table 3에 나타내었다. Table 3에는 2025년 12월 기후부가 공표한 소비단 전력배출계수 0.4173 kg CO_2eq/kWh (2023년 데이터 기반)도 함께 제시하였다. 국가 전력배출계수는 발전원별 발전량 데이터를 에너지통계연보에서 인용하고, 각 발전원에 대한 전력배출계수는 발전 사업자의 온실가스 명세서 기반 데이터를 활용하여 산정한다. 그러나 온실가스 명세서 데이터에 대한 접근은 매우 제한적이기 때문에 본 연구에서는 2026년 3월에 개최된 전력배출계수 고도화 정책 토론회 발표자료에 제시된 국가 LCI DB를 활용하여 산출한 전력배출계수를 대체 자료로 인용하여 0.5568 kg CO_2eq/kWh 와 0.4173 kg CO_2eq/kWh 간의 차이를 4절에서 상세히 기술하였다. 아울러 Table 2에 2023년 기준 신재생에너지 항목을 구성하는 발전원 및 발전 비율을 나타내었다.

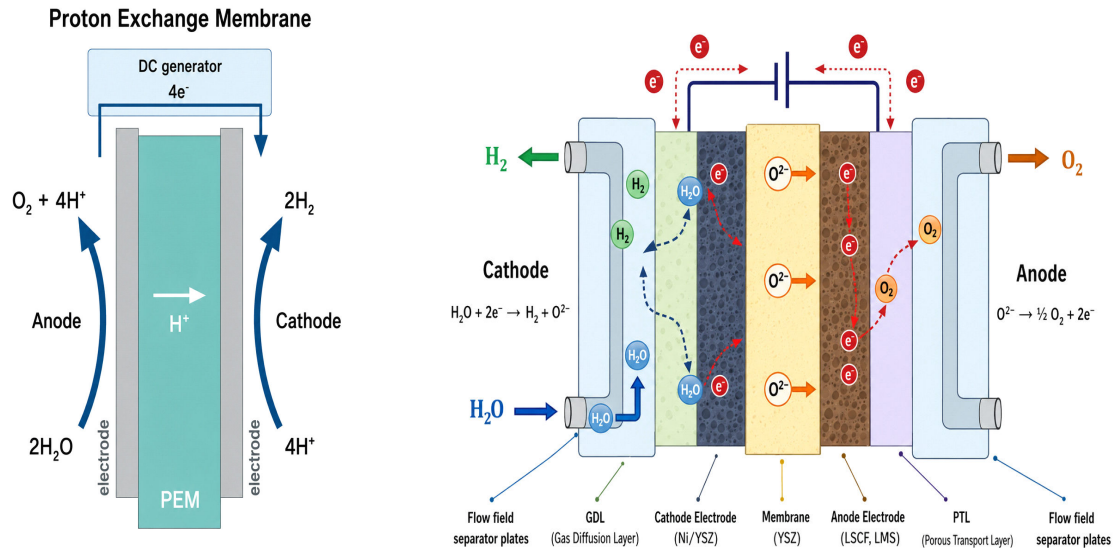


Fig. 2. The schematic diagram of PEM and SOEC [16, 19].

Table 1. Comparison of water consumption and electrical efficiency among AKL, PEM, and SOEC

Type of electrolyzer	Pure water consumption (kgH ₂ O/kgH ₂)	Stack power consumption (kWh/kgH ₂)	System power consumption (kWh/kgH ₂)	References	
AKL	N/A	51.30	N/A	[14]	Paper
	10.00	50.00	N/A	[21]	Commercial
	N/A	49.40	N/A	[22]	Commercial
	9.10	51.90	N/A	[23]	Commercial
	N/A	49.00	N/A	[24]	Paper
	N/A	56.50	64.00	[25]	Paper
	N/A	56.60	64.40	[26]	Paper
AKL Ave.	9.55	52.10	64.20	-	
PEM	N/A	55.60	N/A	[14]	Paper
	N/A	58.00	N/A	[24]	Paper
	N/A	56.50	66.50	[25]	Paper
	N/A	54.90	67.20	[26]	Paper
	10.00	53.20	N/A	[27]	Commercial
	N/A	55.90	N/A	[28]	Commercial
	13.00	49.90	N/A	[29]	Commercial
	N/A	54.60	N/A	[30]	Paper
PEM Ave.	11.50	54.83	66.85	-	
SOEC	N/A	34.40	N/A	[13]	Paper
	N/A	39.20	N/A	[14]	Paper
	10.50	37.50	N/A	[31]	Commercial
	N/A	N/A	87.00	[32]	Paper
SOEC Ave.	10.50	37.03	87.00	-	

1. System power consumption refers to the electrical power consumption that accounts for not only the stack but also the Balance of Plant (BOP) required to operate the stack.

Table 2. Composition ratio of renewable energy in Korea in 2023

Renewables	Power generation (GWh)	Power generation ratio (%)	Carbon intensity (kgCO ₂ /kWh)	References
Solar	29,288	55.42	8.69E-02	[33], Ecoinvent DB
Wind	3,382	6.40	2.79E-02	[33], Ecoinvent DB
Biogas	12,577	23.80	1.48E-01	[33], Ecoinvent DB
Fuel cell	6,164	11.66	3.43E-01	[34, 35]
IGCC	997	1.89	NA	-
Ocean	438	0.83	NA	-
Renewables emission factor (kgCO ₂ /kWh)			1.25E-01	

1. Solar = Electricity, high voltage {KR}| electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si | Cut-off, U.
2. Wind = Electricity, high voltage {KR}| electricity production, wind, >3MW turbine, onshore | Cut-off, U.
3. Biogas = Electricity, high voltage {KR}| heat and power co-generation, biogas, gas engine | Cut-off, U.
4. IGCC and ocean energy were excluded from the calculation of the renewables emission factor due to their negligible ratios.

Table 3. Comparison of national grid emission factor and ecoinvent LCI DB-based grid emission factor

Energy source	Power generation ratio (%)	Carbon intensity (kgCO ₂ /kWh)	Energy source	Power generation ratio (%)	Carbon intensity (kgCO ₂ /kWh)
Hydro	1.3	NA	Hydro, pumping	0.65	1.00E+00
Nuclear	30.7	NA	Hydro, hydro	0.63	5.11E-02
Renewables	9.0	NA	Steam, coal	30.54	1.21E+00
Coal	31.4	NA	Steam, oil	0.07	1.11E+00
Petroleum	0.3	NA	Steam, LNG	0.15	8.49E-01
LNG	26.8	NA	LNG combined heat and power plant	28.41	5.16E-01
District energy	NA	NA	Nuclear	30.75	6.72E-03
Others	0.5	NA	Renewables	8.60	1.25E-01
Total EF (kgCO ₂ /kWh)	100	0.4173	Clean hydrogen	0	3.43E-01
			Etc	0.2	0
			Total EF (kgCO ₂ /kWh)	100	0.5568

1. Hydro, pumping = Electricity, high voltage {KR}| electricity production, hydro, pumped storage | Cut-off, U.
2. Hydro, hydro = Electricity, high voltage {KR}| electricity production, hydro, non-alpine region | Cut-off, U.
3. Steam, coal = Electricity, high voltage {KR}| electricity production, hard coal | Cut-off, U.
4. Steam, oil = Electricity, high voltage {KR}| electricity production, oil | Cut-off, U.
5. Steam, LNG = Electricity, high voltage {KR}| electricity production, natural gas, conventional power plant | Cut-off, U.
6. LNG combined heat and power plant = Electricity, high voltage {KR}| electricity production, natural gas, combined cycle power plant | Cut-off, U.
7. Etc = Electricity, medium voltage {KR}| electricity, from municipal waste incineration to generic market for electricity | Cut-off, U.
8. National grid emission factor is 0.4173 kgCO₂/kWh, and Ecoinvent LCIDB based grid emission factor is 0.5568kg CO₂/kWh in 2023.

$$EF = \left(\sum_{i=a}^n R_i CI_i \right) \times (1 + LR) \quad (Unit : kgCO_2/kWh) \quad (1)$$

3.2 수전해 기술에 따른 수소 원단위 배출량

청정수소 인증운영기관 업무규정에 근거하여 실증 전 예비 검토컨설팅 단계에서 수소의 원단위 배출량 산정을 위해 설비 규격, 제품 사양 및 관련 증빙자료를 요구하고 있어 선행연구와 현재 상용화되고 있는 AKL, PEM 및 SOEC 수전해 스택에 대한 물 소비량, 스택 및 시스템에 대한 전력 소비량 데이터를 확보하였다. 시스템이란 스택과 스택 운전을 위한 설비 시설(balance of plant, 이하 BOP)를 포함하는 개념이다. 이 데이터와 3.1절에서 기술한 방법론을 통해 구한 2024년 기준 전력배출계수를 활용하여 수소 1 kg 생산 시 발생하는 배출량을 산정하였다. 그러나 SOEC의 경우는 BOP를 포함한 전체 시스템의 소비 전력 데이터가 1건에 불과하여 데이터 표본이

부족하다고 판단하였으며, SOEC 수전해 수소에 대한 원단위 배출량은 산정에서 제외하였다. 본 연구에서는 수전해 수소의 원단위 배출량을 청정수소 인증운영기관 업무규정에 따라 Well-to-Gate의 시스템 경계 범위에서 산정하였으며[9], 각각의 수전해 기술을 운용, 유지 및 보수하기 위한 소모품, 예를 들어 AKL의 경우 KOH의 소비량, 순수 제조를 위한 각종 필터 소비량, 반응조 내부 탈기를 위한 질소 소비량, 폐수 처리를 위한 약품 등은 고려하지 않았다. M. Ji et al.의 연구에 따르면 수전해 수소 생산 과정에서 발생하는 대부분의 배출량은 전력에 기인하므로 소모품에 의한 배출량은 매우 미미한 수준임을 보고하였다[32]. 수전해 수소의 원단위 배출량 산정을 위해 식(2)을 통해 산정하였다. 식(2)에서 WC는 수전해 과정에서 소비되는 순수의 양을 의미하고, EF_{water}는 물에 대한 배출계수를 나타낸다. 순수에 대한 배출계수는 Water production, ultrapure, RoW, Ecoinvent DB에 제시된 6.04E-03 kgCO₂eq/kgH₂O를 적용하였다. EC는 시스템의 전력 소비량, EF_{Electricity}는 3.1절에서 기술한 방법론을 통해 구

한 전력배출계수를 의미한다.

$$CI = (WC \times EF_{Water}) + (EC \times EF_{Electricity})$$

(Unit : $kgCO_2/kgH_2$)

(2)

3.3 시나리오 설정에 따른 수소 원단위 배출량 변화

수전해 수소는 전력에 의한 영향을 많이 받으므로 발전원 비율을 달리한 (A) 2030, (B) 2035, (C) 100 % Nuclear, (D) 100 % Renewables의 4가지 시나리오를 설정하였다. 각 시나리오에서 수전해 수소의 원단위 배출량을 산출하였으며, 국내 청정수소인증제에서 수전해 수소가 청정수소로 인정받는 동시에 목표 수소 가격에 도달하기 위한 조건을 도출하였다.

4. 결과 및 고찰

4.1 발전원 비율에 따른 전력배출계수

Fig. 3은 2001년부터 2035년까지 발전원 비율 변화에 따른 전력배출계수를 나타내었다. 2018년부터 화석연료 기반 발전량이 감소하고, 원자력, 재생에너지 및 폐기물 기원 발전량이 증가하면서 전체적인 전력배출계수가 지속적으로 감소하는 것으로 나타났다. 2023년 기준 전력배출계수는 $0.5568 \text{ kg CO}_2\text{eq/kWh}$, 2024년 기준 전력배출계수는 $0.5238 \text{ kg CO}_2\text{eq/kWh}$ 로 산출되었으며, 2030년 및 2035년 기준 전력배출계수는 각각 $0.3871 \text{ kg CO}_2\text{eq/kWh}$ 와 $0.3176 \text{ kg CO}_2\text{eq/kWh}$ 로 산정되었다.

2023년 기준 Ecoinvent DB 기반 전력배출계수는 0.5568

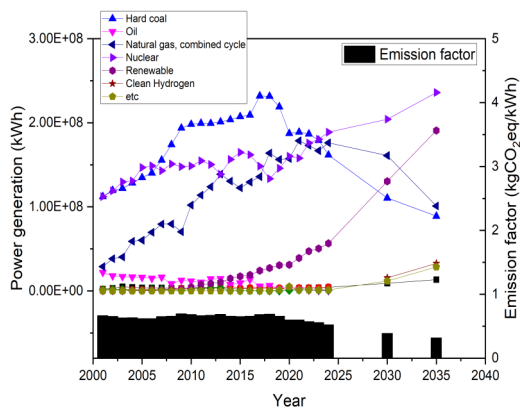


Fig. 3. Trends in electricity emission factor according to energy mix in Korea (2001–2035).

$\text{kg CO}_2\text{eq/kWh}$ 로 산출되었으며, 온실가스 명세서를 토대로 산출한 국가 전력배출계수는 $0.4173 \text{ kg CO}_2\text{eq/kWh}$ 로 보고되었다. 본 연구에서 산출한 전력배출계수와 국가 전력배출계수 간 주요 차이점은 두 가지로 확인되었으며, 첫 번째는 발전원의 발전 비율 데이터를 인용한 출처이고, 두 번째는 전력배출계수 산출을 위해 활용된 LCI DB로 확인되었다. 국가 전력배출계수의 경우는 발전원 비율 데이터를 국가에너지통계종합정보시스템(이하 KESIS)에 고시된 에너지통계연보를 인용하였으며, 본 연구에서는 EPSIS에 고시된 데이터를 활용하였다. 두 출처 모두에서 석탄 화력발전의 비율은 각각 31.4 %와 30.5 %, 원자력 발전은 30.7 %와 30.8 %, LNG 복합화력 발전은 26.8 %와 28.4 %로 나타나 발전원별 비율이 출처에 관계없이 데이터 간 유사한 수준을 보였다. 따라서 전력배출계수에 대한 차이는 데이터 출처의 차이에서 비롯된 것이 아닌 것으로 판단되었다. 또한 국가 전력배출계수는 온실가스 명세서 데이터를 기반으로 산출하지만, 명세서의 경우 일부 정부 산하 공공기관만 접근이 가능하여 2026년 3월에 개최된 전력배출계수 고도화 정책 토론회 발표자료에 제시된 국가 LCI DB를 활용하여 산출한 전력배출계수를 대체 자료로 사용하였다. 국가 LCI DB를 활용하여 산출한 2023년 국가 전력배출계수는 $0.4333 \text{ kg CO}_2\text{eq/kWh}$ 로 보고되었으며, 본 연구와의 주요 차이점은 원자력 발전에 대한 배출계수로 확인되었다. 에코스퀘어에 제시된 원자력 발전의 전력배출계수는 $1.50\text{E-}02 \text{ kg CO}_2\text{eq/kWh}$ 이며, 이를 그대로 활용하지 않고 공정 배출만을 고려한 $5.84\text{E-}05 \text{ kg CO}_2\text{eq/kWh}$ 를 적용하여 전력배출계수를 산출하였다. [36] 본 연구에서 활용한 원자력 발전의 전력배출계수는 $6.72\text{E-}03 \text{ kg CO}_2\text{eq/kWh}$ 로, 국가 LCI DB와 비교해 약 100배 정도 차이가 나는 것을 확인하였다. 따라서 본 연구에서 도출한 전력배출계수와 국가 전력배출계수 간의 차이는 서로 다른 LCI DB를 활용하였기 때문에 차이가 발생한 것으로 판단되었다. 특히 국가 전력배출계수의 경우는 공정 배출, 즉 직접 배출(Scope1)만을 고려했기 때문에 차이가 발생한 것으로 확인되었다. 반면 Ecoinvent DB는 발전소의 건설, Upstream 및 Downstream을 모두 포함하고 있으며, 청정수소인증제가 Well-to-Gate의 배출량을 요구하기 때문에 본 연구에서 도출한 전력배출계수를 사용하는 것이 합리적인 것으로 판단되었다. 아울러 국가 LCI DB를 활용하여 산출한 전력배출계수와 국가 전력배출계수 간에도 차이가 존재하나, 명세서 데이터에 대한 접근이 불가하여 명확한 근거가 제시되지 않았다.

4.2 수전해 기술에 따른 수소 원단위 배출량

Fig. 4는 2024년 전력배출계수를 활용하여 AKL 및 PEM의 수소 원단위 배출량을 나타내었다. AKL의 경우 33.69 kg CO₂eq/kg H₂, PEM은 35.09 kg CO₂eq/kg H₂로 산정되었다. AKL은 배출량 중 순수 소비량에 의한 배출이 0.06 kg CO₂eq/kg H₂, 수전해 스택에 의한 배출이 27.79 kg CO₂eq/kg H₂, BOP에 의한 배출이 6.34 kg CO₂eq/kg H₂로 산출되었다. 반면 PEM은 배출량 중 순수 소비량에 의한 배출이 0.07 kg CO₂eq/kg H₂, 수전해 스택에 의한 배출이 28.72 kg CO₂eq/kg H₂, BOP에 의한 배출이 6.30 kg CO₂eq/kg H₂로 산정되었다. 이상의 결과를 통해 수전해 과정에서 발생하는 대부분의 배출량은 전력에 기인하며, 전체 배출량의 약 0.1 - 0.2 % 만이 순수에 의한 배출량인 것을 확인할 수 있다.

4.3 시나리오 설정에 따른 수소 원단위 배출량 변화

Fig. 5는 (A) 2030, (B) 2035, (C) 100 % Nuclear, (D) 100 % Renewables 시나리오에 따른 수소 원단위 배출량을 산정 결과를 나타내었다. (A) 2030년 전력배출계수를 적용하는 경우 AKL이 24.91 kg CO₂eq/kg H₂, PEM은 25.95 kg CO₂eq/kg H₂로 산출되었다. (B) 2035년 전력배출계수를 적

용하는 경우 AKL이 20.45 kg CO₂eq/kg H₂, PEM은 21.30 kg CO₂eq/kg H₂로 산정되었으며, (A) 시나리오와 비교하여 원자력 및 재생에너지 발전 비율이 증가함에 따라 수소의 원단위 배출량이 감소한 것으로 관찰되었다. 그러나 (A), (B)시나리오 모두 청정수소 임계점인 4 kg CO₂eq/kg H₂를 초과하였으므로, (C)와 (D) 시나리오를 각각 100 % Nuclear 및 100 % Renewables를 활용하는 경우로 설정하여 배출량을 산출하였다. (C)의 경우는 AKL이 0.49 kg CO₂eq/kg H₂, PEM은 0.52 kg CO₂eq/kg H₂로 산정된 반면, (D) 시나리오에서는 AKL과 PEM의 배출량이 각각 8.10 kg CO₂eq/kg H₂, 8.44 kg CO₂eq/kg H₂로 산출되었다. 따라서 100 % 원자력 발전을 적용하는 경우에만 2등급 청정수소 기준 범위에 포함되는 것으로 확인되었다.

아울러 배출량 조건을 만족함과 동시에 수소 경제 활성화 로드맵에 제시된 목표 수소 가격을 충족하는 조건을 도출하였다. AKL 및 PEM이 4 kg CO₂eq/kg H₂에 도달하기 위한 최소 전력배출계수는 각각 0.0614 kg CO₂eq/kWh, 0.0588 kg CO₂eq/kWh이며, 이를 충족하기 위한 원자력과 재생에너지 발전 비율을 Table 4 (a)에 제시하였다. 전력 정산 단가는

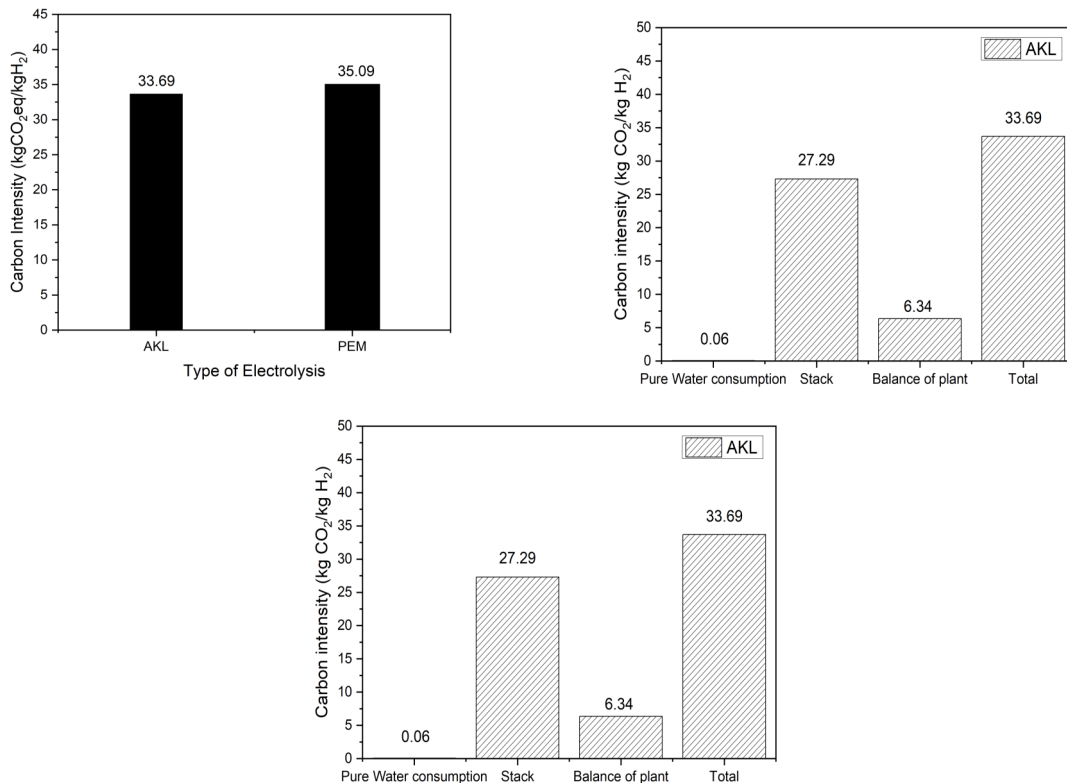


Fig. 4. Comparison of carbon intensity for AKL, and PEM by contribution source (pure water consumption, stack, and balance of plant).

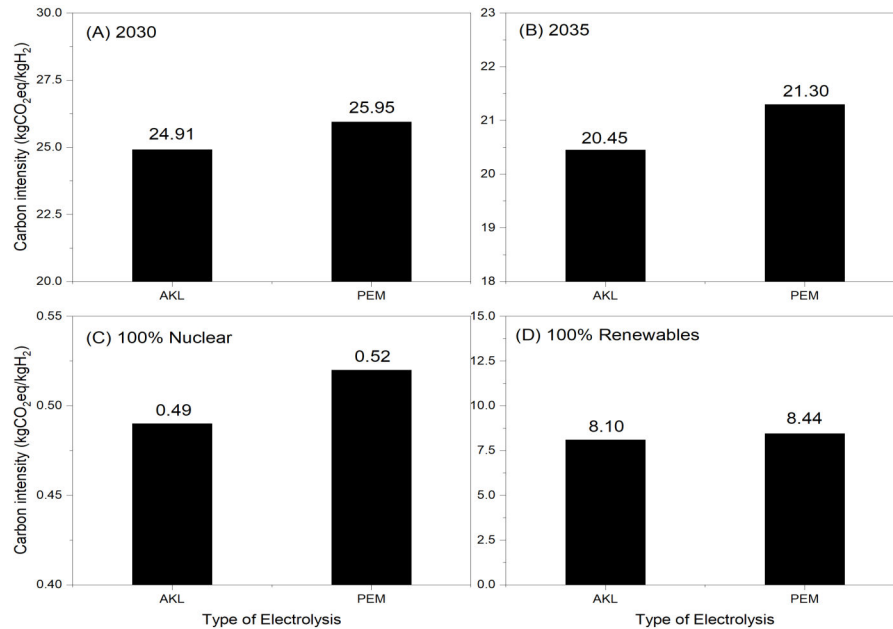


Fig. 5. Carbon intensity of hydrogen production (AKL and PEM) under different energy mix scenarios: (A) 2030 grid mix, (B) 2035 grid mix, (C) 100 % nuclear, and (D) 100 % renewable.

EPSIS에 고시된 2026년 기준 원자력 ₩94.1/kWh 및 재생에너지 ₩119.2/kWh를 활용하여 가중평균을 통해 산출하였다. [37] 또한 수소경제 활성화 로드맵에 제시된 2022년과 2040년 목표 수소 가격인 ₩6,000/kg과 ₩3,000/kg을 기준으로 연간 ₩166.67/kg씩 균등하게 감소한다고 가정하여 2026년 목표 수소 가격을 ₩5,333/kg으로 설정하였다[38]. (a) 조건에서는 모든 스택이 배출량 임계점에 도달하였으나, 수소 단가는 AKL과 PEM이 각각 ₩6,785/kg, ₩7,028/kg으로 목표 가격에는 도달하지 못한 것으로 확인되었다. 이 값은 수전해 스택 운용을 위한 CapEx 및 OPEX를 고려하지 않고 수소 생산을 위한 스택 및 BOP 전력 만을 활용하여 산출한 값이다. 따라서 가격 조건을 만족하기 위해 정산 단가가 상대적으로 저렴한 원자력 발전 비율을 100 %로 증가시켰으며, 이를 Table 4 (b)에 표현하였다. (b)의 경우도 여전히 2026년 목표 수소 가격인 ₩5,333/kg을 초과하는 것으로 관찰되었다. Table 4 (c)는 재생에너지에 대한 비율을 100 %로 증가시킨 경우이며, 이 조건에서는 배출량 조건 및 목표 가격 모두 충족하지 못하는 것으로 확인되었다.

5. 결 론

- 1) 수전해 기술에 따른 배출량은 AKL이 33.69 kg

CO₂eq/kg H₂, PEM은 35.09 kg CO₂eq/kg H₂로 산출되었으며, 배출량의 대부분은 전력에 의한 간접배출량이다.

- 2) 자체 전력배출계수가 낮은 원자력 및 재생에너지 발전 비율이 높을수록 수전해 수소의 원단위 배출량이 감소하였으며, 100 % 원자력을 활용하여 수소를 생산하는 경우에만 배출량이 AKL이 0.49 kg CO₂eq/kg H₂, PEM은 0.52 kg CO₂eq/kg으로 2등급 청정수소 기준을 충족하는 것으로 확인되었다.
- 3) 2023년 기준 한국의 재생에너지에 전력배출계수를 적용하여 수전해 수소를 생산하는 경우 청정수소 기준 범위를 초과하는 것으로 확인되었으나, 재생에너지의 경우 전력 구매 계약(power purchase agreement, 이하 PPA)을 통한 전력 공급이 가능하기 때문에 전력배출계수가 낮은 태양광, 풍력을 활용할 경우 배출량이 감소할 것으로 판단되었다.
- 4) 국내 전력 시장은 계획에 따라 발전사와 판매사(한국전력) 간의 거래로 운영되기 때문에 현실적으로 일반 그리드 전력의 원자력 및 재생에너지 발전 비율을 높이는 것은 불가능한 실정이다. 따라서 재생에너지뿐만 아니라 원자력 발전에 대한 PPA의 대한 긍정적인 검토가 필요한 것으로 확인되었다.

Table 4. Electricity cost and hydrogen production cost of AKL, PEM, and SOEC under energy mix scenario

(a) Nuclear and renewable mixing ratio to reach the threshold						
Type of electrolyzer	Mixing ratio		System power consumption (kWh/kgH ₂)	Electricity cost (₩/kWh)	Production cost (₩/kg)	Target cost (₩/kg)
	Nuclear	Renewable				
AKL	53.85 %	46.15 %	64.20	105.68	6,785 (+27.2%)	5,333
PEM	56.04 %	43.96 %	66.85	105.13	7,028 (+31.8%)	5,333
(b) 100 % nuclear						
Type of electrolyzer	Mixing ratio		System power consumption (kWh/kgH ₂)	Electricity cost (₩/kWh)	Production cost (₩/kg)	Target cost (₩/kg)
	Nuclear	Renewable				
AKL	100 %	-	64.20	94.10	6,041 (+13.3%)	5,333
PEM	100 %	-	66.85	94.10	6,291 (+18.0%)	5,333
(c) 100 % renewable						
Type of electrolyzer	Mixing ratio		System power consumption (kWh/kgH ₂)	Electricity cost (₩/kWh)	Production cost (₩/kg)	Target cost (₩/kg)
	Nuclear	Renewable				
AKL	-	100 %	64.20	119.20	7,653 (+43.5%)	5,333
PEM	-	100 %	66.85	119.20	7,969 (+49.4%)	5,333

*Production cost is the hydrogen price calculated by considering only electricity costs, without taking into account CapEx and OPEX.

Table 5. Trends in electricity emission factor according to energy mix in Korea (2001–2035)

Years	Hydro		Steam			CHP	Nuclear	Renewables	Clean hydrogen	Etc	Loss rate (%)	Carbon intensity (kgCO ₂ /kWh)
	Pumping	Hydro	Coal	Oil	LNG							
2001	1,820,814	2,329,939	112,257,472	21,947,278	1,556,930	29,032,971	112,133,032	0	0	0	4.50	0.6662
2002	2,078,269	3,232,777	119,665,213	17,846,086	1,771,207	38,336,951	119,102,904	0	0	0	4.48	0.6536
2003	2,001,406	4,885,577	121,931,426	17,033,990	1,674,183	40,374,646	129,671,762	0	0	0	4.43	0.6308
2004	1,550,355	4,311,080	128,547,386	16,490,902	733,317	59,004,479	130,714,815	350,183	0	0	4.46	0.6347
2005	1,515,588	3,673,300	134,891,722	16,104,447	786,366	60,215,442	146,779,022	404,100	0	0	4.51	0.6183
2006	1,751,083	3,467,538	140,345,973	14,984,083	1,258,155	69,735,073	148,748,887	511,223	0	0	4.02	0.6187
2007	1,410,813	3,631,649	155,684,636	16,281,093	2,027,701	79,490,558	142,937,163	830,824	0	0	3.99	0.6510
2008	2,492,539	3,070,111	174,156,029	8,484,271	1,517,763	79,573,774	150,957,935	1,373,424	0	0	4.01	0.6570
2009	2,827,991	2,813,171	193,803,290	12,667,052	761,682	70,313,007	147,770,806	1,790,608	0	0	4.07	0.6967
2010	2,789,934	3,681,969	198,287,359	11,605,066	2,287,541	102,092,371	148,595,711	4,478,057	0	0	4.00	0.6847
2011	3,232,985	4,597,667	199,515,847	10,276,871	2,232,618	113,908,450	154,723,106	7,592,387	0	0	3.69	0.6667
2012	3,683,262	3,969,039	199,329,719	14,305,490	3,452,866	123,794,670	150,327,293	8,617,868	0	0	3.57	0.6732
2013	4,104,661	4,289,268	201,118,833	14,681,469	3,525,889	138,803,180	138,783,973	10,159,658	0	0	3.73	0.6858
2014	5,068,129	2,751,418	203,765,391	7,494,267	568,123	130,659,560	156,406,511	14,695,690	0	0	3.69	0.6580
2015	3,650,320	2,145,719	207,333,695	9,465,170	222,471	122,617,096	164,762,415	17,317,948	0	0	3.60	0.6518
2016	3,787,310	2,846,262	209,200,166	13,627,966	368,541	129,459,414	161,995,104	18,935,660	0	0	3.59	0.6573
2017	4,186,353	2,808,821	231,886,590	5,738,115	220,183	135,813,455	148,426,725	24,145,361	0	0	3.57	0.6844
2018	3,911,035	3,359,418	231,653,039	6,373,700	0	163,868,529	133,505,261	27,176,674	0	0	3.56	0.6912

Table 5. Continued

Years	Hydro		Steam			CHP	Nuclear	Renewables	Clean hydrogen	Etc	Loss rate (%)	Carbon intensity (kgCO ₂ /kWh)
	Pumping	Hydro	Coal	Oil	LNG							
2019	3,458,385	2,788,679	219,075,950	2,421,389	0	156,346,907	145,909,669	30,526,256	0	1,366,662	3.54	0.6576
2020	3,271,019	3,877,230	187,335,442	1,908,617	586,627	157,326,509	160,183,721	31,056,508	0	4,940,046	3.54	0.5998
2021	3,682,932	3,054,502	188,904,590	1,984,550	1,176,921	178,684,044	158,015,230	39,101,556	0	1,181,224	3.53	0.6002
2022	3,715,049	3,541,179	186,747,556	921,839	1,377,345	173,154,543	176,054,012	47,266,256	0	1,171,543	3.53	0.5726
2023	3,783,877	3,716,438	179,264,485	389,789	878,108	166,760,505	180,494,096	50,455,722	0	1,172,535	3.53	0.5568
2024	4,677,237	4,300,313	161,740,312	328,606	586,426	176,113,660	188,754,102	56,537,104	0	1,228,578	3.52	0.5238
2030	9,200,000		110,500,000			161,000,000	204,200,000	130,400,000	15,500,000	11,800,000	3.52	0.3871
2035	13,400,000		88,900,000			101,100,000	236,000,000	190,800,000	32,800,000	28,500,000	3.52	0.3176

1) CHP means combined heat and power plant, and Etc refers to waste-derived energy.

5) 수소 가격의 경우는 100 % 원자력 발전을 활용하여 생산한 수전해 수소가 목표 가격인 ₩5,333/kg에 가장 근접한 것으로 확인되었다. 그러나 CapEx 및 OPEX 비용을 포함할 경우 수소 단가가 추가로 상승할 것으로 예상되므로, 정부 차원의 청정수소인증제도 유지 및 신규 사업자 진입을 위한 경제적 지원 대책 마련이 필요할 것으로 판단되었다.

사 사

본 연구는 기후에너지환경부(MCEE)와 한국에너지기술연구원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다 (NO. 2480001097 / RS-2024-00432233).

References

- Zhai, L., Liu, S., Xiang, Z. Ammonia as a carbon-free hydrogen carrier for fuel cells: A perspective. *Industrial Chemistry & Materials* 1(3), pp. 332-342 (2023).
- Martin, F. G., Hernandez, I. G. Balancing the grid loads by large scale integration of hydrogen technologies: The case of the Spanish power system. *Hydrogen Energy* 37(2), pp. 1151-1161 (2012).
- Spatolisano, E., Pellegrini, L. A., de Angelis, A. R., Cattaneo, S., Rocco, E. Ammonia as a carbon-free energy carrier: NH₃ cracking to H₂. *Industrial & Engineering Chemistry Research* 62(28), pp. 10813-10827 (2023).
- Aziz, M., Wijayanta, A. T., Nandiyanto, A. B. D. Ammonia as effective hydrogen storage: A review on production, storage and utilization. *Energies* 13(12), p. 3062 (2020).
- Chen, L. N., Hou, K. P., Liu, Y. S., Qi, Z. Y., Zheng, Q., Lu, Y. H., Chen, J. Y., Chen, J. L., Pao, C. W., Wang, S. B., Li, Y. B., Xie, S. H., Liu, F. D., Prendergast, D., Klebanoff, L. E., Stavila, V., Allendorf, M. D., Guo, J., Zheng, L. S., Su, J., Somorjai, G. A. Efficient hydrogen production from methanol using a single-site Pt1/CeO2 catalyst. *Journal of the American Chemical Society* 141(45), pp. 17995-17999 (2019).
- Niermann, M., Drunert, S., Kaltschmitt, M., Bonhoff, K. Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs)-techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain. *Energy & Environmental Science* 12(1), pp. 290-307 (2019).
- Ajanovic, A., Sayer, M., Haas, R. The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*

- 47(57), pp. 24136-24154 (2022).
8. Maniscalco, M. P., Longo, S., Cellura, M., Micciche, G., Ferraro, M. Critical review of life cycle assessment of hydrogen production pathways. *Environments* 11(6), p. 108 (2024).
9. Korea Energy Economics Institute (KEEI). Operational rules for the clean hydrogen certification operating agency. https://www.keei.re.kr/boardDownload.es?bid=0024&list_no=124736&seq=1 (Accessed August 2026) [Korean Literature].
10. Ministry of Government Legislation. [Attached 1] Grades of clean hydrogen and certification standards by grade in notification on the operation of clean hydrogen certification system. <https://www.law.go.kr/admRulLsInfoP.do?admRulSeq=2100000237332> (Accessed August 2026) [Korean Literature].
11. Kotowicz, J., Baszczenska, O., Niesporek, K. Cost of green hydrogen. *Energies* 17(18), p. 4651 (2024).
12. Saputro, E. D., Juangsa, F. B. Techno-economic assessment of green hydrogen production via PEM electrolysis and integrated water treatment using hydro-power energy. *Clean Energy* 9(6), pp. 81-95 (2025).
13. Hauch, A., Kungas, R., Blennow, P., Hansen, A. B., Hansen, J. B., Mathiesen, B. V., Mogensen, M. B. Recent advances in solid oxide cell technology for electrolysis. *Science* 370(6513), p. 6118 (2020).
14. Zhao, G., Kraglund, M. R., Frandsen, H. L., Wulff, A. C., Jensen, S. H., Chen, M., Graves, C. R. Life cycle assessment of H₂O electrolysis technologies. *International Journal of Hydrogen Energy* 45(43), pp. 23765-23781 (2020).
15. Tabrizi, M. K., Famiglietti, J., Bonalumi, D., Campanari, S. The carbon footprint of hydrogen produced with state-of-the-art photovoltaic electricity using life-cycle assessment methodology. *Energies* 16(13), p. 5190 (2023).
16. Mbaguta, O. JEP21WT07 a review of water use for hydrogen production. Joint Environmental Programme, pp. 1-42 (2021).
17. Li, N., Araya, S. S., Cui, X., Kaer, S. K. The effects of cationic impurities on the performance of proton exchange membrane water electrolyzer. *Journal of Power Sources* 473, p. 228617 (2020).
18. Chen, W., Sun, C. Recent advances in high temperature solid oxide electrolytic cells. *Energy Materials* 5, p. 500045 (2025).
19. Kumar, S. S., Lim, H. An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. *Energy Reports* 8, pp. 13793-13813 (2022).
20. Nechache, A., Hody, S. Alternative and innovative solid oxide electrolysis cell materials: A short review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 149, p. 111322 (2021).
21. Nel. Alkaline electrolyzer stack product catalog (A485 series). https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2024/08/A-Series-Spec-Sheet?DOC001974_03.pdf (Accessed August 2026).
22. Sunfire. Alkaline electrolyzer stack product catalog (HyLink Alkaline 23). https://backend.sunfire.de/wp-content/uploads/2026/04/EN_HyLink-Alkaline-23_Fact-Sheet_Sunfire.pdf (Accessed August 2026).
23. GreenHydrogenSystems. Alkaline electrolyzer stack product catalog (HYPROVIDE X-SERIES). <https://www.greenhydrogensystems.com/electrolysers/hyprovide-x-series-6mw-modular-electrolyser> (Accessed August 2026).
24. Krishnan, S., Corona, B., Kramer, G. J., Junginger, M., Koning, V. Prospective LCA of alkaline and PEM electrolyser systems. *International Journal of Hydrogen Energy* 55(15), pp. 26-41 (2024).
25. Schropp, E., Campos-Carriedo, F., Iribarren, D., Naumann, G., Bernacker, C., Gaderer, M., Dufour, J. Environmental and material criticality assessment of hydrogen production via anion exchange membrane electrolysis. *Applied Energy* 356(15), p. 122247 (2024).
26. Carmo, M., Fritz, D. L., Mergel, J., Stolten, D. A comprehensive review on PEM water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy* 38(12), pp. 4901-4934 (2013).
27. Nel, PEM electrolyzer stack product catalog (PSM Series), https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2024/03/PSM-Series_PD-0600-0141-Rev-D.pdf (Accessed August 2026).
28. ITM Power, PEM electrolyzer stack product catalog

- (ALPHA), https://itm-power-assets.s3.eu-west-2.amazonaws.com/14299_ITM_Alpha_Spec_Sheet_1_7_5db44f3d20.pdf (Accessed August 2026).
29. Plug Power, PEM electrolyzer stack product catalog (The Plug GenEco Electrolyzer), <https://www.plugpower.com/resource-plug/> (Accessed August 2026)
 30. T. Terlouw, C. Bauer, R. McKenna, M. Mazzotti, Large-scale hydrogen production via water electrolysis: a techno-economic and environmental assessment, *Energy & Environmental Science* 15(9), p.3583-3602 (2022).
 31. Sunfire, SOEC electrolyzer stack product catalog (HyLink SOEC), https://backend.sunfire.de/wp-content/uploads/2024/10/Sunfire_Fact-Sheet_SOEC_EN_digital.pdf (Accessed August 2026).
 32. M. Ji, M. Shi, J. Wang, Life cycle assessment of nuclear hydrogen production processes based on high temperature gas-cooled reactor, *International Journal of Hydrogen Energy* 48(58), p.22302-22318 (2023).
 33. Ministry of Trade, Industry and Energy, The 11th Basic Plan for Electricity Supply and Demand, <https://www.motir.go.kr/kor/article/ATCLc01b2801b/70152/view> (Accessed August 2026) [Korean Literature].
 34. Ministry of Trade, Industry and Energy, Is the greenhouse gas emission of fuel cell power generation 1.4 times that of LNG power generation? That is not true., <https://www.korea.kr/news/policyNewsView.do?newsId=148894580> (Accessed August 2026) [Korean Literature].
 35. Wee, J. Carbon dioxide emission reduction using molten carbonate fuel cell systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 32, pp. 178-191 (2014).
 36. Tae, J. Development of electricity LCI DB and life cycle electricity emission factors. *Policy Discussion Forum on the Advancement of Electricity Emission Factors*, pp. 49-72 (2026).
 37. Electric Power Statistics Information System (EPSIS), Trading Amount by power source in Korea, <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkmaUpsBftChart.do?menuId=04070> (Accessed August 2026) [Korean Literature].
 38. Ministry of Trade, Industry and Energy, Industry and Resources, Hydrogen Economy Roadmap, <https://www.motir.go.kr/kor/article/ATCLf72eb567/210222/view> (Accessed August 2026) [Korean Literature]
 39. Electric Power Statistics Information System (EPSIS), Generation Output by Source in Korea (2001~2024), <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkgeGepTotChart.do?menuId=060101> (Accessed August 2026) [Korean Literature].
 40. Electric Power Statistics Information System (EPSIS), Power loss in Korea (2001~2024), <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkspItrChart.do?menuId=060700> (Accessed August 2026) [Korean Literature].