Check for updates

Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 37, No. 5, 2026, pp. 659~673
DOI: https://doi.org/10.7316/JHNE.2026.37.5.659

JHNE
pISSN 1738-7264 • eISSN 2288-7407

소형모듈원자로(SMR) 기반 수소 생산 기술 도입에 따른 국가 NDC 기여도 분석

장소정[1,2] · 설소영[1] · 김동윤[1] · 황용우[2†] · 이봉재[1†]

[1]한국화학융합시험연구원 기후에너지센터, [2]인하대학교 환경공학과

Analysis of the Contribution of Small Modular Reactor (SMR)-Based Hydrogen Production Technology to Korea's NDC

SO JEONG JANG[1,2], SO YEONG SEOL[1], DONG YOON KIM[1], YONG WOO HWANG[2†], BONG JAE LEE[1†]

[1]Korea Testing & Research Institute(KTR), 98, Gyoyugwon-ro, Gwacheon-si, Gyeonggi-do 13810, Korea
[2]Department of Environmental Engineering, Inha University, Incheon 22212, Korea

[†]Corresponding author :
jae8076@ktr.or.kr,
hwangyw@inha.ac.kr

Received 14 September, 2026
Revised 16 October, 2026
Accepted 16 October, 2026

© The Korean Hydrogen and New Energy Society

This is an Open Access article dis- tributed under the terms of the Creative Commons Attribution-Non-Commercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0, https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/), which permits non-commercial use, sharing, adaptation, distribution, and reproduction in any medium or format, provided the original work is properly cited.

Abstract >> This study quantitatively evaluates the ripple effects on urban hydrogen infrastructure of introducing small modular reactor (SMR)-based, electricity-derived hydrogen production, benchmarked against renewable-based low-carbon hydrogen. Using actual target hydrogen production volumes from seven South Korean provinces as the baseline, literature-derived emission factors were applied to assess environmental effects. The results were then linked to South Korea's 2035 Nationally Determined Contribution (NDC) targets under 53% and 61% reduction scenarios. SMR-based production reduced annual greenhouse gas emissions from 71,661 to 4,113 tCO_2e, a 94.3% reduction. Furthermore, relative to existing energy use, SMR-based hydrogen reduced emissions by 97% in buildings and 95% in transport, compared with 53% and 10%, respectively, under the current hydrogen production plans. It also maintained the lowest residual emission share under both NDC scenarios. However, the planned hydrogen city projects are small relative to national emissions, so their contribution to the NDC targets remained at most 0.8% for buildings and 0.1% for transport. These findings confirm that an SMR-centered hydrogen portfolio is an effective option for urban carbon neutrality, while substantial scale-up is required for meaningful national-level impact.

Key words : Hydrogen(수소), Hydrogen city(수소도시), Life cycle assessment(전과정평가), Energy Transition(에너지 전환), Pink hydrogen(핑크수소)

2026 The Korean Hydrogen and New Energy Society. All rights reserved.

1. 서 론

급속한 도시화와 산업화, 그리고 경제 성장으로 인해 2050년 전 세계 인구는 약 97억 명에 달할 것으로 전망되며[1], 이에 따른 전 세계 에너지 수요도 증가할 것으로 예상된다. 그러나 현재 인류 문명의 근간을 이루는 화석연료는 매장량의 한계를 지니고 있으며, 이러한 자원 고갈 전망과 더불어 지속적인 화석연료 연소는 대기 중 이산화탄소 농도를 증가시켜 기후 변화의 주요 원인이 되고있다[2]. 더욱이 최근 지정학적 갈등은 전 세계 에너지 공급망의 취약성을 드러냈다[3]. 이러한 복합적 위기 속에서, 파리협정의 1.5℃ 목표를 달성하고 국가 단위의 에너지 안보를 확립하기 위한 에너지 전환이 요구되고 있다[4].

이러한 에너지 전환 과정에서 수소는 탈탄소화가 어려운 부문까지 포괄할 수 있는 에너지 운반체로서 주목받고 있다. 특히, 시멘트, 철강 등 다량의 열을 요구하는 산업 부문은 전력 대체만으로 감축이 제한적이며, 건물 부문의 발전과 수송 부문 역시 전력화 중심 전환만으로는 대응이 어렵다[5]. 수소는 이러한 부문의 탈탄소화를 가능하게 하는 동시에, 수입 화석연료에 대한 의존도를 낮추고 에너지 탄력성을 확보할 수 있는 전략적 자원이므로 에너지 전환을 위해서는 수소 활용의 확대가 필수적이다[6].

그러나 수소는 생산방식에 따라 온실가스 감축 효과가 상이하므로, 생산 시 활용하는 전력원의 종류가 중요하다. 특히 태양광, 풍력 등 재생에너지원은 온실가스 배출이 없다는 장점을 지니지만, 기상 조건에 따른 변동성으로 인해 공급의 확실성이 부족하다[7]. 이를 보완할 수 있는 저탄소 전원으로 대형 원전이 주목받아 왔으나, 대형 원전은 초기 투자비와 부지 확보의 제약으로 도시 인접 지역에 적용하기 어렵다는 한계가 있다[8]. 이에 비해 소형모듈원자로(SMR)는 상대적으로 낮은 초기 투자비(CAPEX)와 입지 유연성을 바탕으로, 도시 인접 지역에서도 분산형 저탄소 전원으로 활용될 수 있다[9].

SMR을 활용한 수전해로 생산되는 수소는 국내 수소법상 핑크수소(Pink Hydrogen)로 분류되며, 재생에너지 기반의 그린수소(Green Hydrogen)와 함께 온실가스 배출이 적은 저탄소수소(Low-Carbon Hydrogen)로 구분된다[10]. SMR 기반 핑크수소는 재생에너지의 변동성과 무관하게 안정적으로 생산 가능하다는 점에서 일반 그린수소와 차별성이 있다. 또한 원자력 발전의 특성상 발전 시 수요가 불특정한 잉여 전력이 생산될 확률이 높기 때문에, 에너지 열량이 높은 수소 생산을 통해 전력 잉여분을 고가치적으로 활용할 수 있다[11].

그러나 지금까지 수소 생산 및 에너지 전환을 다룬 다수의 선행 연구는 태양광, 풍력 등 재생에너지 기반 저탄소 수소의 거시적인 환경 전과정평가(LCA)에 집중되어 왔으며, SMR 기반 핑크수소를 국내 도시 단위 인프라 관점에서 저탄소 수소와 정량적으로 비교한 연구는 전무하다.

따라서 본 연구는 SMR 기반 수소의 도시 도입이 갖는 파급 효과를 저탄소 수소 대비 정량적으로 비교하고 분석하고자 한다. 이를 위해 국내 수소도시 조성 계획에서 설정한 수소 도입 목표량을 문헌 기반 배출계수에 대입하여 SMR 기반 수소 도입의 온실가스 감축 효과를 정량적으로 나타내고자 한다. 또한 이를 2035년 국가 온실가스 감축목표(NDC) 내 건물, 수송 부문의 온실가스 배출 목표량과 연계하여 감축 효과에 대한 감축 기여도를 제시하고자 한다.

2. 국내 현황 및 문헌 고찰

2.1 저탄소 전력의 수소 생산

본 연구에서 다루는 저탄소 전력 기반 수소 생산은 수전해 형태와 같이 물을 전기분해를 하거나 저탄소 열원을 활용하여 수소를 생산하는 기술을 의미하며, 국가 및 도시 단위의 안정적인 수소 공급망을 구축하기 위해서는 원자력 기반의 핑크수소와 변동성을 가지는 재생에너지 기반의 그린수소를 상호 보완적으로 구성하는 것이 필요하다(Fig. 1)[12].

본 연구에서 다루는 소형모듈원자로(SMR)은 전기 출력 300 MW 이하의 소형 원자로로서, 공장 제

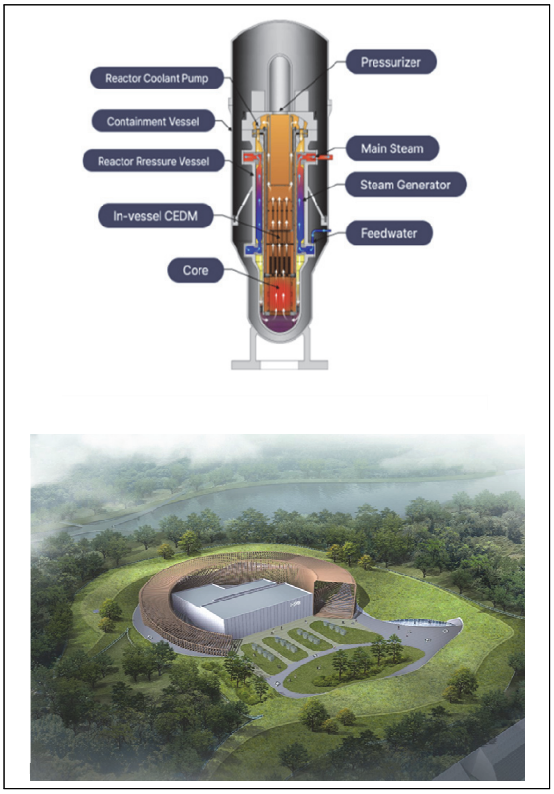


Fig. 1. Hydrogen production process of small modular reactors (SMRs)[13,14]

작 및 모듈화 조립이 가능해 대형 원전 대비 초기 투자비용이 낮고 건설 기간이 짧은 특징을 나타낸다. 이러한 SMR의 특성은 나머지 네 가지 전력원과의 비교를 통해 확인할 수 있다(Table 1). 대형 원자력 발전은 기상 조건과 상관없이 안정적으로 대용량의 저탄소 전력을 공급할 수 있는 대표적인 기저 전원

Table 1. Technical characteristics by power source for hydrogen production

Power source for hydrogen production	Operational stability	Siting flexibility
SMR (small modular reactor)	High	High
Large-scale nuclear power	Very high	Low
Solar power	Low	High
Wind power (offshore)	Moderate to high	Moderate
Small hydro	High	Moderate

으로, 대형 원전에서 생산된 전력과 증기를 활용해 생산하는 핑크수소는 현재 환경성이 높은 수소 생산 방식 중 하나로 평가받는다. 그러나 엄격한 입지 조건으로 인해 수소 수요처인 도심지역과 물리적 거리가 발생하여 운송 및 저장 인프라 비용이 추가적으로 요구된다.

재생에너지 계열에서는 태양광 발전이 가장 활발히 보급된 전원으로, 낮 시간대에 발전이 집중되는 패턴 속에서 발생하는 잉여 전력을 수소로 변환하여 전력망 안정성을 향상시킬 수 있으며, 입지 제약이 비교적 적어 도시 내 유휴 부지나 지붕형 태양광을 활용한 도심형 소규모 분산 수소 생산 모델 구축에 유리해 건물 부문과의 연계성이 높다. 해상 시설을 활용한 풍력 에너지는 태양광 대비 가동 안정성이 높아 대용량의 그린수소를 생산하는 데 적합하며, 소수력은 댐, 보, 정수장, 하수처리장 등의 낙차를 이용해 상대적으로 균일한 출력을 확보할 수 있다.

결론적으로, 본 연구에서 다루는 기술은 가동 안정성과 입지 유연성에서 차이를 보이며 그 중 SMR은 대형원전에 준하는 가동 안정성을 유지하고 입지 유연성을 함께 확보할 수 있어, 다른 기술들과 비교했을 때 경쟁력이 있는 전력원으로 평가할 수 있다.

2.2 국내 수소도시 현황 및 수소 생산 목표량

국토교통부는 도시 단위 수소 생산, 저장, 활용 인프라를 통합 구축하는 수소도시 조성사업을 2020년부터 울산, 안산, 전주 · 완주 지역을 대상으로 수소 시범도시를 단계적으로 추진해 왔다. 이후 2023년 1기 6개소, 2024년 2기 3개소, 2025년 3기 3개소, 2026년 4기 3개소로 확대되어 2026년 기준 전국 18개의 사업이 추진 중이다(Fig. 2). 각 도시의 목표 생산량을 합산하면 연간 약 10,285 ton 규모이며, 생산 방식은 초기 그레이 수소인 부생, NG개질, 나프타 개질 중심에서 점차 그린, 블루, 청정, 핑크수소로 다변화되는 추세를 보이고 있다(Table 2). 특히 3기 수소도시인 울진은 원자력수소 국가산업단지를 기반으로 한 핑크수소를 연간 400 ton 생산을 목표로 하고

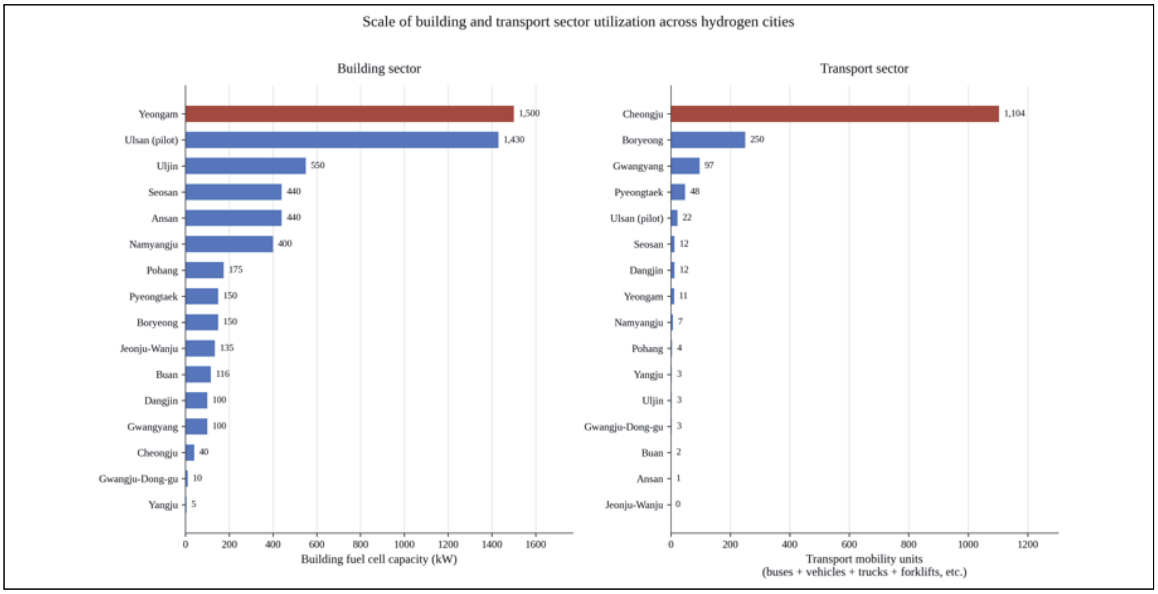


Fig. 2. Comparison of hydrogen utilization scale in building and transport sectors of hydrogen cities

Table 2. Hydrogen production targets of Korean hydrogen cities[15-18)]

Region	Hydrogen category	Technology classification	Production target (Unit: tH_2/y)*
Gyeonggi-do	Grey	NG reforming	2,513
	Green	Water electrolysis (wind)	122
	Clean	-	488
Gyeongsangbuk-do	Grey	Naphtha reforming	342
	Pink	Large-scale nuclear power	268
Ulsan Metropolitan City	Grey	By-product	732
Jeollanam-do	Grey	NG reforming	976
	Green	Water electrolysis (solar)	256
	Clean	-	512
Jeollabuk-do	Grey	NG reforming	610
	Green	Water electrolysis (wind + solar)	98
		Water electrolysis (KEPCO grid)	244
Chungcheongnam-do	Grey	NG reforming	464
		By-product	244
	Blue	NG reforming + CCU	488
	Green	Water electrolysis (small hydro)	244
		Water electrolysis (solar)	98
	Clean	-	610
Chungcheongbuk-do	Blue	NG reforming + CCU	586
	Clean	-	390

* Based on 244 operating days per year

있으며, 이는 대형원전 기반 전력 수소가 실제 인프라 구축과 실증 단계인 점을 확인하였다. 다만 이 울진 사례는 소형모듈원자로(SMR)가 아닌 기존 대형원전을 기반으로 하고 있어, 본 연구가 다루는 SMR 자체의 국내 실증 사례는 아직 부재한 상황이다[15-18].

건물 부문에서는 생산된 수소가 대부분 연료전지 열병합발전 형태로 공동주택 및 공공시설에 공급하는 형태를 나타내고 있다. 울산은 1,320 kW급 연료전지를 통해 임대주택 437 세대에 열과 전력을 공급하며, 남양주는 200 kW급 연료전지로 임대주택 1,098 세대에, 안산은 440 kW급 연료전지로 공동주택 504 세대와 단원병원에 공급하는 등 건물 부문 활용은 주로 중형 임대주택단지 및 공공복지시설 대상의 열병합발전에 집중되어 있다. 이 밖에도 청소년 수련관, 체육문화센터, 경로당, 마을회관 등 소규모 공공시설에 5~200 kW급 연료전지가 폭넓게 보급되어, 건물 부문 수소 활용이 대규모 발전보다는 지역 소단위 열병합 공급 구조를 취하고 있음을 보여준다.

수송 부문에서는 수소 버스, 수소차, 수소 청소차, 수소 지게차, 수소 충전소가 핵심 활용 수단으로 나타난다. 4기 수소도시인 청주는 수소버스 220 대, 수소차 880 대 보급을 계획하여 전체 사업 중 최대 규모의 수송 부문 전환을 추진하고 있으며, 평택은 수소 버스 46 대와 수소 트럭을 통한 물류 부문 실증

Table 3. Status of the 2035 nationally determined contribution (NDC) by sector[19]

(Unit: $MtCO_2e$)

Category	Sector	2018	2024	2035 (△53%) Emissions (reduction rate)	2035 (△53%) Reduction amount (compared to 2024)	2035 (△61%) Emissions (reduction rate)	2035 (△61%) Reduction amount (compared to 2024)
Net emissions		742.3	651.4	348.9	△302.5	289.5	△361.9
Emissions	Energy transformation (Power)	283.0	218.3	88.3 (△68.8%)	△130.0	70.0 (△75.3%)	△148.3
	Industry	276.3	250.9	209.1 (△24.3%)	△41.8	190.6 (△31.0%)	△60.3
	Buildings	52.1	43.6	24.2 (△53.6%)	△19.4	22.8 (△56.2%)	△20.8
	Transport	98.8	97.5	39.3 (△60.2%)	△58.2	36.8 (△62.8%)	△60.7
	F-gases	23.1	35.0	27.4 (+18.6%)	△7.6	25.5 (+10.4%)	△9.5
	Agriculture, livestock, and fisheries	27.6	25.6	20.0 (△27.5%)	△5.6	19.5 (△29.3%)	△6.1
	Waste	19.4	17.5	9.2 (△52.6%)	△8.3	9.0 (△53.6%)	△8.5
	Fugitive emissions	3.7	3.2	2.6 (△29.7%)	△0.6	2.4 (△35.1%)	△0.8
	Hydrogen	0.0	0.0	8.1	8.1	6.5	6.5
Absorption and removal	Carbon sinks	−41.6	−40.2	−38.3	1.9	−39.3	0.9
	CCUS	0.0	0.0	−11.2	△11.2	−20.3	△20.3
	International mitigation	0.0	0.0	−29.8	△29.8	−34.0	△34.0

을, 광양은 수소 버스 60 대와 수소 지게차 35 대를 통한 산업물류 현장 적용을 진행하고 있다. 이러한 수송 부문 사업은 대부분 지자체 수소도시 자체 목표 생산량과는 별도로 외부 공급망 구축 등 수소 생산에 대한 연계 조달이 필요할 것으로 보인다.

2.3 2035년 국가 온실가스 감축 목표(NDC)

2035 국가 온실가스 감축목표(NDC)는 기존 감축목표 이행 가능성에 대한 불확실성, 전 세계 글로벌 녹색산업 재편, 80개국의 2035 NDC 제출이라는 국제 정세의 복합적 위기 인식을 배경으로 수립되었다. 우리 정부는 2018년 순배출량 742.3 백만 tCO_2e 대비 감축률 53~61%의 범위 방식으로 2035 NDC를 최종 확정하였다. 특히 건물부문은 2018년 52.1 백만 ton에서 2035년 53% 시나리오인 24.2 백만 ton 또는 61% 시나리오인 22.8 백만 ton 수준으로 감축이 요구되며, 수송부문은 2018년 98.8 백만 ton에서 2035년 53% 시나리오인 39.3 백만 ton 또는 61% 시나리오인 36.8 백만 ton 수준으로 감축이 요구된다(Table 3).

본 연구에서는 건물, 수송 부문의 2035년 목표 배출량 및 SMR을 포함한 5개 전력원 기반 전력 수소 도입에 따른 온실가스 배출량을 목표 배출량 대비 비율을 NDC 기여율 산정의 요소로 설정하여 개별 수소 생산 전력원의 국가 NDC 이행 기여도를 정량화하였다.

3. 연구 방법

본 연구는 국내 7개 광역 지자체의 수소도시 조성계획 목표 수소 생산량을 기준으로, 문헌에서 수집한 전력원별 배출계수를 참고하여 환경성 평가를 수행하였다. 이를 위해 정부가 확정한 2035년 국가 온실가스 감축목표의 53%, 61% 시나리오와 부문별 감축목표량을 참고하여, 전력원별 감축 성과가 국가 감축목표 이행에 기여하는 정도를 정량적으로 도출하였다(Fig. 3).

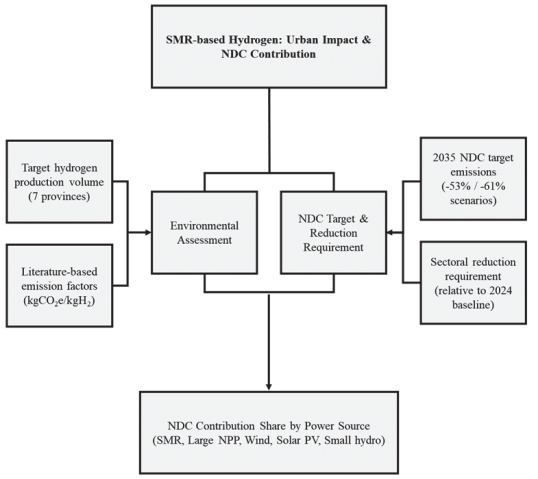


Fig. 3. Research methodology

3.1 환경성 평가

3.1.1 수소 생산 기술의 온실가스 배출량 산정

본 연구는 기존 발표된 문헌에서 도출된 배출계수를 적용하는 방식을 채택하였다. 문헌 내 계수에 대한 기능단위는 수소 1 kg로 설정하였으며, 시스템 경계 기준은 원료 채취부터 생산까지 포함하는 Cradle-to-Gate (CTG)으로 설정하였다.

다만, 연구에 적용한 문헌 배출계수에 국가적 차이에서 기인하는 변동성은 고려하지 않았다. 이에 수집된 문헌별 배출계수는 동일 기술 분류 내에서도 원료의 원산지, 전력 등의 차이로 인해 수치적 편차를 보였다. 천연가스 개질 방식인 그레이 수소의 배출계수는 문헌에 따라 8.6~13.9 $kgCO_2e/kgH_2$[20-33]로 최대 5.3 $kgCO_2e/kgH_2$의 편차를 보였으며, 태양광 기반 그린수소 역시 2.8~9.5 $kgCO_2e/kgH_2$[23,25,30,38,39]로 넓은 범위에 걸쳐 분포하였다. 핑크수소의 배출계수는 참고문헌에 따라 0.4~0.8 $kgCO_2e/kgH_2$[34,43,44] 범위에 걸쳐 분포하였다. 다만, SMR 기반 기술의 경우 관련 국내외 선행 연구 및 문헌 자료가 제한적이어서 제한된 문헌값을 적용하였다(Table 4).

이에 본 연구는 각 기술별 배출계수를 다음과 같이 계산하여 대표값으로 채택하였다(Eq. 1).

Table 4. Greenhouse gas emission factors by hydrogen production technology

Hydrogen category	Technology classification	Emission factor range (Unit: $kgCO_2e/kgH_2$)	Representative value (average) (Unit: $kgCO_2e/kgH_2$)	Reference
Grey	By-product	1.3–2.6	2.0	[20, 21]
	SMR-NG (natural gas reforming)	8.6–13.9	10.7	[22-31]
	Naphtha reforming	6.3–9.5	7.9	[32, 33]
Blue	NG reforming + CCU	3.8–7.7	5.3	[25, 27, 31, 34, 35]
Green	Wind power	0.6–5.8	1.9	[23, 25, 26, 30, 34, 36-38]
	Solar (PV)	2.8–9.5	6.3	[23, 25, 30, 38, 39]
	Small hydro	1.2–1.9	1.5	[23, 40]
	Grid	4.5	4.5	[41]
Blue / Green	Clean hydrogen	4.0	4.0	[42]
Pink	Large-scale nuclear power	0.6–0.8	0.7	[34, 43]
	SMR (small modular reactor)	0.4–0.5	0.4	[44]

$$\overline{EF_j} = \frac{1}{n_j}\sum_{m=1}^{n_j} EF_{j,m} \quad (1)$$

여기서 $\overline{EF_j}$ 는 기술 j 의 대표 배출계수($kgCO_2e/kgH_2$), $EF_{j,m}$ 은 문헌 m 에서 보고된 배출계수, n_j는 기술 j 에 대해 수집된 문헌 수이다. 다만 청정수소 항목은 개별 기술의 문헌값을 평균하는 대신, 국내 청정수소 인증제도상 요구되는 배출량 기준인 4.0 $kgCO_2e/kgH_2$를 대표값으로 채택하였다. 이는 국내 「수소법」 및 청정수소 인증제에서 정한 최대 허용 배출량에 해당하며, 실제 문헌상 개별 생산기술의 배출계수 분포와 무관하게 제도적으로 청정수소로 인정받기 위한 임계 기준치를 반영하였다.

3.1.2 평가 방법

환경성 평가는 목표 수소 생산량에 문헌 기반 배출계수를 적용하여 산정하였다. 각 생산기술 및 수소 생산 전력원 조합의 온실가스 배출량은 다음과 같이 산정된다(Eq. 2).

$$E_{i,j} = P_i \times EF_{i,j} \quad (2)$$

여기서 $E_{i,j}$ 는 지역 i 의 수소 생산 전력원 j 적용 시 발생하는 온실가스 배출량(tCO_2e/y), P_i 는 지역 i 의 목표 수소 생산량(t/y), $EF_{i,j}$ 는 수소 생산 전력원 j 의 문헌 기반 온실가스 배출계수(tCO_2e/tH_2)이다.

기존 생산 방식 대비 친환경 수소 생산 전력원 j 에 해당하는 SMR, 대형원전, 풍력, 태양광, 소수력 기술 대체 시의 온실가스 감축효과는 다음과 같이 산정하였다(Eq. 3).

$$\triangle E_{i,j} = E_{i,base} - E_{i,j} \quad (3)$$

$$RE_{i,j}(\%) = \frac{\triangle E_{i,j}}{E_{i,base}} \times 100 \quad (4)$$

여기서 $RE_{i,j}$ 는 수소 생산 전력원 기술 대체에 대한 온실가스 감축률(%), $E_{i,base}$ 는 지역 i 의 기존 생산방식에 대한 온실가스 배출량, $\triangle E_{i,j}$ 는 지역 i의 수소 생산 전력원 j에 대한 온실가스 감축량(tCO_2e/y)이다(Eq. 4).

3.2 국가 온실가스 감축목표의 감축 기여율

본 연구에서는 수소 생산기술 도입에 따른 국가 감축 목표(NDC) 대비 온실가스 감축 기여도를 도출하기 위해 전국 단위와 지역 단위로 구분하여 산정하였다. 각 단위별로 감축량을 산정한 후 이를 NDC

감축 필요분과 비교하여 기여율을 도출하였다(Eq. 5-Eq. 10).

3.2.1 감축 기여도 산정

$$C = \frac{R_{reduce}}{R_{need}} \times 100 \quad (5)$$

C 는 감축 기여도(%), R_{reduce} 는 감축량(tCO_2e/y) 그리고 R_{need} 는 NDC 기준 감축 필요량(tCO_2e/y)을 의미한다.

3.2.2 감축량 산정

$$R_{reduce} = E_{H_2} - E_{base} \quad (6)$$

E_{base} 는 베이스라인 기존 배출량(tCO_2e/y)을 의미하며, E_{H_2} 는 수소 생산기술에 대한 배출량(tCO_2e/y)을 의미한다.

(1) 지역 에너지 사용량 대비 열량 차지 비중

$$W = \frac{H_{H_2}}{H_{city}} \times 100 \quad (7)$$

W 는 전국단위 에너지 사용량에 대한 목표 수소 생산량의 열량 차지 비중(%)을 의미하며, H_{city}는 도시 에너지 사용열량에 대한 합계(toe), H_{H_2}는 전국 수소 생산 목표량에 대한 열량 합계(toe)를 의미한다.

(2) 베이스라인 배출량

$$E_{base} = E_{city} \times \frac{W}{100} \quad (8)$$

여기서 E_{base}는 전국 에너지 사용에 대한 온실가스 배출량(tCO_2e/y)을 의미한다.

(3) 수소 생산기술 배출량

$$E_{H_2} = Q_{H_2} \times EF_k \quad (9)$$

여기서 Q_{H_2}는 전국의 수소 목표생산량(t)을 의미하며, EF_k는 생산기술 k 에 대한 배출계수(tCO_2e/t)를 의미한다.

3.2.3 감축 필요량

$$R_{need} = f(r_{NDC}), r_{NDC} \in 53\%, 61\% \quad (10)$$

여기서 R_{need} 는 NDC 시나리오 53% 혹은 61%의 감축률(tCO_2e/y)를 의미한다.

4. 연구 결과

4.1 국내 수소도시 사업 내 지역 생산 목표량에 대한 환경성 평가

전체 7개 광역자치단체(경기도, 경상북도, 울산광역시, 전라남도, 전라북도, 충청남도, 충청북도)의 목표 수소 생산량을 기준으로 산정한 결과, 기존 수소 생산방식인 그레이, 블루 수소 중심의 온실가스 총배출량은 71,659 tCO_2e/y로 나타났다. 이를 SMR, 대형원전, 풍력, 태양광, 소수력 등 5개 친환경 전력원 기반 수전해로 대체하였을 때의 배출량을 비교한 결과, SMR 기반 전력 수소의 총배출량은 4,114 tCO_2e/y로 산정되어 총 67,545 tCO_2e/y의 온실가스 감축 효과를 나타냈다(Table 5). 이는 대형원전, 소수력, 풍력, 태양광을 포함한 5개 전력원 중 가장 높은 수치로, SMR이 도시 수소 인프라의 저탄소화에 효과적인 전력원임을 정량적으로 확인할 수 있었다(Fig. 4).

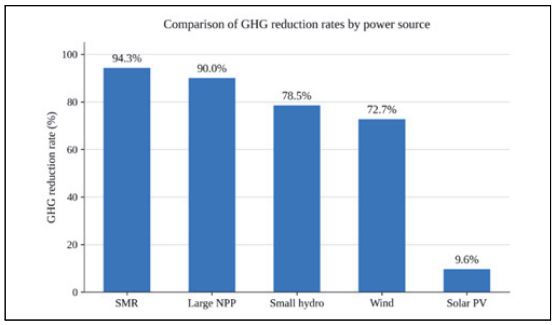


Fig. 4. GHG reduction rates by power source for hydrogen production

Table 5. Total GHG emissions and reduction rates by power source for hydrogen production

Power source for hydrogen production	Total emissions (Unit: tCO_2e/y)	Reduction amount (Unit: tCO_2e/y)	Reduction rate (Unit: %)
Baseline (centered on gray and blue)	71,659	-	-
SMR (small modular reactor)	4,114	67,545	94.3
Large-scale nuclear power	7,199	64,460	90.0
Small hydro	15,427	56,232	78.5
Wind power	19,541	52,118	72.7
Solar power (PV)	64,793	6,866	9.6

Table 6. Hydrogen production targets of Korean hydrogen cities

Local government	Category	Technology classification	Baseline emissions (A) (Unit: tCO_2e/y)	SMR emissions (B) (Unit: tCO_2e/y)	Reduction amount (A−B) (Unit: tCO_2e/y)	Reduction rate (Unit: %)
Gyeonggi-do	Grey	NG reforming	26,891	1,005	25,886	96.3
	Green	Water electrolysis (wind)	232	49	183	78.9
	Clean	-	1,952	195	1,757	90.0
Gyeongsang buk-do	Grey	Naphtha reforming	2,699	137	2,562	94.9
	Pink	Large-scale nuclear power	188	107	81	43.1
Ulsan Metropolitan City	Grey	By-product	1,464	293	1,171	80.0
Jeollanam-do	Grey	NG reforming	10,443	390	10,053	96.3
	Green	Water electrolysis (solar)	1,614	102	1,512	93.7
	Clean	-	2,050	205	1,845	90.0
Jeollabuk-do	Grey	NG reforming	6,527	244	6,283	96.3
	Green	Water electrolysis (wind + solar)	381	39	342	89.8
		Water electrolysis (KEPCO grid)	1,098	98	1,000	91.1
Chungcheong nam-do	Grey	NG reforming	4,961	185	4,775	96.3
		By-product	488	98	390	79.9
	Blue	NG reforming + CCU	2,586	195	2,391	92.5
	Green	Water electrolysis (small hydro)	366	98	268	73.2
		Water electrolysis (solar)	615	39	576	93.7
	Clean	-	2,440	244	2,196	90.0
Chungcheong buk-do	Blue	NG reforming + CCU	3,104	234	2,869	92.4
	Clean	-	1,562	156	1,405	90.0

지역별로는 화석연료 개질 방식의 그레이 수소 비중이 큰 지역에서 SMR 도입에 따른 감축 효과가 두드러지게 나타났다. 경기도의 천연가스 개질 기반 그레이 수소를 SMR로 대체할 경우 25,886 tCO_2e/y가 감축되어 전체 항목 중 최대 감축 실적을 기록하였으며, 전라남도, 전라북도, 충청남도의 천연가스 개질 기반 그레이 수소 역시 동일한 수준인 96.3%의 감축률을 보였다.

개별 지역 단위에서도 SMR 도입의 효과성은 상이하게 나타났다. 단일 생산기술로 구성된 울산광역시의 부생수소는 SMR 대체 시 80.0%의 감축률을 나타냈다. 6개 생산기술이 혼재된 충청남도는 그레이, 블루, 그린 수소 전반에 걸쳐 SMR 대체 시 73.2~96.3%의 고른 감축률을 나타내어, SMR의 감축 효과가 특정 기술 유형에 국한되지 않고 이종 기술 포트폴리오 전반에 일관되게 적용됨을 확인하였다. 전라북도의 한전 그리드 연계 수전해인 그린수소 항목은 SMR 대체 시 91.1%의 감축률을 기록하여, 계통 전력 기반 수전해보다도 SMR이 우수한 환경성을 지님을 보여주었다. 충청북도의 NG개질+CCU기반 블루수소인 경우 이미 탄소포집 기술이 적용된 생산 방식임에도 SMR 대체 시 92.4%의 추가 감축이 가능한 것으로 나타나, CCU 기반 블루수소 대비로도 SMR의 환경적 우위가 높은 것으로 확인하였다(Table 6).

Table 7. Environmental assessment results for 20 regional/technology combinations and substitution by power source

	Local government	Category	Production technology	SMR	Large-scale nuclear power	Wind	Solar	Small hydro
1	Gyeonggi-do	Grey	NG reforming	▽	▽	▽	▽	▽
2		Green	Water electrolysis (wind)	▽	▽	□	△	▽
3		Clean	-	▽	▽	▽	△	▽
4	Gyeongsangbuk-do	Grey	Naphtha reforming	▽	▽	▽	▽	▽
5		Pink	Large-scale nuclear power	▽	□	△	△	△
6	Ulsan Metropolitan City	Grey	By-product	▽	▽	▽	△	▽
7	Jeollanam-do	Grey	NG reforming	▽	▽	▽	▽	▽
8		Green	Water electrolysis (solar)	▽	▽	▽	□	▽
9		Clean	-	▽	▽	▽	△	▽
10	Jeollabuk-do	Grey	NG reforming	▽	▽	▽	▽	▽
11		Green	Water electrolysis (wind + solar)	▽	▽	▽	△	▽
12		Green	Water electrolysis (KEPCO grid)	▽	▽	▽	△	▽
13	Chungcheong nam-do	Grey	NG reforming	▽	▽	▽	▽	▽
14		Grey	By-product	▽	▽	▽	△	▽
15		Blue	NG reforming + CCU	▽	▽	▽	△	▽
16		Green	Water electrolysis (small hydro)	▽	▽	△	△	□
17		Green	Water electrolysis (solar)	▽	▽	▽	□	▽
18		Clean	-	▽	▽	▽	△	▽
19	Chungcheong buk-do	Blue	NG reforming + CCU	▽	▽	▽	△	▽
20		Clean	-	▽	▽	▽	△	▽

*△ (Emissions increase), ▽ (Emissions reduction), □ (No change)

한편, 재생에너지 기반 그린수소와의 비교에서는 SMR의 상대적 우위가 높은 것으로 나타났다. 소수력과 풍력 그리고 태양광은 SMR 및 대형원전에는 미치지 못하나 유의미한 감축 효과를 보였다. 그러나 저탄소 전원을 기반으로 수소를 생산 중인 일부 지역인 경우는 재생에너지 대체 시 오히려 배출량이 증가하는 현상이 나타났다.

대표적으로 경상북도의 대형원전 기반 핑크수소를 태양광으로 대체할 경우 배출량이 1,691 tCO_2e/y로 9배 이상 증가하였으며, 울산광역시의 부생수소 역시 태양광 대체 시 기존 1,464 tCO_2e/y에서 4,612 tCO_2e/y로 3배 이상 늘어났다. 이는 저탄소 전원을 사용 중인 지역을 변동성이 큰 재생에너지로 대체할 경우 설비 이용률 저하에 따른 시스템 전반의 배출계수 악화가 발생할 수 있음을 보여준다. 반면 SMR은 기존 핑크 수소라는 동일 항목에서도 81 tCO_2e/y의 추가 감축 효과를 나타내어, 기존에 저탄소 전원을 사용 중인 지역에서도 개선 효과를 보인 전력원으로 확인하였다(Table 7).

4.2 국가 온실가스 감축목표 대비 온실가스 감축 기여율 평가

전국 에너지 사용 열량 및 목표 수소 생산량의 비중을 산정한 결과, 2015년부터 2024년까지 총 10개년의 평균 기준 전국 에너지 사용 열량은 건물 부문 2,936,093 toe, 수송 부문 3,107,053 toe로 수송 부문이 다소 높게 나타났다. 이 중 전국 목표 수소생산량이 차지하는 열량 비중은 각각 건물 부문 1.01%, 수송 부문 0.96%로 두 부문 모두 유사한 수준을 보였다. 이는 현재 계획된 수소생산 목표량이 전국 에너지 소비 구조에서 차지하는 물리적 비중이 크지 않다는 점을 알 수 있다(Table 8).

베이스라인 기존 배출량 산정을 위해 열량 차지 비중을 부문별 온실가스 배출량인 건물 15,238,000 tCO_2e, 수송 8,320,000 tCO_2e에 적용하였고, 베이스라인 기존 배출량은 건물 부문 153,904 tCO_2e, 수송 부문 79,872 tCO_2e로 산정되었다. 건물 부문의 베이스라인이 수송 부문 대비 약 1.9배 높게 나타났는데, 이는 열량 차지 비중 자체는 유사하나 건물 부문의 전국 총배출량이 수송 부문보다 크기 때문이다.

전국 목표 수소생산량을 기준으로 수소 생산 전력 기술별 온실가스 배출량을 비교한 결과, SMR 4,114 tCO_2e, 대형원전 7,199 tCO_2e, 소수력 15,427 tCO_2e, 풍력 19,541 tCO_2e, 태양광 64,793 tCO_2e, 기존계획 71,659 tCO_2e 순으로 나타났다(Table 9, Fig. 5).

생산기술별 감축률은 SMR과 대형원전이 건물, 수송 부문 모두에서 상대적으로 높은 수준을 보였다. 반면 기존계획은 건물 부문 53%, 수송 부문 10%로 부문 간 격차를 보였는데, 이는 동일한 절대 배출량 감소분이라도 수송 부문의 베이스라인이 건물 부문보다 작아 배출계수가 높은 기술일수록 수송 부문의 감축률이 낮아지기 때문이다(Table 10).

수소 생산 전력 기술별 온실가스 배출 감축량을 국가 NDC 감축 필요량과 대비한 결과, 전 기술에 걸쳐 기여율은 건물 부문 최대 0.8%, 수송 부문 최대 0.1%

Table 8. Comprehensive summary of national energy consumption, target hydrogen share, and baseline emissions

Category	Buildings	Transport
National total (Unit: toe)[45]	2,936,093	3,107,053
Share of target hydrogen production in urban energy consumption (calorific value) (Unit: %)	1.01	0.96
Urban energy GHG emissions (Unit: tCO_2e)[45]	15,238,000	8,320,000
Emissions proportional to share (Unit: tCO_2e)	153,904	79,872

Table 9. GHG emissions by region/technology: Based on hydrogen production targets

Production technology	Total (Unit: tCO_2e)
Existing hydrogen plan	71,659
SMR	4,114
Large-scale nuclear power	7,199
Wind power	19,541
Solar power (PV)	64,793
Small hydro	15,427

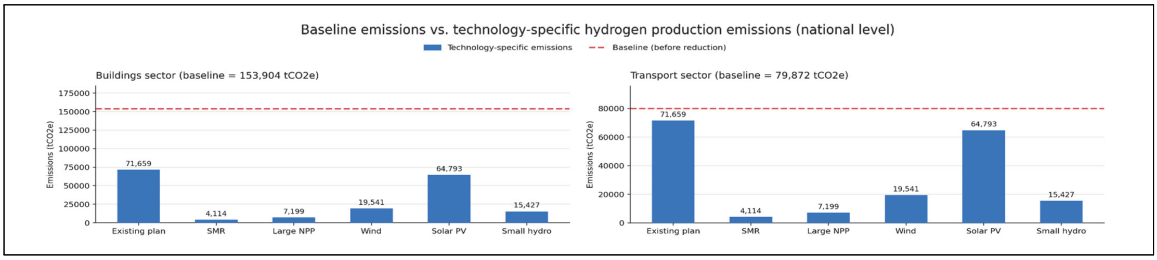


Fig. 5. Comparison of emissions from H_2 production power sources against building and transport sector baselines

Table 10. Nationwide reduction amounts and reduction rates by production technology

Production technology	Buildings sector reduction amount (Unit: tCO_2e)	Buildings sector reduction rate (Unit: %)	Transport sector reduction amount (Unit: tCO_2e)	Transport sector reduction rate (Unit: %)
Hydrogen plan	82,245	53	8,213	10
SMR (small modular reactor)	149,790	97	75,758	95
Large-scale nuclear power	146,705	95	72,673	91
Wind power	134,363	87	60,331	76
Solar power (PV)	89,111	58	15,079	19
Small hydro	138,477	90	64,445	81

Table 11. Results of GHG reduction contribution rate relative to NDC: Nationwide

Production technology	△ 53%		△ 61%	
	Buildings (%)	Transport (%)	Buildings (%)	Transport (%)
Existing plan	0.4	0.01	0.4	0.01
SMR (small modular reactor)	0.8	0.1	0.7	0.1
Large-scale nuclear power	0.8	0.1	0.7	0.1
Wind power	0.7	0.1	0.6	0.1
Solar power (PV)	0.5	0.03	0.4	0.02
Small hydro	0.7	0.1	0.7	0.1

수준으로 나타났다. 61% 시나리오에서는 감축 필요분이 커짐에 따라 동일 감축량 대비 기여율이 53% 시나리오보다 낮아지는 것으로 확인되었다. 이는 부문 단위 관점에서는 수소생산 기술 전환을 통해 최대 97%의 감축률을 달성하는 것으로 확인하였다. 반면 국가 NDC 단위 관점에서는 현재 계획된 수소도시 사업 규모가 전국 총배출량 및 감축 목표량 대비 작기 때문에, 저탄소 기술을 적용하더라도 국가 목표 달성에 대한 기여도는 1% 미만에 그친다. 결론적으로 현재 수소도시 사업에서 목표로 하고 있는 수소 생산의 양과 적용된 기술은 탄소중립을 위한 감축 핵심 수단이 아닌 보완적 수단에 가까운 것으로 판단된다(Table 11).

5. 결 론

본 연구는 소형모듈원자로(SMR) 기반 수소 생산 기술 도입이 도시 단위 수소 생산 체계에 미치는 파급효과를 환경성 측면에서 정량적으로 평가하고, 이를 국가 온실가스 감축목표(NDC) 대비 감축 기여도로 확장하여 분석하였다.

환경성 평가를 수행한 결과, 7개 광역자치단체의 수소 목표 생산량의 온실가스 총배출량은 71,659 tCO_2e/y로 나타났다. 이를 SMR 기반 수전해로 대체할 경우 총배출량은 4,114 tCO_2e/y로 감소하여 67,545 tCO_2e/y의 감축하는 것으로 나타났다. 이는 대형원전, 풍력, 태양광, 소수력을 포함한 5개 전력원 중 가장 높은 수치로, SMR이 도시 수소 인프라의 저탄소화에 효과적인 전력원임을 확인하였다.

국가 NDC 대비 감축 기여도를 전국단위와 지역단위로 구분하여 평가한 결과, 부문 단위에서는 SMR 도입을 통해 건물 부문 최대 97%, 수송 부문 최대 95%에 이르는 감축률이 나타나는 것으로 확인하였다. 그러나 국가 NDC 단위에서는 현재 계획된 수소도시 사업의 목표 생산에 대한 규모가 전국 온실가스 총배출량 및 감축 목표량보다 작은 비중을 차지하고 있기 때문에 저탄소 기술을 적용하더라도 국가 목표 달성에 대한 기여도는 건물 부문 최대 0.8%, 수송 부문 최대 0.1% 수준으로 나타났다.

이상의 결과를 종합하면, SMR 기반 수소 생산 기술은 도시 단위의 환경성을 개선할 수 있는 유효한 저탄소 전환 수단으로 평가된다. 다만 현재 계획된 수소도시 사업 규모로는 국가 온실가스 감축목표(NDC) 달성에 대한 기여도가 제한적이며, 최근 수소 발전 시장과 국내 수소 생산 목표량마저 기존 계획과 달리 수소 비중이 낮아지는 상황이기 때문에 수소도시 사업은 탄소중립 달성을 위한 보완적 수단에 가까운 것으로 판단된다.

따라서 수소도시가 탄소중립의 핵심 수단으로 자리 잡기 위해서는 국가 차원으로 수소 생태계 위축을 방지하고 안정적인 수요 및 생산을 위한 제도적 보완이 마련되어야 한다. 또한 지역 차원으로 지역별 베이스라인 배출 특성과 기술 포트폴리오를 종합적으로 고려한 생산 전략이 요구된다. 특히 재생에너지를 기반으로 운영 중인 지역에서는 공급 변동성을 보완하고 전력을 안정적으로 공급하기 위한 수단으로서 SMR 기술의 활용을 적극적으로 검토할 필요가 있다.

또한 기존 대형 원전은 부지 확보 및 신규 건설에 현실적인 한계가 존재한다. 따라서 SMR 도입에 따른 환경성 및 NDC 기여도 평가 결과를 바탕으로 종합적인 수소 및 전력 생산 계획을 수립해야 한다. 이는 향후 국가 차원에서 추진 중인 호남권 반도체 클러스터 등 대규모 에너지가 요구되는 산업 단지의 안정적인 전력 공급망 구축에도 크게 기여할 것이다.

후 기

본 연구는 국토교통부/국토교통과학기술진흥원의 지원으로 수행되었음(과제번호 RS-2024-00417444).

References

1. United Nations Department of Economic and Social Affairs (UN DESA), “World population prospects 2022: summary of results”, United Nations, USA, 2022, Retrieved from https://www.un.org/development/desa/pd/sites/www.un.org.development.desa.pd/files/wpp2022_summary_of_results.pdf.
2. P. Mendrela, W. Stanek, and T. Simla, “Sustainability assessment of hydrogen production based on nuclear energy”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 49, Part A, 2024, pp. 729-744, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.07.156.
3. International Energy Agency (IEA), “Global hydrogen review 2026”, IEA, Paris, 2026, Retrieved from https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2026.
4. United Nations Environment Programme (UNEP), “Limiting overshoot: navigating exceedance of 1.5°C and pathways towards return”, UNEP, Kenya, 2026, Retrieved from https://wedocs.unep.org/items/156d074c-ab1d-4833-acf8-6343589ede9b.
5. Korea Energy Economics Institute (KEEI), “KEEI 2022 long-term energy outlook”, Korea Energy Economics Institute, Korea, 2022, Retrieved from https://kesis.keei.re.kr/pdfOpen.es?bid=0022&list_no=544&seq=1&utm.
6. S.Y.Park, Y.J.Park, “The role of clean hydrogen for carbon-free energy transition - Clean Hydrogen for Sustainable Energy Transition”, VIP Report 25-02, Hyundai Research Institute, Korea, 2025, Retrieved from https://www.hri.co.kr/kor/report/view/97803?utm.
7. A. Manfredi, M. Traverso, D. Jose, and D. Fiaschi, “Social life cycle assessment of green hydrogen integration with geothermal power plants: production and use as a spinning reserve”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 254, 2026, pp. 156208, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2026.156208.

8. Ministry of Knowledge Economy and Korea Hydro & Nuclear Power Co., Ltd., “2008 nuclear power white paper”, Ministry of Knowledge Economy and Korea Hydro & Nuclear Power Co., Ltd., Korea, 2008, Retrieved from https://m.korea.kr/expertWeb/resources/files/data/document_file/2008/2008%EC%9B%90%EC%9E%90%EB%A0%A5%EB%B0%B1%EC%84%9C.pdf.
9. J. J. Shin and C. H. Kim, “A study on reinforcing technology and industrial competitiveness for small modular reactors (2/3)”, Report No. 2024-20, Korea Energy Economics Institute, Korea, 2024, Retrieved from https://www.keei.re.kr/pdfOpen.es?bid=0001&list_no=125236&seq=1.
10. A. AL-Quraan and M. Alghweri, “Techno-economic evaluation of hybrid renewable systems for green hydrogen production and utilization”, Results in Engineering, Vol. 30, 2026, pp. 111080, doi: https://doi.org/10.1016/j.rineng.2026.111080.
11. C. G. Park, “Analysis of economic and environmental impacts of nuclear-hydrogen integration in future power systems”, Korea Energy Economics Institute, Korea, 2024, Retrieved from https://www.keei.re.kr/pdfOpen.es?bid=0001&list_no=124921&seq=1.
12. H. R. Lee, “Development of a bottom-up energy system model for optimal hydrogen supply mix analysis”, Report No. 2025-06, Korea Energy Economics Institute, Korea, 2026, Retrieved from https://www.keei.re.kr/pdfOpen.es?bid=0001&list_no=128148&seq=1.
13. KHNP Innovative Small Module Reactor Technology Development Group, “Small modular reactor”, KHNP, 2026, Retrieved from https://i-smrkr.com/data/file/brochure/20231123_i-SMR_e-Brochure.pdf?utm.
14. KEPCO Engineering & Construction (KEPCO E&C), “Small modular reactor”, KEPCO E&C, 2026, Retrieved from https://www.kepco-enc.com/menu.es?mid=a20202040200.
15. Korea Agency for Infrastructure Technology Advancement (KAIA), “Internal data”, Korea Agency for Infrastructure Technology Advancement, Korea, 2026.
16. Ministry of Land, Infrastructure and Transport, “Hydrogen cities tailored to local regions: criteria and support [Press release]”, Ministry of Land, Infrastructure and Transport, Korea, 2026, Retrieved from https://www.pcccr.go.kr/base/board/read?boardManagementNo=43&boardNo=2921&menuLevel=2&menuNo=92.
17. Ministry of Land, Infrastructure and Transport, “Next-level hydrogen city (2.0) promotion strategy [Summary]”, Ministry of Land, Infrastructure and Transport, Korea, 2024.
18. Joint Ministries, “Hydrogen pilot city promotion strategy”, Joint Ministries, Korea, 2019, Retrieved from https://www.molit.go.kr/USR/NEWS/m_71/dtl.jsp?lcmspage=1&id=95082893&utm.
19. Ministry of Climate, Energy and Environment (Republic of Korea), “2035 national greenhouse gas reduction target (draft)”, Ministry of Climate, Energy and Environment, Sejong, Republic of Korea, 2025, Retrieved from https://www.mcee.go.kr/m/mob/board/read.do?boardId=1819080&boardMasterId=939&menuId=156&utm.
20. P. Barthe, M. Chaugny, S. Roudier, and L. Delgado Sancho, “Best available techniques (BAT) reference document for the refining of mineral oil and gas”, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2015, Retrieved from https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC94879.
21. B. Young, T. R. Hawkins, C. Chiquelin, P. Sun, U. R. Gracida-Alvarez, and A. Elgowainy, “Environmental life cycle assessment of olefins and by-product hydrogen from steam cracking of natural gas liquids, naphtha, and gas oil”, Journal of Cleaner Production, Vol. 359, 2022, pp. 131884, doi: https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.131884.
22. D. Y. Lee and A. Elgowainy, “By-product hydrogen from steam cracking of natural gas liquids (NGLs): potential for large-scale hydrogen fuel production, life-cycle air emissions reduction, and economic benefit”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 43, No. 43, 2018, pp. 20143-20160, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.039.
23. C. Koroneos, A. Dompros, G. Roumbas, and N. Moussiopoulos, “Life cycle assessment of hydrogen fuel production processes”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 29, No. 14, 2004, pp. 1443-1450, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2004.01.016.
24. J. M. Williams and A. C. Bourtsalas, “Assessment of co-gasification methods for hydrogen production from biomass and plastic wastes”, Energies, Vol. 16, No. 22, 2023, pp. 7548, doi: https://doi.org/10.3390/en16227548.
25. M. S. Henriksen, H. S. Matthews, J. White, L. Walsh, E. Grol, M. Jamieson, and T. J. Skone, “Tradeoffs in life cycle water use and greenhouse gas emissions of hydrogen production pathways”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 49, 2024, pp. 1221-1234, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.08.079.
26. G. H. Patel, J. Havukainen, M. Horttanainen, R. Soukka, and M. Tuomaala, “Climate change performance of hydrogen production based on life cycle assessment”, Green Chemistry, Vol. 26, No. 2, 2024, pp. 992-1006, doi: https://doi.org/10.1039/d3gc02410e.
27. D. A. Chisalita, L. Petrescu, S. C. Galusnyak, and C. C. Cormos, “Environmental evaluation of hydrogen production

employing innovative chemical looping technologies – a Romanian case study", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 48, No. 32, 2023, pp. 12112-12128, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.06.029.
28. E. Schropp, F. Campos-Carriedo, D. Iribarren, G. Naumann, C. Bernäcker, M. Gaderer, and J. Dufour, "Environmental and material criticality assessment of hydrogen production via anion exchange membrane electrolysis", Applied Energy, Vol. 356, 2024, pp. 122247, doi: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122247.
29. H. H. Cho, V. Strezov, and T. J. Evans, "Environmental impact assessment of hydrogen production via steam methane reforming based on emissions data", Energy Reports, Vol. 8, 2022, pp. 13585-13595, doi: https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.10.053.
30. T. Weidner, V. Tulus, and G. Guillén-Gosálbez, "Environmental sustainability assessment of large-scale hydrogen production using prospective life cycle analysis", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 48, No. 22, 2023, pp. 8310-8327, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.11.044.
31. S. M. Ali, I. I. I. Alkhatib, A. AlHajaj, and L. F. Vega, "How sustainable and profitable are large-scale hydrogen production plants from CH_4 and H_2S?", Journal of Cleaner Production, Vol. 428, 2023, pp. 139475, doi: https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.139475.
32. H. I. Park, I. Kim, B. K. Lee, and T. Hur, "Life cycle assessment for hydrogen production method using stream reforming of naphtha", Transactions of the Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 13, No. 1, 2002, pp. 3-12.
33. M. Marquevich, G. W. Sonnemann, F. Castells, and D. Montané, "Life cycle inventory analysis of hydrogen production by the steam-reforming process: comparison between vegetable oils and fossil fuels as feedstock", Green Chemistry, Vol. 4, No. 5, 2002, pp. 414-423, doi: https://doi.org/10.1039/B203742B.
34. C. Salah, S. Cobo, J. Pérez-Ramírez, and G. Guillén-Gosálbez, "Environmental sustainability assessment of hydrogen from waste polymers", ACS Sustainable Chemistry & Engineering, Vol. 11, No. 8, 2023, pp. 3238-3247, doi: https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.2c05729.
35. A. Mio, E. Barbera, A. Massi Pavan, A. Bertucco, and M. Fermeglia, "Sustainability analysis of hydrogen production processes", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 54, 2024, pp. 540-553, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.06.122.
36. M. Delpierre, J. Quist, J. Mertens, A. Prieur-Vernat, and S. Cucurachi, "Assessing the environmental impacts of wind-based hydrogen production in the Netherlands using ex-ante LCA and scenarios analysis", Journal of Cleaner Production, Vol. 299, 2021, pp. 126866, doi: https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126866.
37. S. Krishnan, B. Corona, G. J. Kramer, M. Junginger, and V. Koning, "Prospective LCA of alkaline and PEM electrolyser systems", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 55, 2024, pp. 26-41, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.10.192.
38. M. Hermesmann, C. Tsiklios, and T. E. Müller, "The environmental impact of renewable hydrogen supply chains: local vs. remote production and long-distance hydrogen transport", Applied Energy, Vol. 351, 2023, pp. 121920, doi: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121920.
39. J. Zhang, B. Ling, Y. He, Y. Zhu, and Z. Wang, "Life cycle assessment of three types of hydrogen production methods using solar energy", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 47, No. 30, 2022, pp. 14158-14168, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.02.150.
40. K. M. Kim and D. Kim, "Life cycle assessment of greenhouse gas emissions in hydrogen production via water electrolysis in South Korea", Sustainability, Vol. 16, No. 24, 2024, pp. 11010, doi: https://doi.org/10.3390/su162411010.
41. J. Yang, G. Gonzales-Calienes, M. Kannangara, and J. Shadbahr, "Analysis of lifecycle GHG emissions reduction in grid-connected water electrolysers: the role of dynamic operating strategies and emission factors", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 168, 2025, pp. 151054, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.151054.
42. Korea Energy Economics Institute, "Operational rules for the clean hydrogen certification", 2026, Retrieved from https://www.keei.re.kr/menu.es?mid=a10211010300.
43. M. Ji, M. Shi, and J. Wang, "Life cycle assessment of nuclear hydrogen production processes based on high temperature gas-cooled reactor", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 48, No. 58, 2023, pp. 22302-22318, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.140.
44. T. S. Carless, W. M. Griffin, and P. S. Fischbeck, "The environmental competitiveness of small modular reactors: a life cycle study", Energy, Vol. 114, 2016, pp. 84-99, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.07.111.
45. Ministry of Trade, Industry and Energy and Korea Energy Agency, "2024 energy consumption statistics (energy consumption reporting companies)", Ministry of Trade, Industry and Energy and Korea Energy Agency, Korea, 2025, Retrieved from https://www.energy.or.kr/front/board/View9.do.