

원전을 활용한 수소생산의 국내외 정책 및 기술 동향 세미나

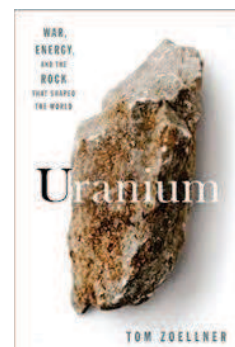
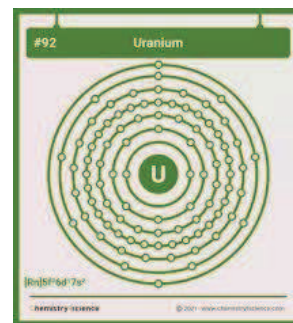
- (세미나 제목) 원전을 활용한 수소생산의 국내외 정책 및 기술 동향
- (개최 일시/장소) 2022.2.24(목) / JW 메리어트호텔 살롱 1 (3층)
- (초청대상) 원자력 사업자 및 관련 연구기관 등 관계자 30명 내외
- (프로그램)

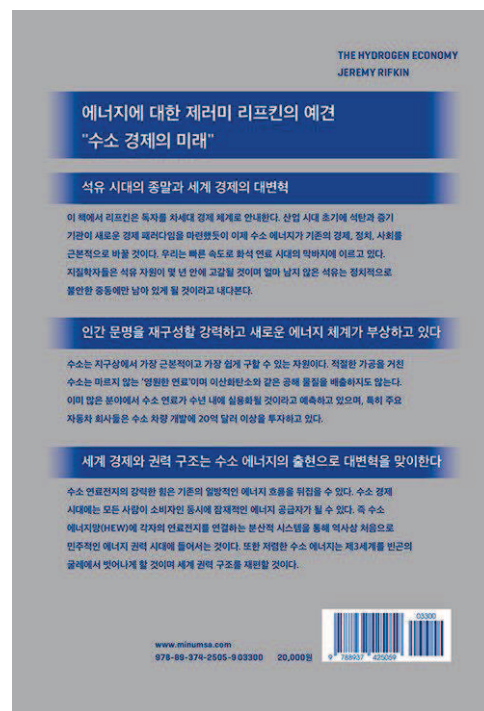
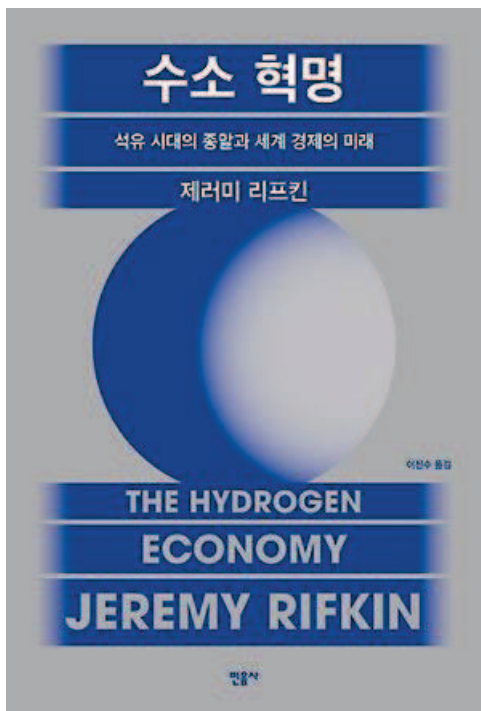
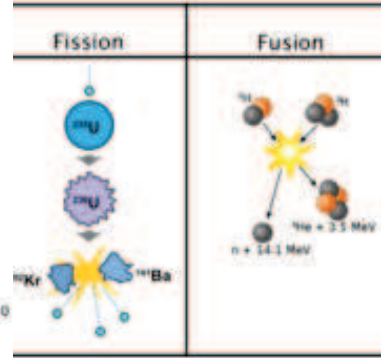
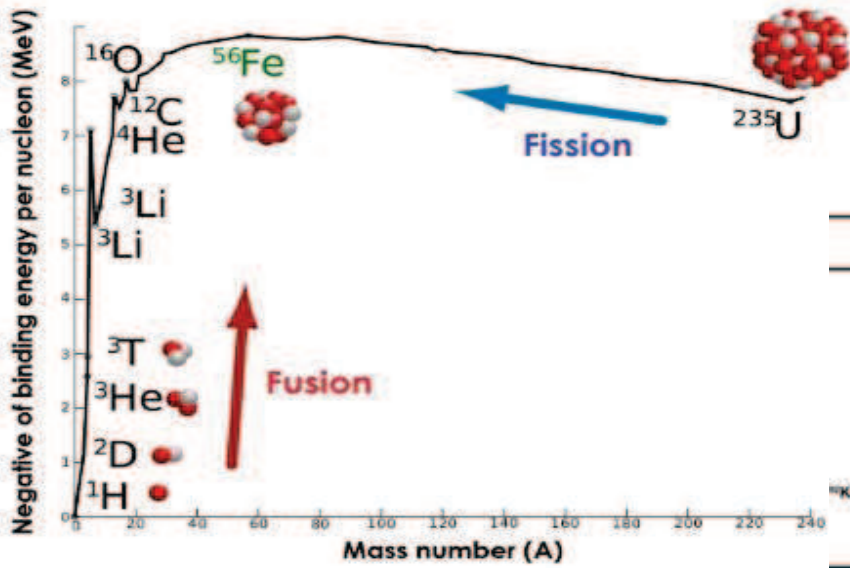
시간	프로그램 [주제 / 발표자(안)]
10:00~10:30	▪ 참석자 등록(발열 체크 등)
10:30~10:45 (15분)	▪ [개 회] 세미나 소개(일정 및 발제자 등) ▪ [기조강연] 원자력학회장 (중앙대 정동욱 교수)
10:45~11:15 (30분)	▪ [발표 1] 수소 시장전망 및 국내외 최신 정책동향
11:15~11:45 (30분)	▪ [발표 2] 수소생산 기술 현황
11:45~13:00	▪ 점심식사 및 네트워킹
13:00~13:30 (30분)	▪ [발표 3] 원자력-수소생산의 향후 과제
13:30~14:30 (60분)	▪ [종합토론] 주제 : 원전 활용 수소생산의 필요성, 기술 확보, 상용화를 위한 법·제도적 해결방안 등

기조강연: 우리 만남은?

2022. 2. 24

정동욱
한국원자력학회

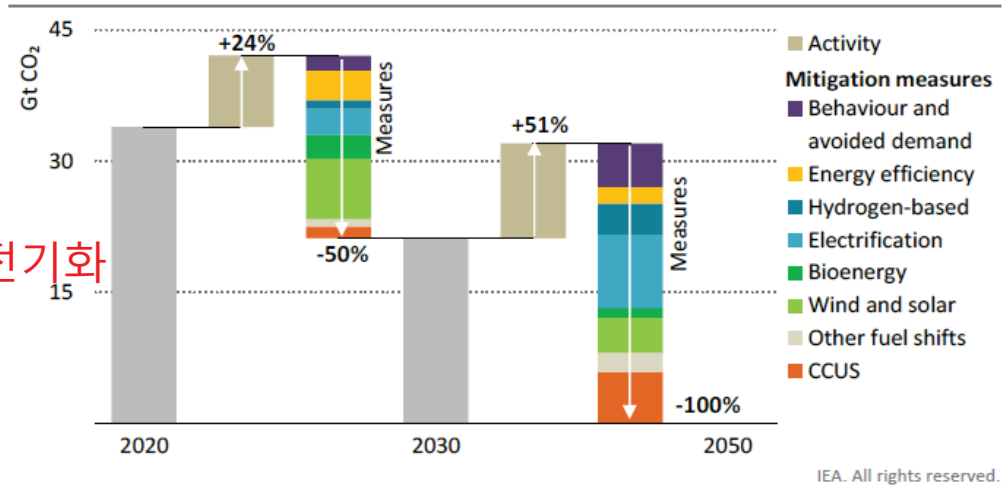




탄소중립 추진 전략 (IEA)

1. 수요조절 (에너지절약)
2. 효율 향상
3. 수소 이용 확대
4. 에너지 이용의 전기화
5. 재생에너지 확대
(풍력, 태양광, 바이오)
6. 탄소포집이용

Figure 2.12 ▶ Emissions reductions by mitigation measure in the NZE, 2020-2050

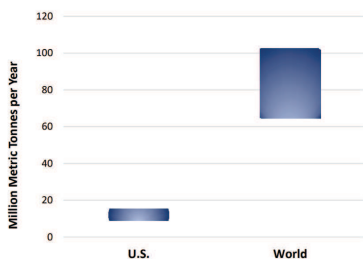


Solar, wind and energy efficiency deliver around half of emissions reductions to 2030 in the NZE, while electrification, CCUS and hydrogen ramp up thereafter

2050 탄소중립 시나리오, 수소 필요량 2천7백만톤 : 발전용 1,400만톤, 비발전용 1,300만톤)

(단위 : 백만톤 H₂, 백만톤CO₂eq)

구분	해외수입	수전해	추출	부생	수소 공급량 (합계)	온실가스 배출량
A안	21.9	5.5	0.0	0.0	27.4	0
B안	22.9	3.0	1.0	1.0	27.9	9



현재
 세계 수소생산량 6,500만톤~1억톤 (By-Product 포함 시)
 미국 수소생산량 900만톤~1,500만톤 (By-Product 포함 시)
 *2018년 추산 (미USDOE Hydrogen and Fuel Cells Program)
 2018 IEA 추산: 순수 수소 7천만톤(천연가스의 6%수준), 혼합수소 4천5백만톤

Figure 2. Range of estimates for total domestic (9–15 MMT/year) and global (65–102 MMT/year) hydrogen production [1, 2, 3]

2050년 세계 예상 수소 수요량 2억천백만톤

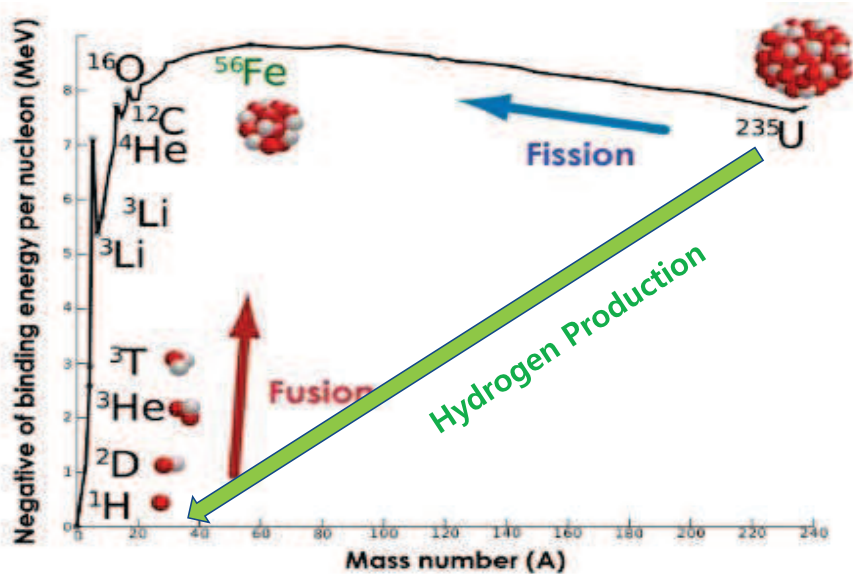
Wood Mackenzie <https://www.woodmac.com/our-expertise/focus/transition/2050---the-hydrogen-possibility/>

2050년 국내 예상 수소 수요량 2천7백만톤

2050 탄소중립에 필요한 그린 수소를 어떻게 생산할 것인가?

- 1 백만톤 수소 생산에 필요한 전력: 5만 GWh (수전해 그린 수소 생산: 50 kWh/kg Hydrogen 생산 기준)
- 1 백만톤 수소 생산에 필요한 원전 규모: 7.1 GW (APR1400 5기, 80% 가동률 기준)
- 1 백만톤 수소 생산에 필요한 태양광 규모: 59 GW (778 Km² (서울시 면적의 1.3배), 가동률 15% 기준)

탄소중립을 위해 우라늄과 수소의 만남은 우연이 아닌 필연



오늘 세미나가 좋은



이 되기를 바랍니다.



원자력수소 세미나

수소 시장전망 및 국내외 최신 정책 동향
(원자력 활용 포함)

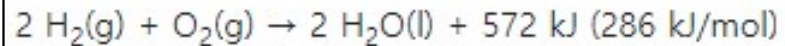
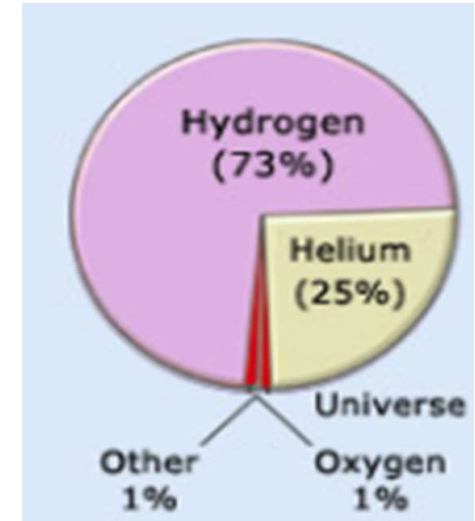
2022년 2월 24일

박석빈
h107626@snu.ac.kr

수소 에너지와 청정수소의 필요성

○ 수소 경제의 가능성

- (세계인구 및 에너지 소비의 증가) + (한정된 자원의 공급 한계 극복) ⇒ (지속가능한 성장)
 - (신규 에너지 개발) + (세계기후변화협약에 따른 온실가스 감축)
 - 새로운 청정에너지의 개발 촉구 ⇒ 신규 청정에너지로서의 수소에너지 연구개발 급속화
- 수소는 우주의 75%를 구성하고 있는 가장 풍부한 원소로 연소과정에서 물만을 방출 ⇒ 청정에너지로서 지속성을 보유한 에너지원으로 평가



- (에너지소비 형태) ⇒ (탈탄소화 진행 중)
 - (20세기의 대표 - 석유경제) ≫ (공급 한계)
 - 대체 에너지원으로서 청정수소 부각

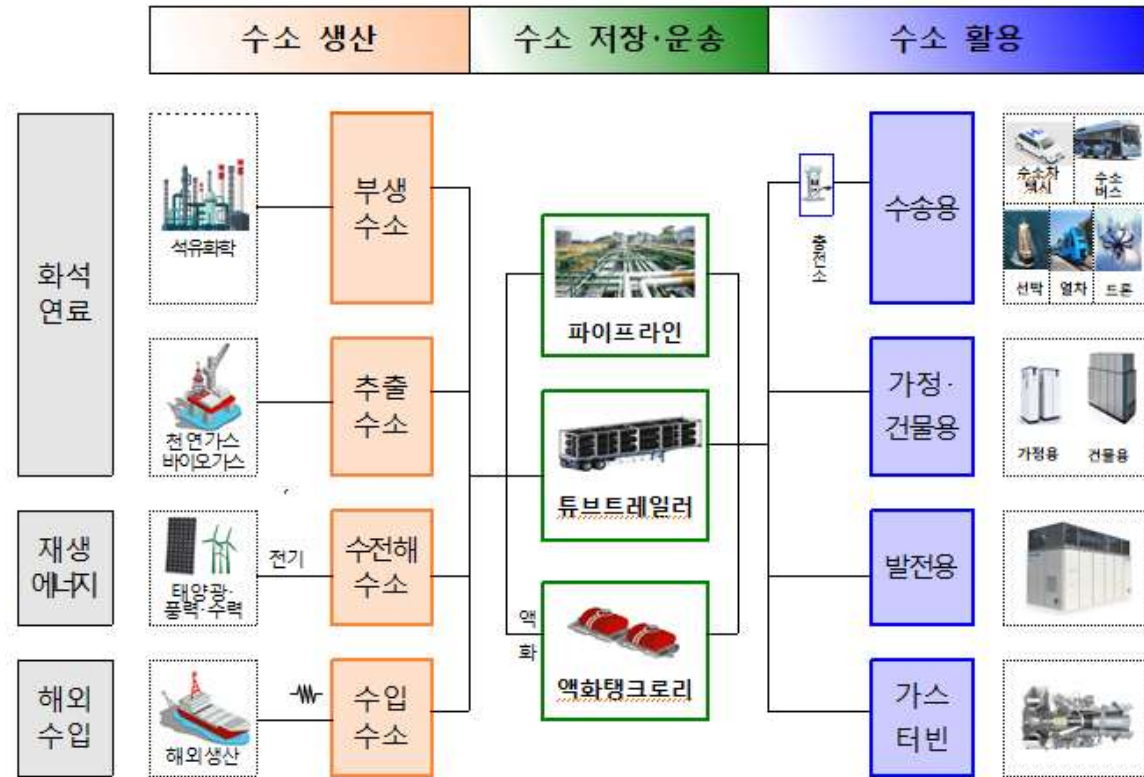
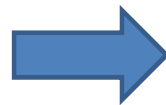
❖ 청정수소 - 이산화탄소 발생 없는 수소

Property	Hydrogen	Comparison
Density (gaseous)	0.089 kg/m ³ (0°C, 1 bar)	1/10 of natural gas
Density (liquid)	70.79 kg/m ³ (-253°C, 1 bar)	1/6 of natural gas
Boiling point	-252.76°C (1 bar)	90°C below LNG
Energy per unit of mass (LHV)	120.1 MJ/kg	3x that of gasoline
Energy density (ambient cond., LHV)	0.01 MJ/L	1/3 of natural gas
Specific energy (liquefied, LHV)	8.5 MJ/L	1/3 of LNG
Flame velocity	346 cm/s	8x methane
Ignition range	4-77% in air by volume	6x wider than methane
Autoignition temperature	585°C	220°C for gasoline
Ignition energy	0.02 MJ	1/10 of methane

Source: IEA 2019. All rights reserved.

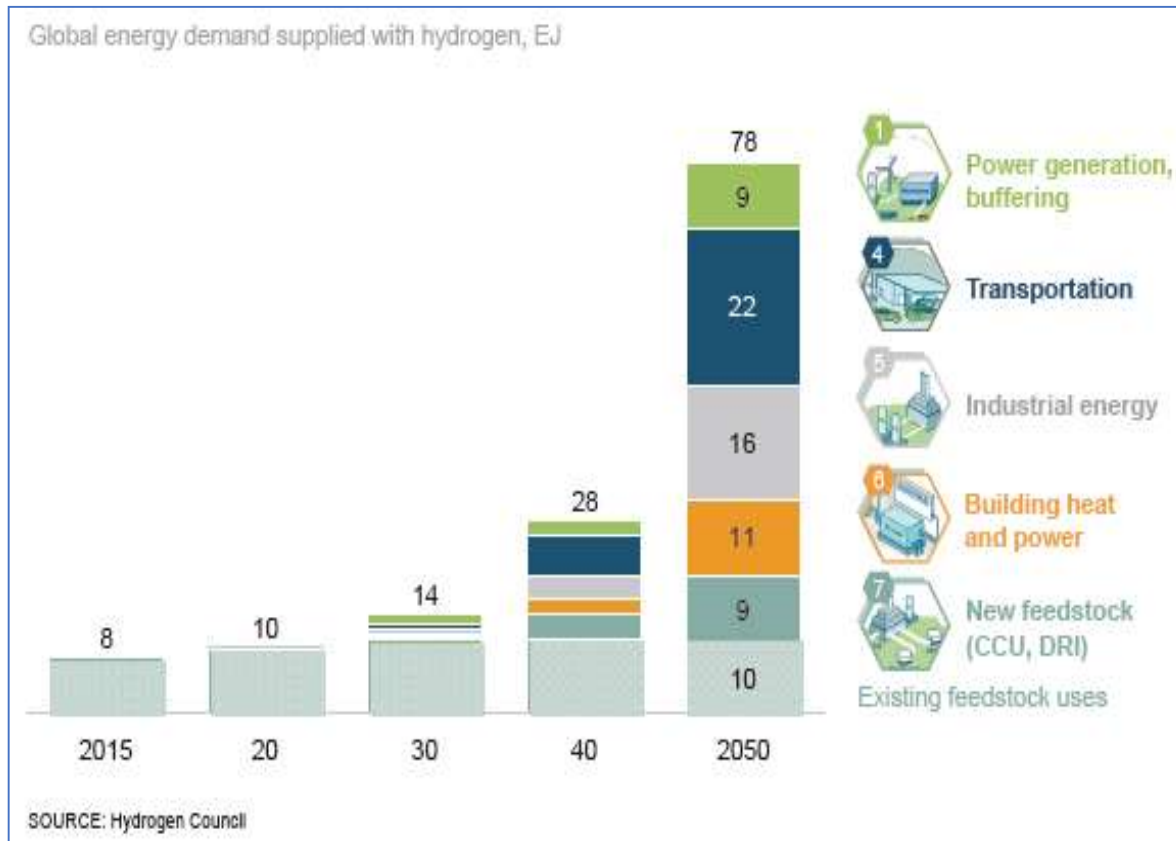
수소경제

- 수소경제: 수소를 에너지원으로 사용하는 경제 구조
 - 화석연료 중심의 에너지 체제에서 탈피하여 수소를 에너지원으로 전환/활용하는 수송용, 가정/건물용, 발전용 및 열 생산용 체제의 확대
 - 확대에의 수소의 안정적 공급 (생산-저장-운송)
 - 관련 경제체제 포함



수소경제 전망

정책의지: 지구 온난화 협약 준수 시, 전세계 수소 경제 전망



Hydrogen Council, "Hydrogen scaling up: A sustainable pathway for the global energy transition", November 2017

2050년 전세계 수소경제

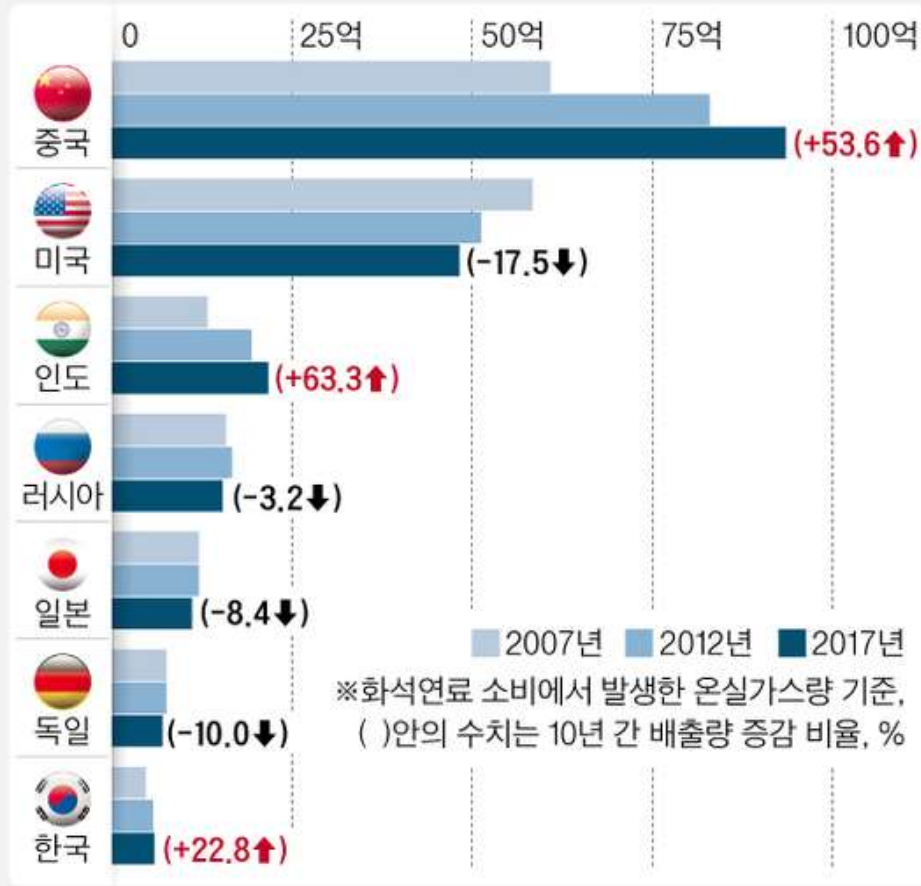
- ◇ 세계 에너지 수요의 18% 담당
- ◇ 연간 60억 톤의 CO₂ 감축
- ◇ 2.5조 달러의 부가가치 창출
- ◇ 3천만 개의 일자리 창출



운송 및 전력 분야가 향후 수소 시장의 50% 이상을 차지할 것으로 전망됨.
 ☞ 연료전지 기술의 주요 활용 무대

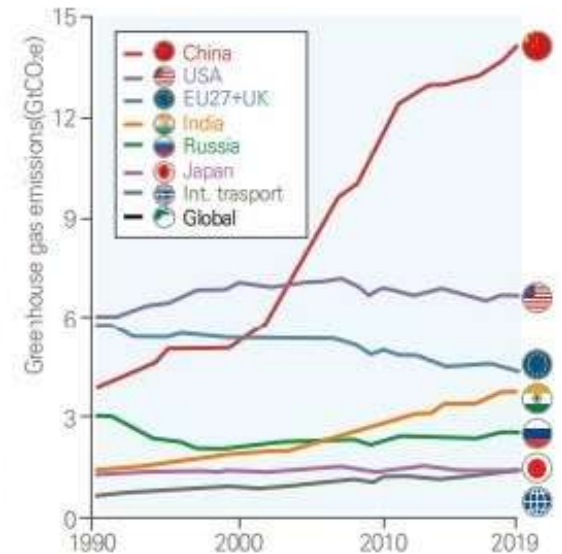
연간 60억톤 감축의 크기

온실가스 배출량 변화 단위: 톤



〈 주요국의 온실가스 배출현황 〉

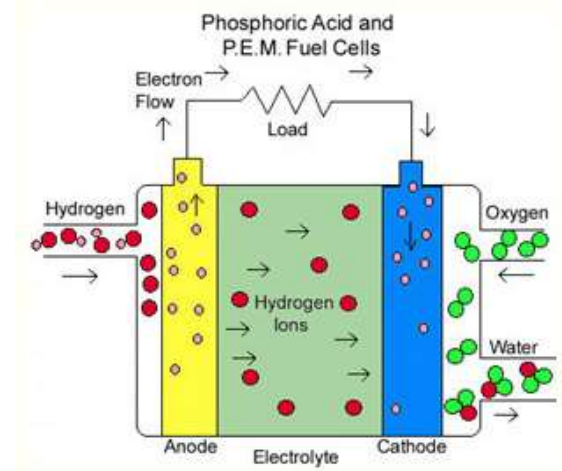
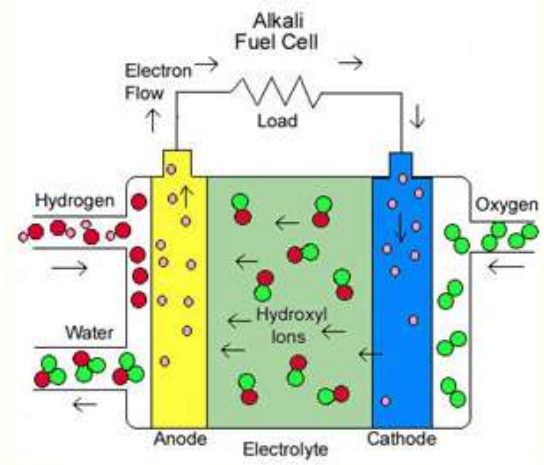
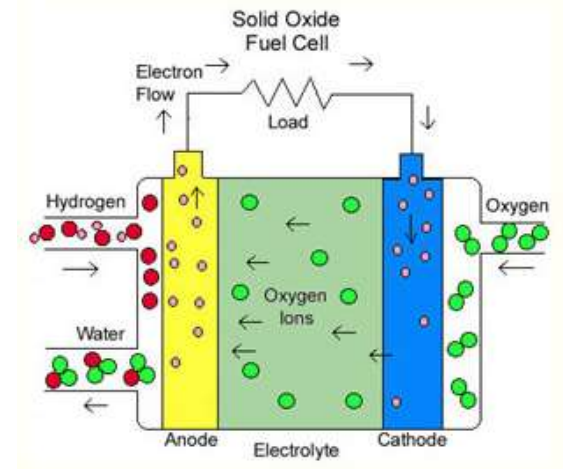
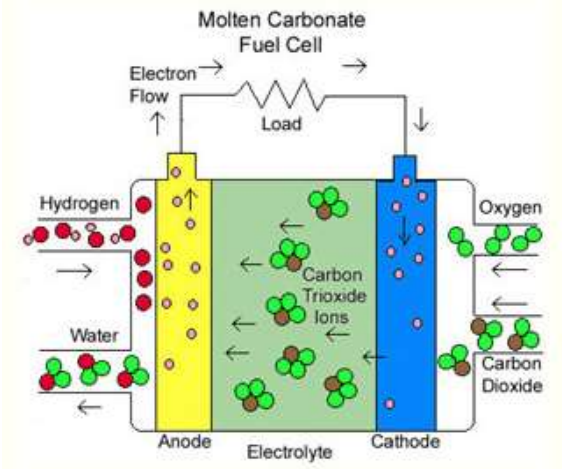
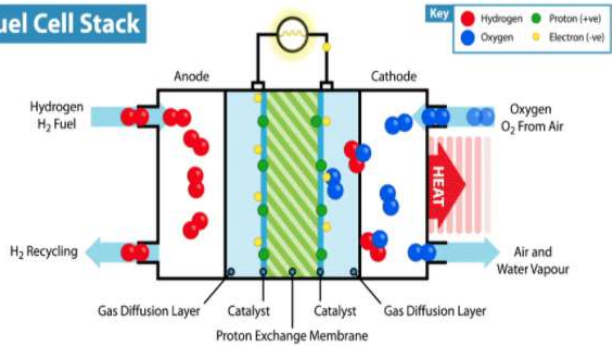
순위	국가	CO ₂ 배출량 (백만 톤)	전 세계 비중 (%)	1인당 CO ₂ 배출량 (톤)
1	중국	9,839	27.2	7.1
2	미국	5,269	14.6	16.2
3	인도	2,467	6.8	1.8
4	러시아	1,693	4.7	11.8
5	일본	1,205	3.3	9.5
6	독일	799	2.2	9.7
7	이란	672	1.9	8.3
8	사우디아라비아	635	1.8	19.3
9	한국	616	1.7	12.1
10	캐나다	573	1.6	15.6
-	전 세계	36,153	100	-



※ 자료원: Global Carbon Atlas(2017), UN Emission Gap Report 2020(2020)

주요 연료전지 기술

Fuel Cell Stack



수소가스터빈기술

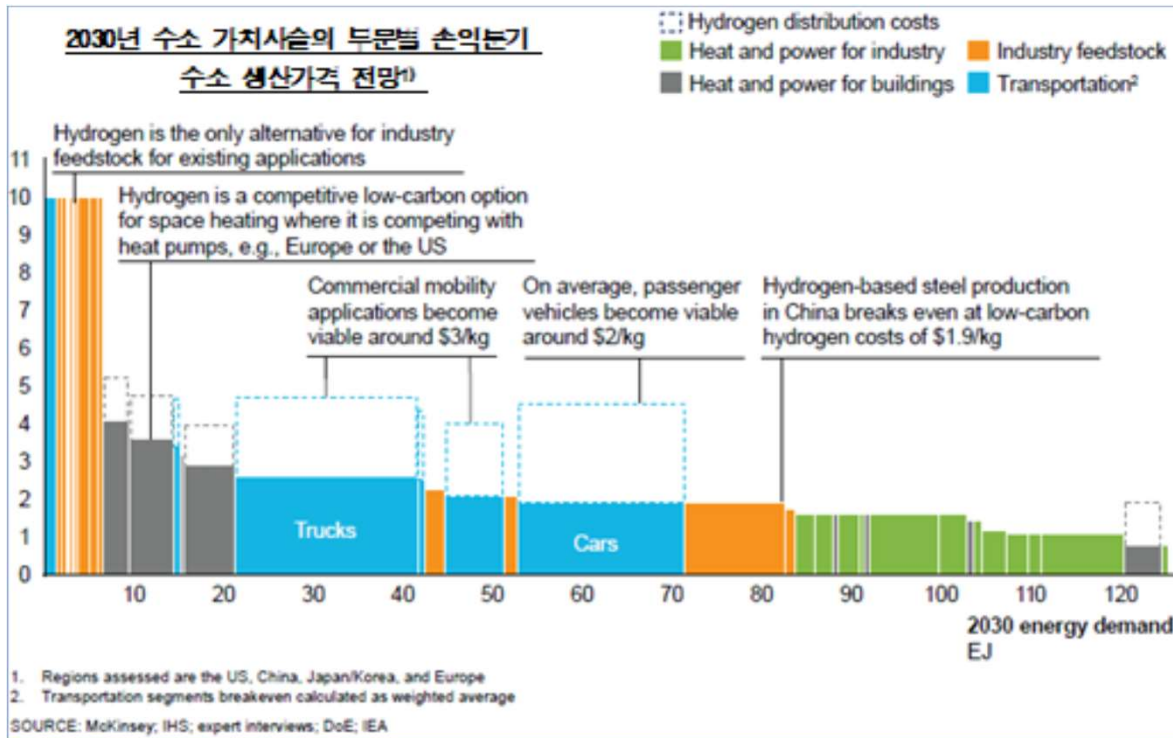


수소-천연가스 혼소 기술 및 수소 전소 방식 기술

- 일본의 KHI에서는 Kobe 시에 100% 수소 연료 1 MW급 가스터빈 발전 실증에 성공
- 현재, 일본의 MHI, 미국의 GE, 독일의 Siemens 및 이태리의 Ansaldo가 수소가스터빈 기술 개발중
- 국내, 두산중과 기계연은 300MW급 고효율 수소가스터빈용 50% 수소 혼소 연소기 개발과 함께 전소 기술도 추가 개발(2040년 까지)
- 수소-천연가스 혼소 방식 은 기존의 천연가스 사용 인프라의 최소 수정으로 상대적으로 적은 비용 적용 가능하여 100% 수소연료 사용 시장으로 가는 과도기적 역할 수행
 - GE, MHI, Siemens, Ansaldo 등이 수소-천연가스 혼합 연료에 대한 연소기술 개발/실증 단계
- 수소 전소 가스터빈의 경우, KHI, GE, MHI가 개발/실증 단계
- 수소 가격이 1,800원/kg 수준이 되어야만 경제성 확보 가능한 것으로 분석됨.

출처: 수소 가스터빈 발전 사업의 경제적 타당성 분석, <https://doi.org/10.46251/INNOS.2021.2.16.1.35>

○ 청정수소 공급가격이 전세계 수소 경제 활성화의 핵심적 요소



- 2030년까지,
- \$2.5/kg - 세계에너지 수요의 8%
- \$1.8/kg - 세계에너지 수요의 15%
- 손익분기 가격: 상용트럭 ~\$3/kg,
승용차 ~\$2/kg,
환원 제철 ~\$1.9/kg

1) Hydrogen Council, Path to hydrogen competitiveness A cost perspective 20 January 2020

우리나라 수소경제 전망

- 수소 경제 활성화를 위한 정부 정책 발표
 - 수소경제 활성화 로드맵(2019. 1), 수소기술 개발 로드맵 (2019. 10)
 - 제1차 수소경제 이행 기본계획(2021. 11)
 - 2040년까지 수소차와 연료전지 세계시장 점유율 1위 달성

< 비 전 >

세계 최고수준의 수소경제 선도국가로 도약

- 수소차·연료전지 세계시장 점유율 1위 달성
- 화석연료 자원 빈국에서 그린 수소 산유국으로 진입

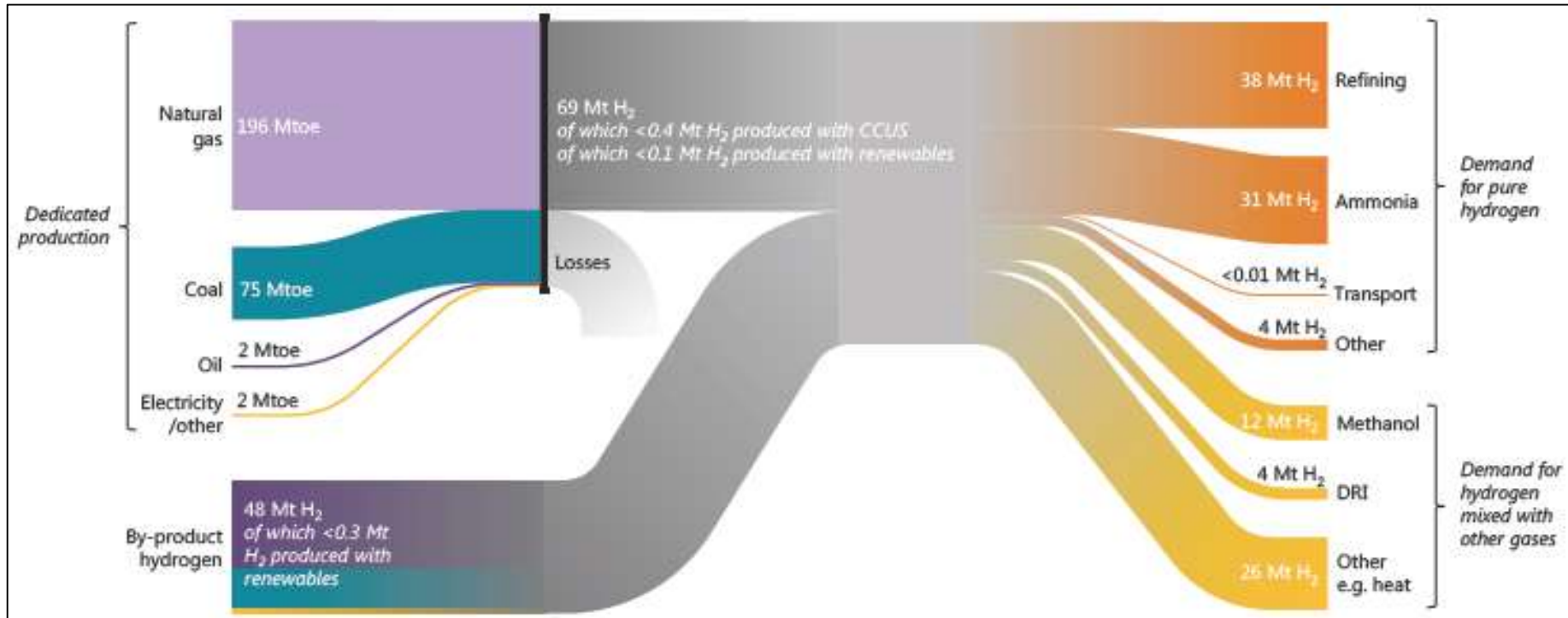
		2018년	2022년	2040년	
목표	수 소 차	1.8천대 (수출: 0.9천대, 내수: 0.9천대)	8.1만대 (수출: 1.4만대, 내수: 6.7만대)	620만대 (수출: 330만대, 내수: 290만대)	
	연료 전 지	발전용	307MW (전체)	1.5GW (1GW)	15GW (8GW)
		가정·건물용	7MW	50MW	2.1GW
	수 소 공 급	13만톤/年	47만톤/年	526만톤/年 이상	
	수 소 가 격	-	6,000원/kg	3,000원/kg	

I 그린수소 생산

① 【로드맵】 '30년 3,500원/kg 25만톤, '50년 2,500원/kg 300만톤

- 매우 강고한 수소경제 활성화 정책을 펴고 있으나 가장 비용 효과적인 원자력수소 미 활용
- 원자력수소 미 활용 시, 경제성 부족 청정수소로 제한적 수소경제체제로 한정될 것으로 전망

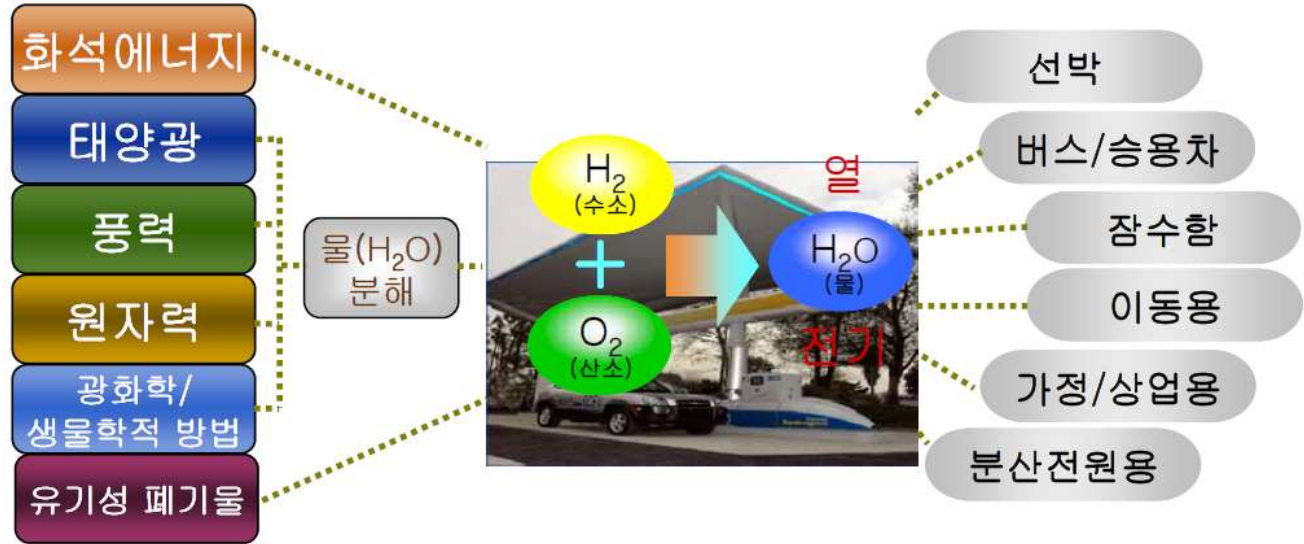
현재의 수소 Value Chains



Source: IEA 2019. All rights reserved.

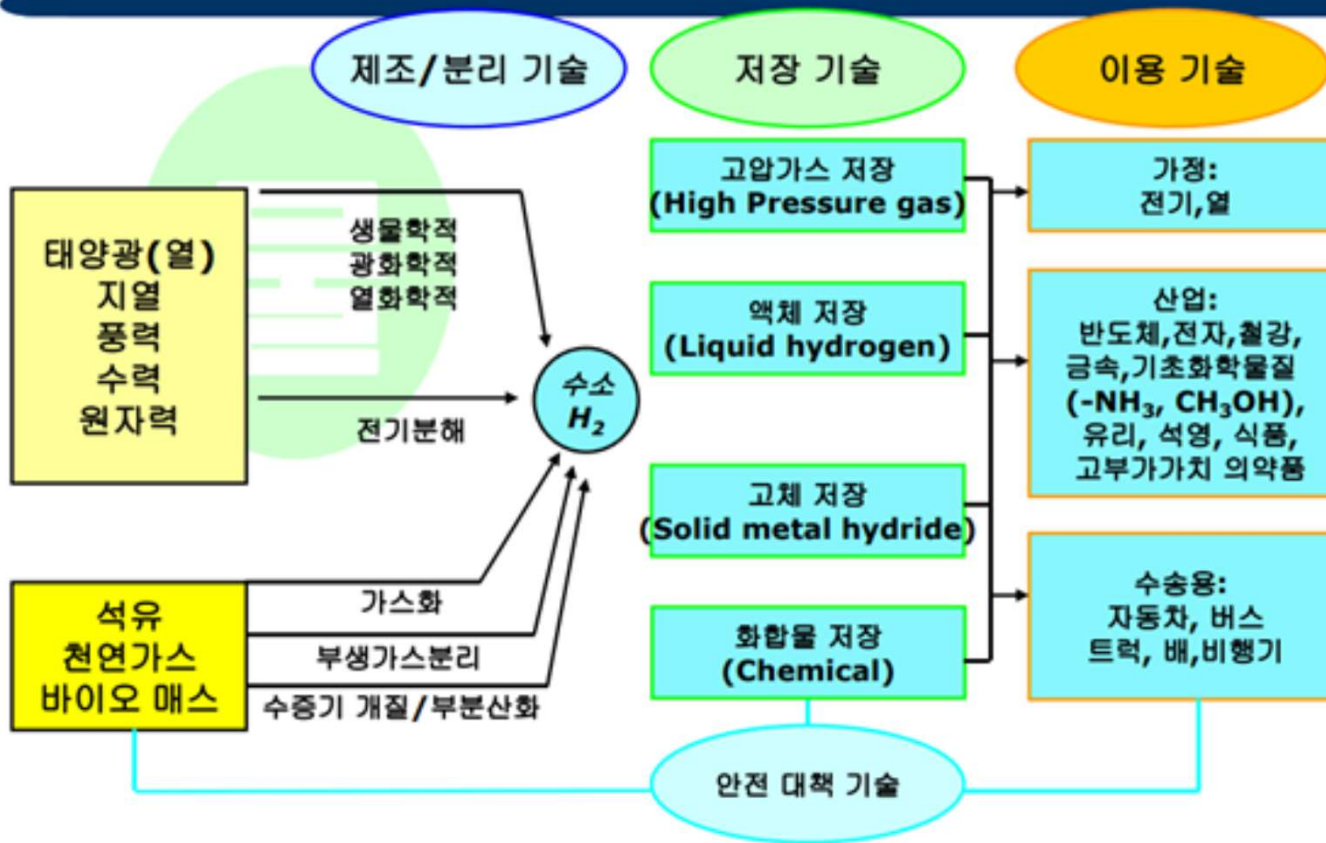
- 2018년 현재, 주요 수소생산 방식은 메탄가스-수소개질임. 부생가스와 석탄-수소 개질이 그 다음이며, 청정수소라고 하는 재생에너지 수소생산이 그 다음임. 전기를 활용한 수소생산은 경미한 수준임.
- 수소의 대부분은 산업용 화학공정(환원 포함)에 대부분 활용되며, 그 다음으로는 열원으로 활용되지만 수송용 활용은 미미한 수준임.
- ❖ 부생수소는 석유화학(나프타 분해) 공정이나 제철 공정에서 화학반응에 의해 부수적으로 생산되는 수소 부생수소는 폐가스를 활용하므로 수소 생산을 위한 추가설비 투자비용 등이 없어 경제성이 높다는 장점이 있으나 부산물로 발생하는 수소로 생산량에 한계가 존재하고, 활용을 위해서는 고순도화 공정이 필수적임

수소 생산, 저장 및 이용



수소 생산 및 활용 방식

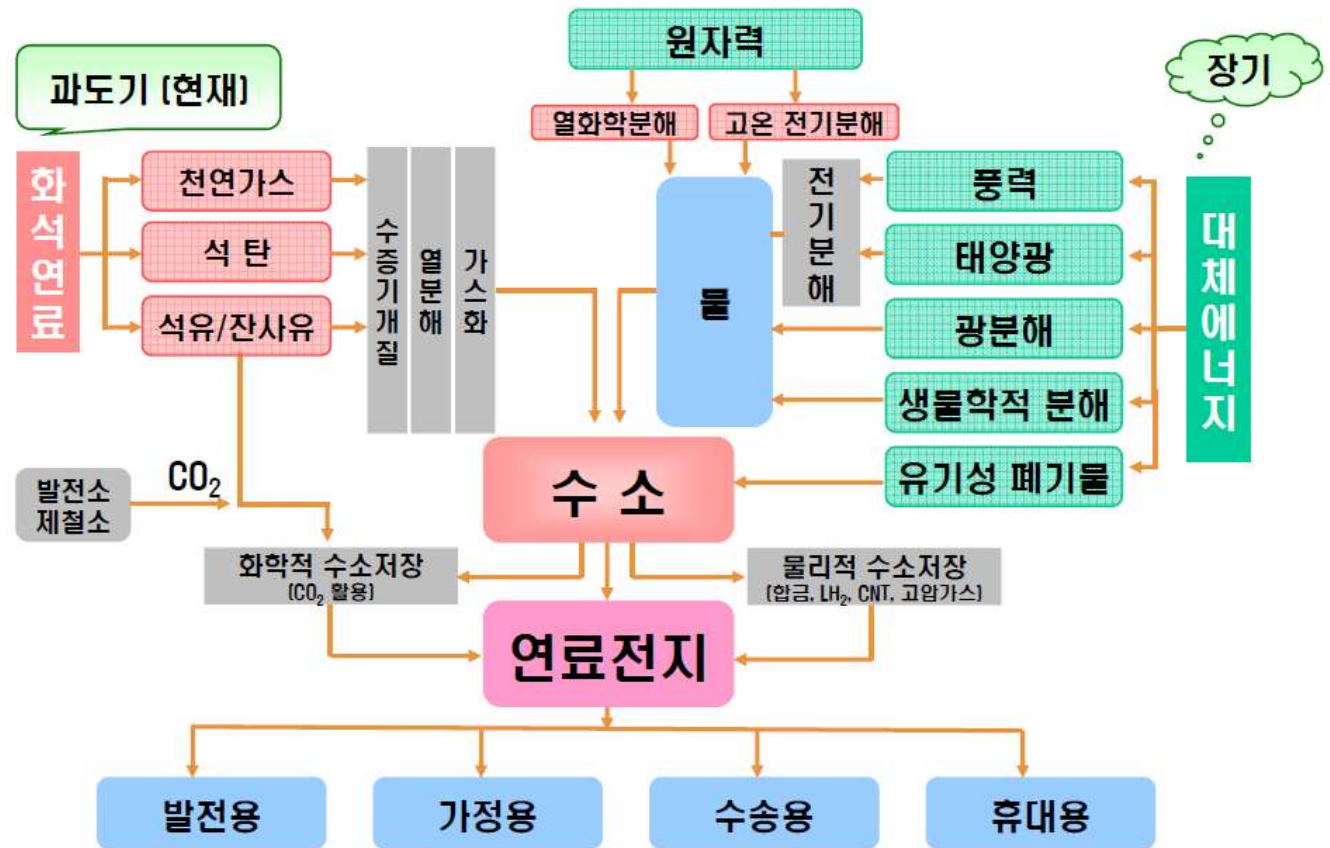
수소에너지 기술



	수소생산	저장·운송	충전	수모빌리티	수소연료전지
제품 및 방식	· 부생수소 · 추출수소 · 수전해수소	· 파이프라인 · 튜브트레이러 · 액화탱크로리	· 파이프라인 · 튜브트레이러 · 이동식 · 개질 · 수전해	· 수소차 · 수소버스 · 수소선박 · 수소열차 · 수소드론 등	· 수송용 · 가정·건물용 · 발전용 · 휴대용
부품 소재	· 수소 제조 장치 (개질, 전기분해) · 개질기, 탈황장치, 수전해장치, PSA, 압축기	· 수소저장용기 · 트레이러 · 수소공급배관 · 유량계, 촉매, 센서, 고압개관·밸브 등	· 압축기, 고압용기, 디스펜서	· 연료전지시스템 (스택, 수소·공기 공급장치 등) · 수소저장장치 · 전장장치 · 운전장치	· 셀스택 · 연료변환기 · BOP · 전자장치
국내 성과	· 부생수소 상용화 · 추출·수전해는 실증단계	· 고압기체 상용화 · 액화·액상기술은 개발단계	· 수소충전소 31기 구축 (2019.10)	· 수소차 양산단계 · 선박·열차·드론 등은 R&D단계	· 수송용(수소차)·발전용·건물용 수소 연료전지 분야 선도국 수준
경쟁력 수준	· 원천기술 미흡 · 상용화·실증 부족	· 핵심기술 미흡 · LNG·부생수소 파이프라인 구축 경험	· 부품 국산화율 미흡(40%) · 사업성 부족	· 수소차 양산(2013) · 부품 국산화 99% · 소재기술 미흡	· 시스템·운영기술 확보 · 전극, 촉매, 전해질 수입의존

자료 : 산업연구원(2019), 「한국 수소산업 생태계 분석과 발전과제」.

수소 생산과 이용



잔사유 - 원유 정제과정에서 휘발유, 가스 등을 추출하고 남은 잔유물

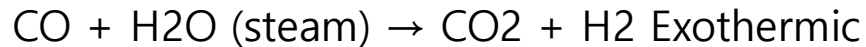
수소경제 활성화 로드맵 요약

구분		2018년	2022년	2040년	
활용	모빌리티	수소차 (0.9천대)	8.1만대 (6.7만대)	620만대 (290만대)	
		승용차 (0.9천대)	7.9만대 (6.5만대)	590만대 (275만대)	
		버스	2천대	6만대 (4만대)	
		택시	-	-	12만대 (8만대)
		트럭	-	10톤 트럭	12만대 (3만대)
	수소충전소	14개소 (1,000만원/kg)	310개소	1,200개소	
	선박, 열차, 드론, 기계 등	R&D 및 실증		'30년까지 상용화 및 수출	
	에너지	연료전지			
		발전용	307MW	1.5GW (1GW)	15GW (8GW)
		가정·건물용	7MW	50MW	2.1GW
수소가스터빈	R&D		실증 '30년 이후 상용화 추진		
수소공급	수소공급량	13만톤/年	47만톤/年	526만톤/年	
	생산방식	화석연료 기반 부생수소 추출수소	수요처 인근 대규모 생산	수전해 수소 활용	해외수소 도입 대규모 수전해 플랜트 상용화
수소가격		-	6,000원/kg (現 휘발유 의 50%)	3,000원/kg	

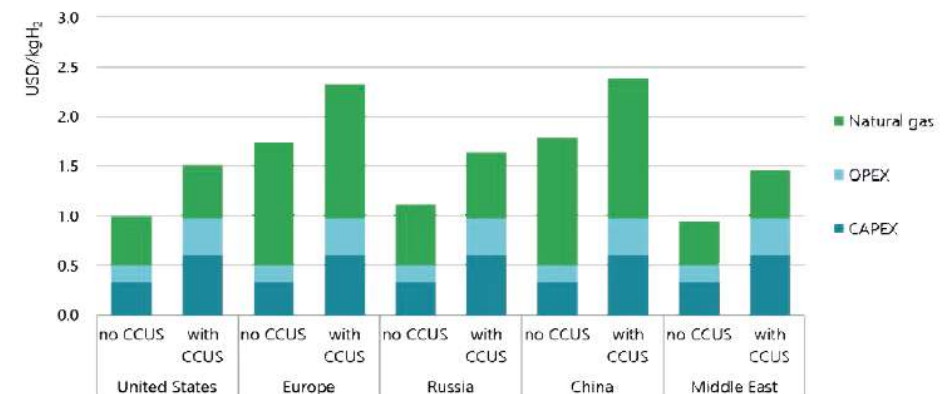
천연가스 개질 - Methane Reforming

Steam reforming (SR) or steam methane reforming (SMR)이라고도 함.

- 고온가스를 주입하여 촉매 반응을 통해 수소 생산하는 방식이며, 간단히 아래의 화학식으로 표현되는 공정을 거쳐 수소생산함.



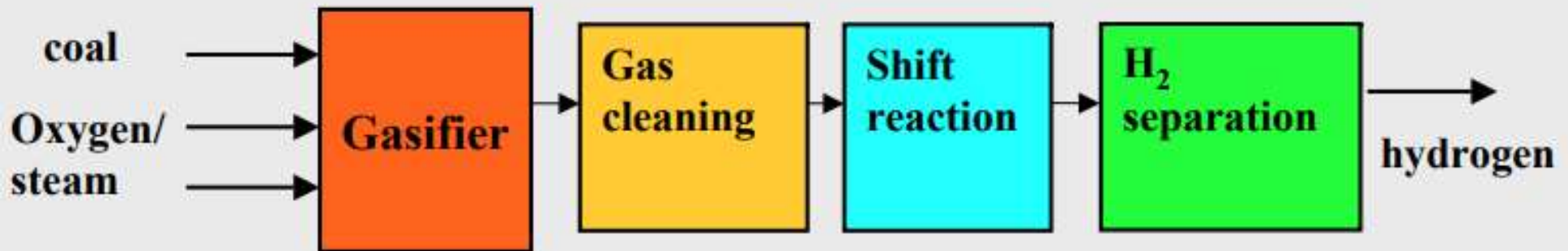
- 메탄-개질(Methane Reforming)의 주 비용은 가스 가격(OPEX: Operating Expenditure)과 설비비용(CAPEX: Capital Expenditure)으로 구분되며, CAPEX 보다 OPEX에 크게 의존됨.
- 2018년 기준, \$1.5 ~ \$2.3/kg 수준 (with CCUS)
- 현재, 미국, 러시아 및 중동에서는 천연가스가 생산되고 있어 경쟁력 확보
- 청정수소 생산방식으로 고려되기 어려운 점이 단점



Source: IEA 2019. All rights reserved.

Hydrogen from Coal via Gasification

Conventional gasifier



- 청정수소 생산방식으로 고려되기 어려운 점이 단점
- 메탄-개질 대비 경제성 저하되나 석탄 산지에서의 경제성 확보 가능

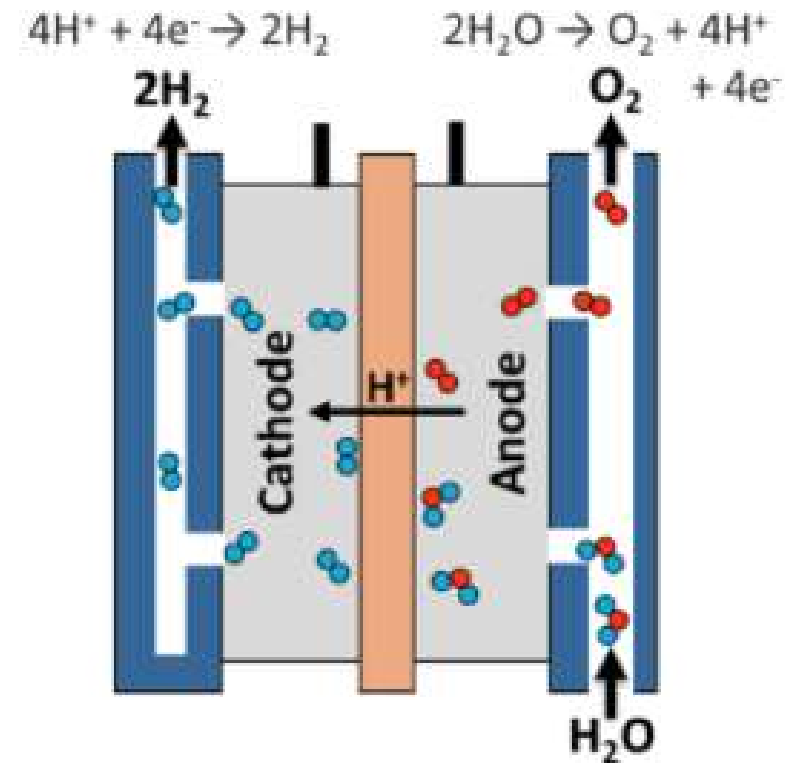
전기분해(Electrolysis) 수소생산

	Acidic conditions	Alkaline conditions
Anode	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$	$2\text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$
Cathode	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$

Total reaction: $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$

방식

- Polymer Electrolyte Membrane Electrolyzers
- Alkaline Electrolyzers
- Solid Oxide Electrolyzers



부생수소의 정의 및 특성

부생수소(by-product hydrogen) - 제품의 생산과정에서 순수하게 부산물로 얻어지는 수소로 경제성이 높음

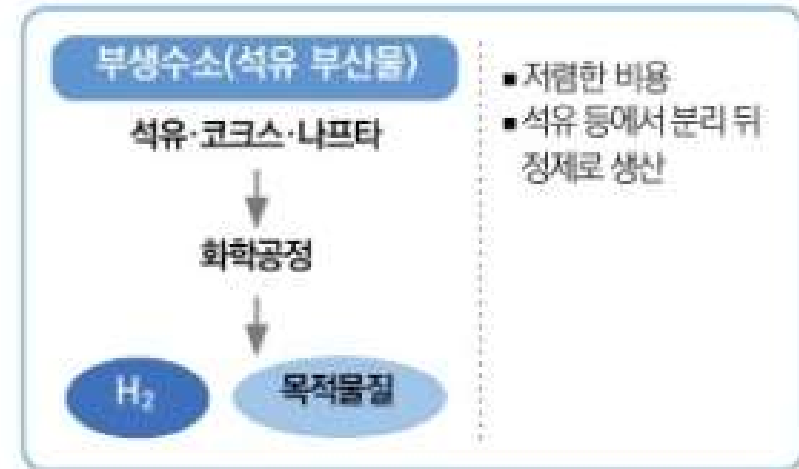
- 석유화학 산업

- 클로르-알칼리 공정
- 나프타 접촉개질 공정,
- 나프타 수증기 분해 공정,
- 프로판 탈수소 공정,
- 에틸벤젠 탈수소 공정

- 제철 산업

- 철광석 환원(산소를 떼어내 철 생산) 시의 코크스 생산 시 다량의 수소 포함 부생가스(COG: 코크스 오븐 가스) 생산

❖ 단, 부산물로 발생하는 수소로 생산량에 한계가 존재하고, 활용을 위해서는 고순도화 공정이 필수적임



수소 생산 방식별 비교

구분	정의	에너지원	특징	국내 생산가격 (18년)
부생수소	석유화학 공정이나 제철공정에서 화학반응에 의해 부수적으로 생산	주로 화석 연료	<ul style="list-style-type: none"> • 폐가스 활용 • 정제 필요 • 생산량 확대 한계 	~ 2000원/kg
개질수소 (그레이수소)	화석연료를 활용하여 촉매 반응으로 생성	화석연료 (천연가스, 석탄)	<ul style="list-style-type: none"> • 대량생산 가능 • 저렴한 생산단가 • CO₂ 발생 多 	2,700 ~ 5,100원/kg
개질수소 + CCUS (블루수소)	개질수소 + CCUS 장치를 통해 발생된 CO ₂ 포집	화석연료 (천연가스, 석탄)	<ul style="list-style-type: none"> • CO₂ 발생 小 • 포집된 CO₂의 효율적 활용방안 필요 	-
수전해 (그린수소)	물분해방식으로 물에 전기를 가하여 수소와 산소 생성	신재생에너지	<ul style="list-style-type: none"> • CO₂ 발생 無 • 높은 생산 단가 • 지역적 제한 	9,000원 ~ 10,000원/kg

KISTEP 기술동향브리프 2021-02호

수소 생산 방식별 비교

부생수소 : 생산 확대에 한계가 있음으로 대규모 공급 곤란

CCS 이용 추출수소 : 액화/운송/인수기지 비용포함 시 LNG 도입 가격 상승(CCS 비용 추가 시 추가 가격 상승) 및 LNG의 100% 해외 의존에 따른 에너지 안보의 취약 구조 심화로 정부 정책 목표가격 미충족 예상

해외 도입수소 : CCS, 액화, 수송, 인수기자 비용 포함시, 정부 정책 목표가격 미충족 예상

[\$3.0/kg - 현지 생산(\$1.5/kg) + 액화(\$0.9/kg) + 운송(\$0.6/kg)]

※ 근거: 2030년 도입 수소 가격 구성 전망(수소위원회, 2020)

수전해수소 : 사용전기에 따라 재생에너지 수소와 원자력 수소로 구분

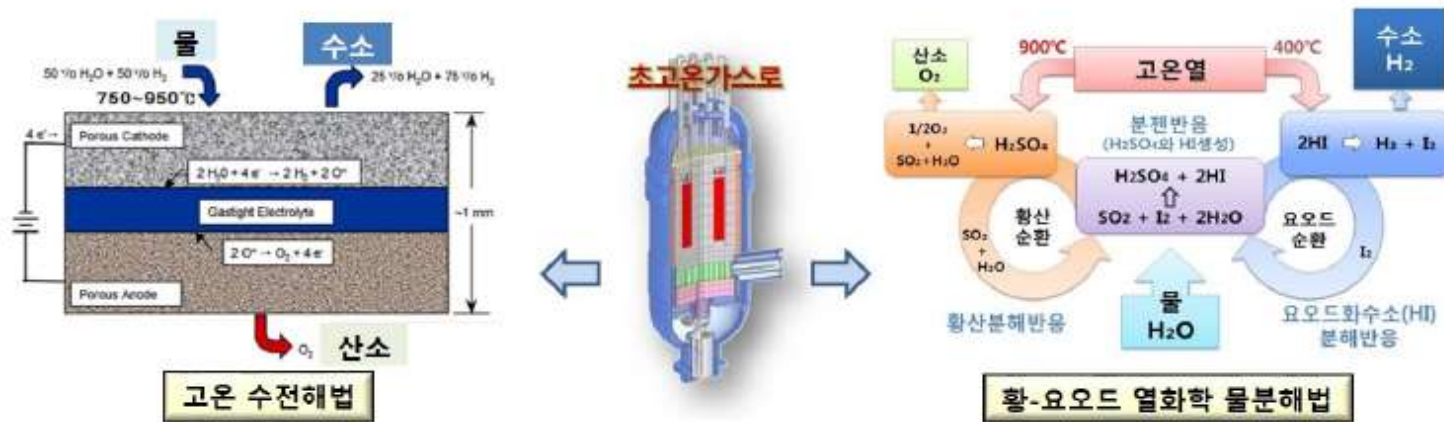
생산 단가는 사용 전력 단가에 비례하여 시설 이용률 변화에 민감

재생에너지 수소

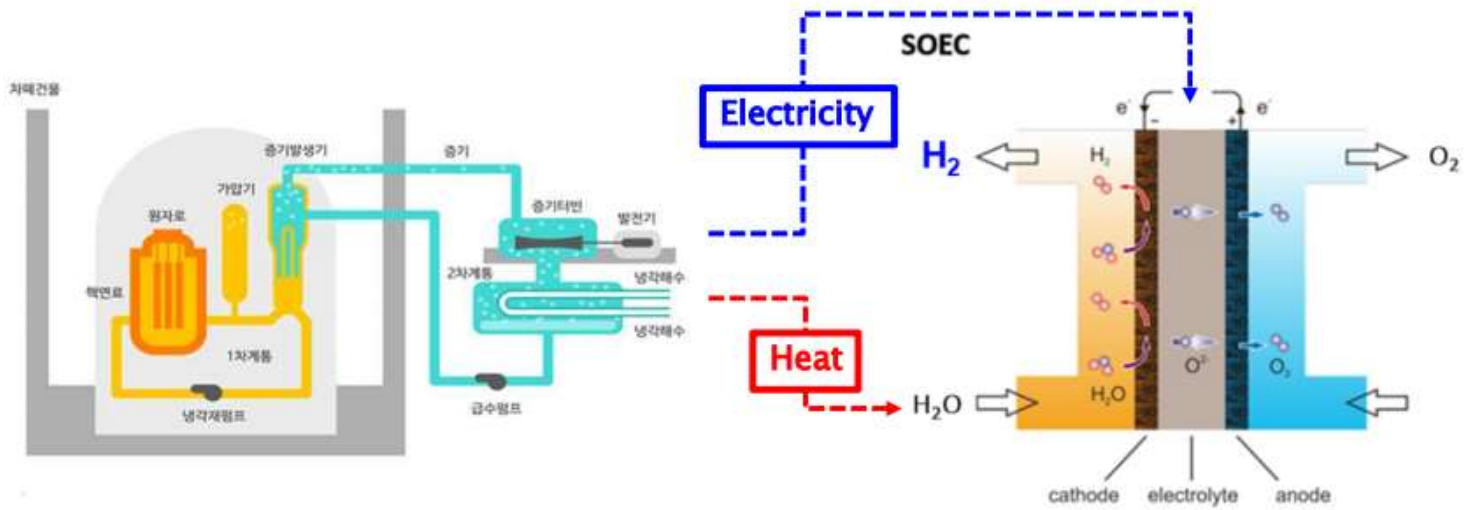
- 재생에너지 발전단가는 재생에너지 발전 여건이 좋은 일부 국가나 지역에서는 저렴한 발전원
 - 국내의 경우 태양광 및 풍력발전 이용률이 낮아 전력단가가 높음.
 - 이를 이용한 청정 수소생산 설비 이용률도 낮음.
 - 수소 생산단가는 화석연료 수소 생산단가 보다 매우 높을 것으로 예상됨.
- 재생에너지 잉여전력의 활용 시, 수소설비의 수전 가격은 낮출 수 있으나 설비 이용률이 매우 낮아 수소 생산단가 인하요인 상쇄
- 재생에너지 수소는 대규모 공급 설비 구축 시 투자비 과다 소요예상
 - 연산 100만 톤 규모의 태양광 수소 생산 시,
 - 37GW(전해효율 49kWh/kg-H₂, 수소설비 이용률 15% 기준) 용량 태양광 시설 필요
 - 33.6조(태양광 설치비 \$750/KW 기준) 투자 소요

원자력 수소

- 대형원전 이용 수소생산
 - 국내 원자력은 국내의 발전원 중 발전단가 가장 낮음.
 - 원자력 발전원가는 54원/kWh이고 근년의 정산단가도 60원/kWh 안팎으로 타 발전원에 대비하여 월등히 저렴함. (참조: 2016년도 국회예산정책처 보고서)
 - 대형원전의 저렴한 열과 전기 활용하여 수전해 방식 수소생산
- 고온가스로 이용 수소생산
 - 고온수전해 또는 열화학 방식 수소생산

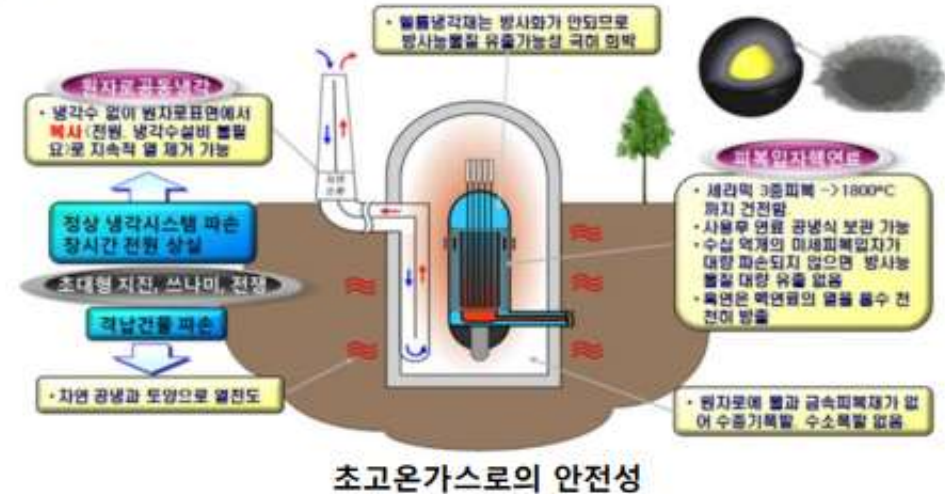
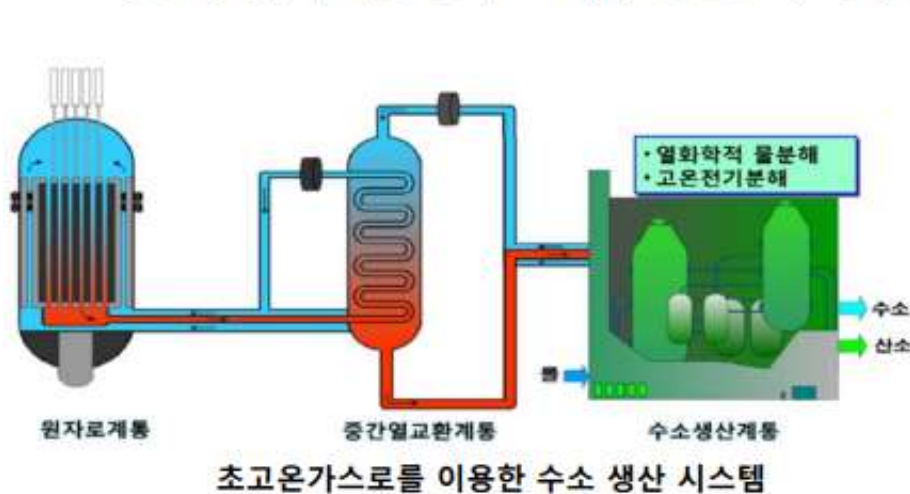


대형원전 이용 수전해 수소생산



◆ 초고온가스로(VHTR, Very High Temperature Ractor)

- 기존 경수형 원자로의 경우, 가압을 하더라도 300 °C 내외의 온도에서 유지되므로 폐열 활용에는 용도의 한계가 있었음.
- 초고온가스로는 제 4세대 원자로로 헬륨을 냉각재로, 흑연을 중성자 감속재로 활용, 기존 경수형 원자로보다 훨씬 높은 850 ~ 950 °C 정도의 고온 열을 공급할 수 있음.
- 이를 통해 발생된 고온의 열을 수소 생산에 활용하게 되며, '고온 수전해법' 또는 '황-요오드 열화학 물분해법'을 통해 수소를 생산하게 됨.
- 연료의 특성상 사고에서도 방사능 누출 확률이 거의 없으며, 자연력(대류, 복사)만으로 붕괴열을 제거할 수 있어 기존 원자로 대비 안전성이 매우 높음.



원자력 수소생산 시스템 개발의 비전 및 목표

비전

원자력 수소는 대한민국이 선택해야할 청정에너지 캐리어로서 경제적이며, 안전하고, 국내에서 생산될 수 있으며 국내 모든 경제부문에서 사용될 수 있다.

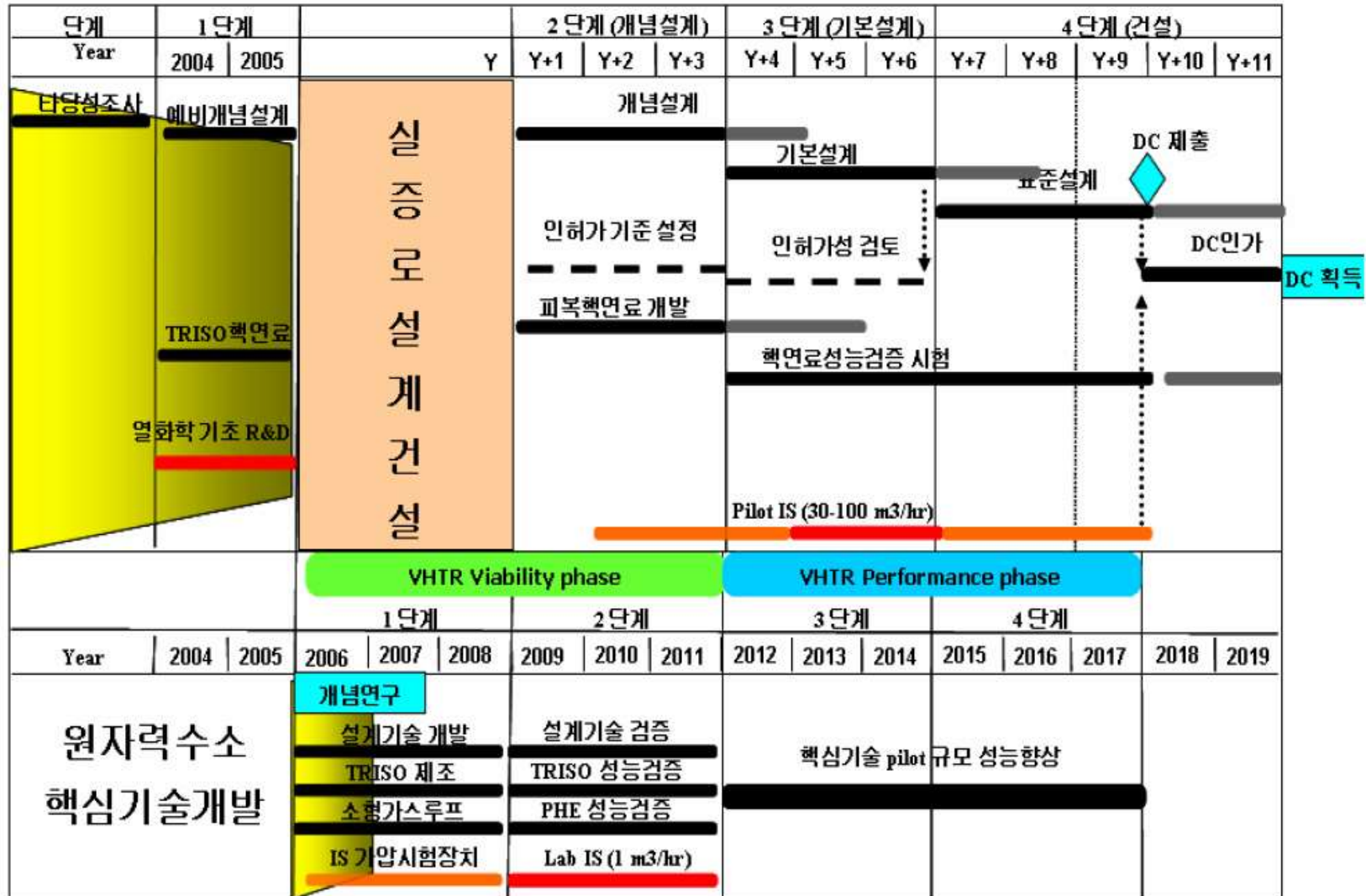
— 원자력 수소는 미래 한국의 에너지 캐리어 —



개발 목표

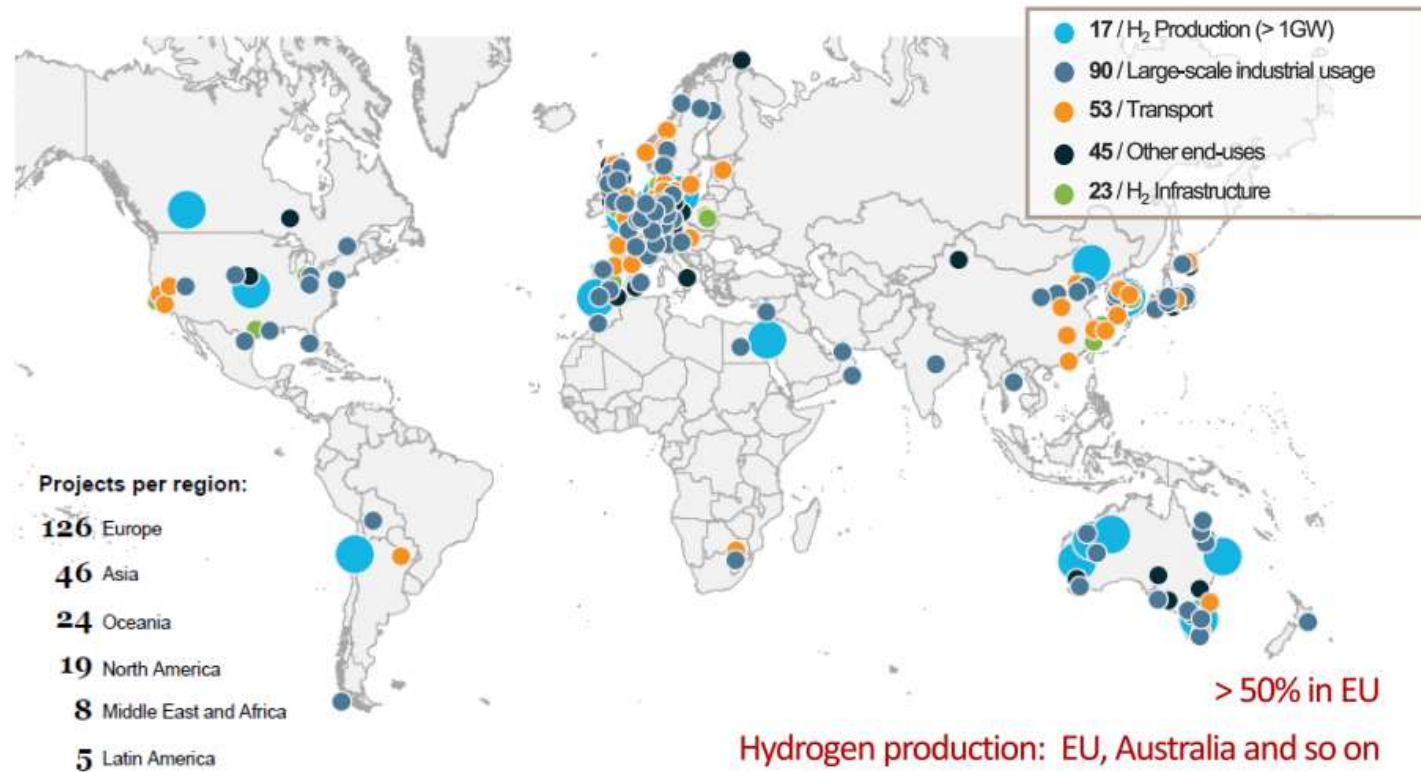
- (1) 이산화탄소 배출을 최소화하는 수소생산 기술 개발
- (2) 대량 수소생산에 적합한 기술 개발
- (3) 수소생산 조기 실현
- (4) 전력저장 및 이용에 적합한 수소생산 기술 개발
- (5) 수소생산 및 이용에 파급효과가 큰 기술 개발

원자력수소생산실증플랜트 표준설계개발 일정



현재 세계의 수소 기술 개발 현황

228 Hydrogen-related projects announced for hydrogen economy



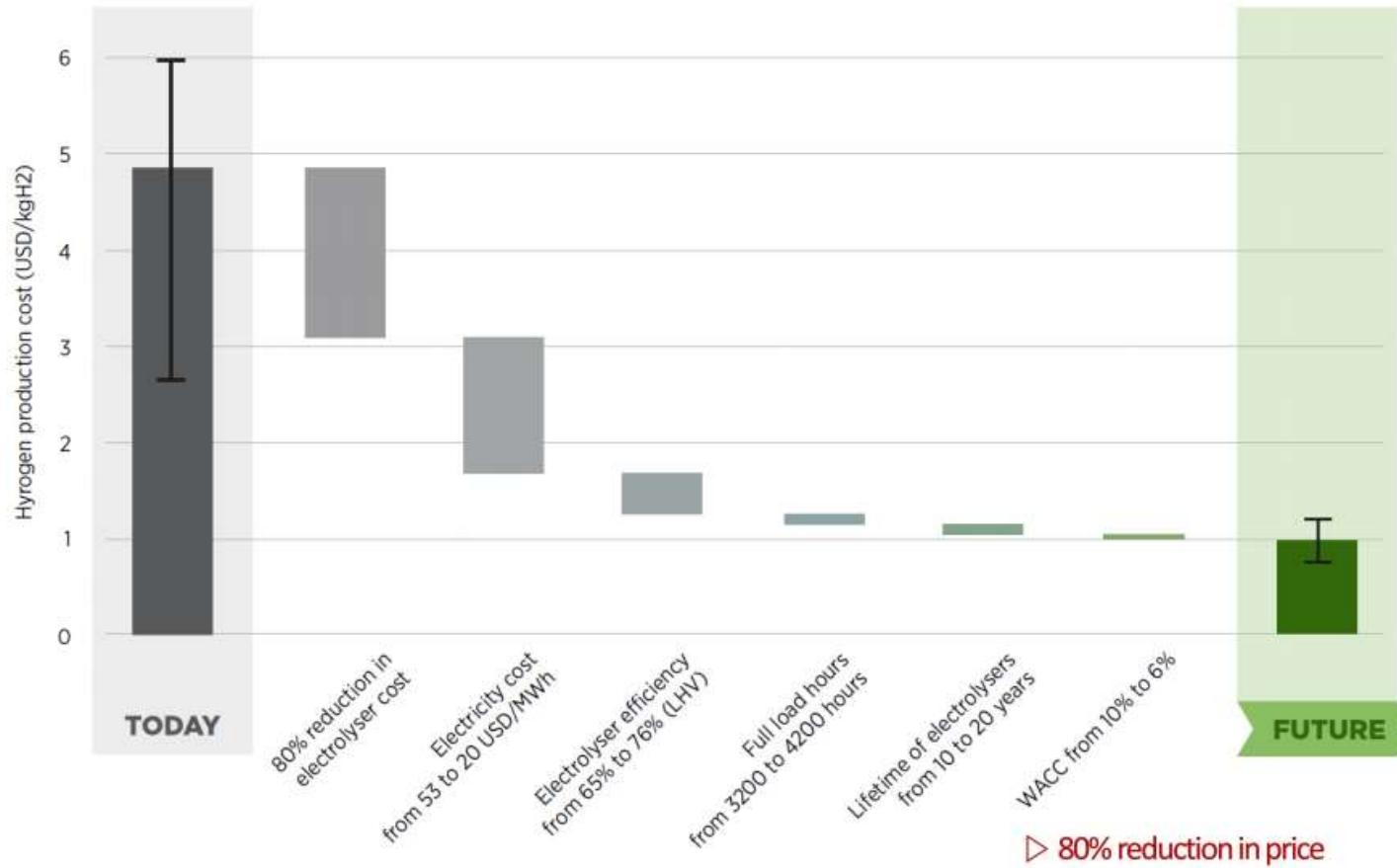
> 50% in EU
 Hydrogen production: EU, Australia and so on
 Fuel cell: Korea, Japan and so on

Hydrogen Council, Hydrogen Insight (2021)

수전해 수소생산 단가의 예상 추이

Hydrogen price from electrolyzer

International Renewable Energy Agency (IRENA) (2020)



전기분해(Electrolysis) 수소생산 방식별 경제성 비교

IEA자료에 따르면,현재 CAPEX

- Alkaline: USD 500~1,400/kWe,
- PEM: USD 1,100~1,800/kWe,
- SOEC: USD 2,800~5,600/kWe

❖ 미래의 청정수소 가격경쟁력 확보

➔ 혁신적 기술 개발 필요

	Alkaline electrolyser			PEM electrolyser			SOEC electrolyser		
	Today	2030	Long term	Today	2030	Long-term	Today	2030	Long term
Electrical efficiency (% LHV)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
Operating pressure (bar)	1-30			30-80			1		
Operating temperature (°C)	60-80			50-80			650 -		
Stack lifetime (operating hours)	60 000 -	90 000 -	100 000 -	30 000 -	60 000 -	100 000 -	10 000 -	40 000 -	75 000 -
Load range (% relative to nominal load)	10-110			0-160			20-100		
Plant footprint (m ² /kWe)	0.095			0.048					
Electrical efficiency (% LHV)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
CAPEX (USD/kWe)	500 1400	400 850	200 700	1 100 1 800	650 1 500	200 900	2 800 5 600	800 2 800	500 1 000

(Source: The Future of Hydrogen)

Alkaline Electrolysis(AE)

- AE는 1920년대부터 1세대 기술개발이 시작되었으며, 현재는 청정수소 생산을 위한 운전범위 확대 및 전류밀도 향상에 초점을 맞추어 2세대 기술개발이 진행중.
 - 독일/덴마크/벨기에가 컨소시엄을 구성하여 재생에너지 연계 고효율 AI 기술개발 추진
76% 효율을 가진 10kW급의 스택 개발 (REselyser 프로젝트, 2011~2014)
 - 독일/덴마크 공동, Hyprovide 프로젝트 진행,
고효율(85%) / 저가 모듈형 250kW급 60Nm³/h 수소 생산 가능 스택 개발
 - 미국 2003년 10kW의 AI, 2017년 250kW의 AI 기술개발

PEM

- PEM 수전해 장치 내부의 강 부식 환경 대응 기술개발 및 상용화 추진
 - 유럽을 중심으로 고분자전해질 수전해 전류밀도 및 압력 향상, 대용량 시스템 구축을 위한 프로젝트가 진행되고 있음
 - 영국과 프랑스가 공동으로 추진하는 프로젝트(2018년~2021년)
 - 독일 REFHYNE 실증 프로젝트(2018년~2022년)

SOEC

- 다른 수전해에 비해 효율이 높으나, 아직 상용화 이전 단계로 미국에서는 연구기관 및 기업 주도로, 유럽에서는 국가간 협력사업으로 기술개발 추진
 - 미국 국립연구소 중심 기술 개발
 - INL, NREL, PNNL, SNL의 공동연구 추진 - 25kW급 multi-stack 기반 250kW급 플랫폼 실증
 - FuelCell사의 셀 소재/공정 기술개발(수소생산단가: \$2/kg 이하 목표)
 - HydroGEN 컨소시엄 구성 - 혁신 개념 기술개발 추진
 - 유럽 중심 실증 프로젝트 진행
 - 덴마크 - 600°C의 온도 구동 가능 기술개발
 - 독일 - 45%의 가역운전효율 실증 추진

정책동향

미국의 경우; 1990년부터 Matsunaga Hydrogen Research and Development Act 제정을 통해 수소 관련 요소기술 개발을 수행하여 왔고, 1996년에는 “미래수소법” 을 제정하였으며, 2003년엔 연두교서에서 향후 5년간 17억불 투입하여 수소인프라, 연료전지 및 자동차 기술 개발 선언.

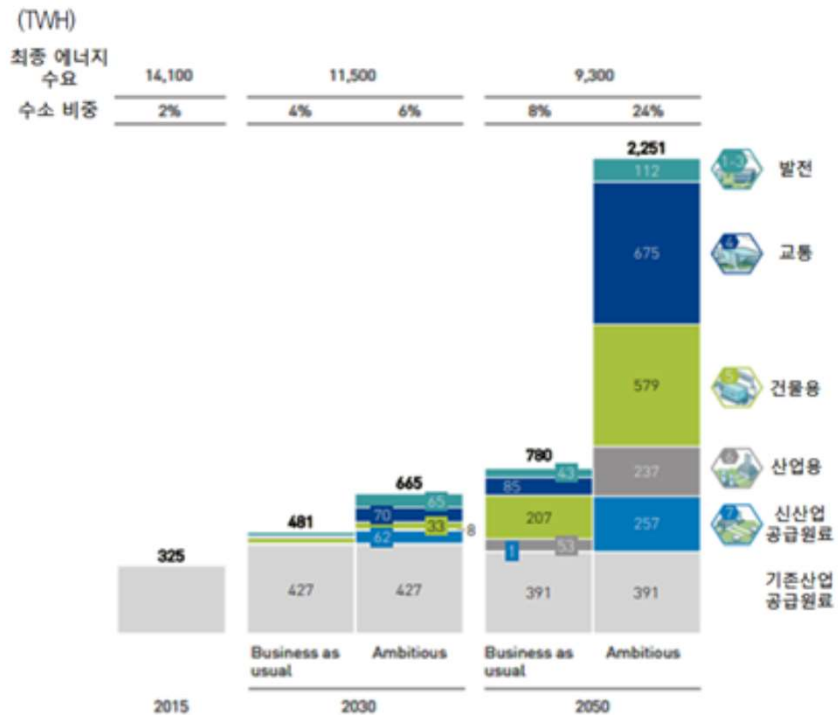
미국 행정부별 수소에너지 정책 변화 및 특징

클린턴 행정부(1993~2001)	부시 행정부(2001~2009)
<ul style="list-style-type: none"> - PNGV(Partnership for a New Generation of Vehicles) - (중점 분야) 하이브리드차 개발 	<ul style="list-style-type: none"> - 'National Vision of America's Transition to a Hydrogen Economy - to 2030 and Beyond' - 수소사회로의 전환에 대한 장기적 관점 제시
오바마 행정부(2009~2017)	트럼프 행정부(2017~현재)
<ul style="list-style-type: none"> - 전기자동차와 플러그인 하이브리드 개발 우선 추진 * 수소 및 연료전지 분야의 예산을 대폭 삭감 	<ul style="list-style-type: none"> - 신뢰성 있는 수소연료전지 분야의 기술개발과 혁신을 위하여 기반 기술 확보를 목표로 세움

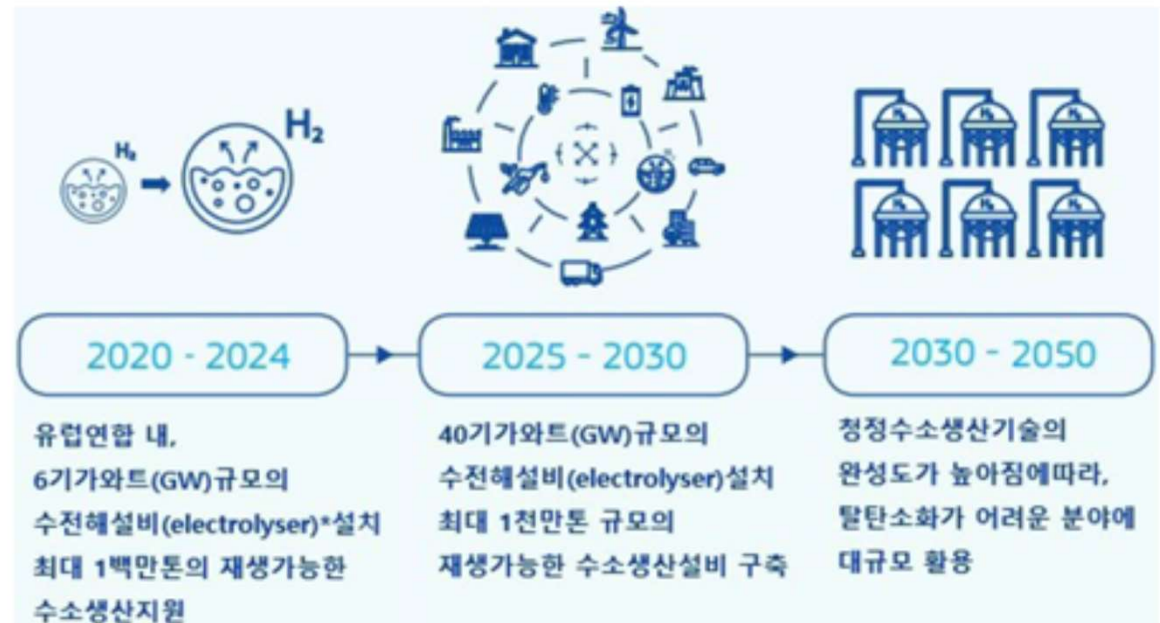
자료: 산업연구원 작성.

EU의 경우; 5년간 20억 유로를 투입하여 재생에너지 및 수소에너지개발을 추진하고 9개 도시에서 수소 연료전지 자동차 시범운행 프로그램을 운영할 예정.

EU의 수소에너지 수요 예측 및 생산 기대량



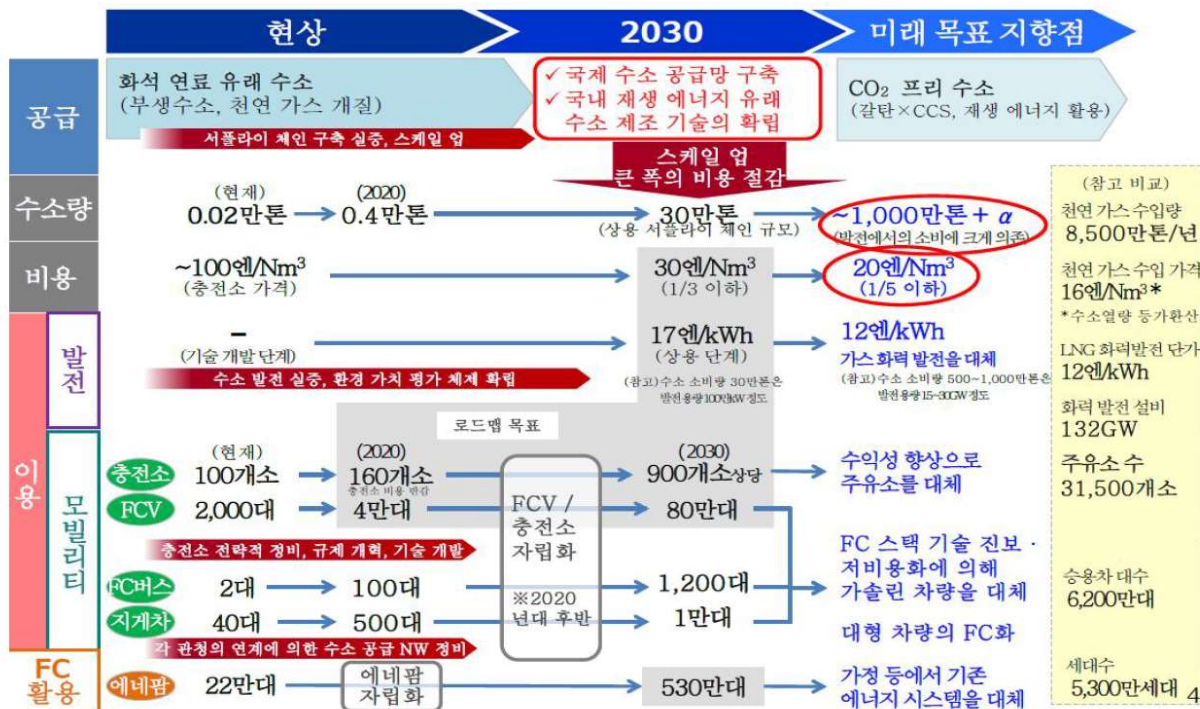
자료: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking(2019). *A Sustainable Pathway for the European Energy Transition.*



EU 수소전략 수전해 3단계 계획

일본의 경우; 수소에너지의 실증실험에 주력하여, 지난 80년대부터 대체에너지 개발에 박차를 가해 왔음. 수소생산 및 발전을 위한 고온가스냉각로(HTTR) 건설 및 운전, 주택용 연료전지에 대한 테스트를 전국 43 개소로 확대하고, 자동차용 연료 스테이션도 수도권 5개소에 운영하면서 “수소이용 국제 클린에너지 시스템” 기술개발을 위해 2020년까지 24억 달러 투자.

일본의 수소기본전략 내의 수소·연료전지 전략 로드맵

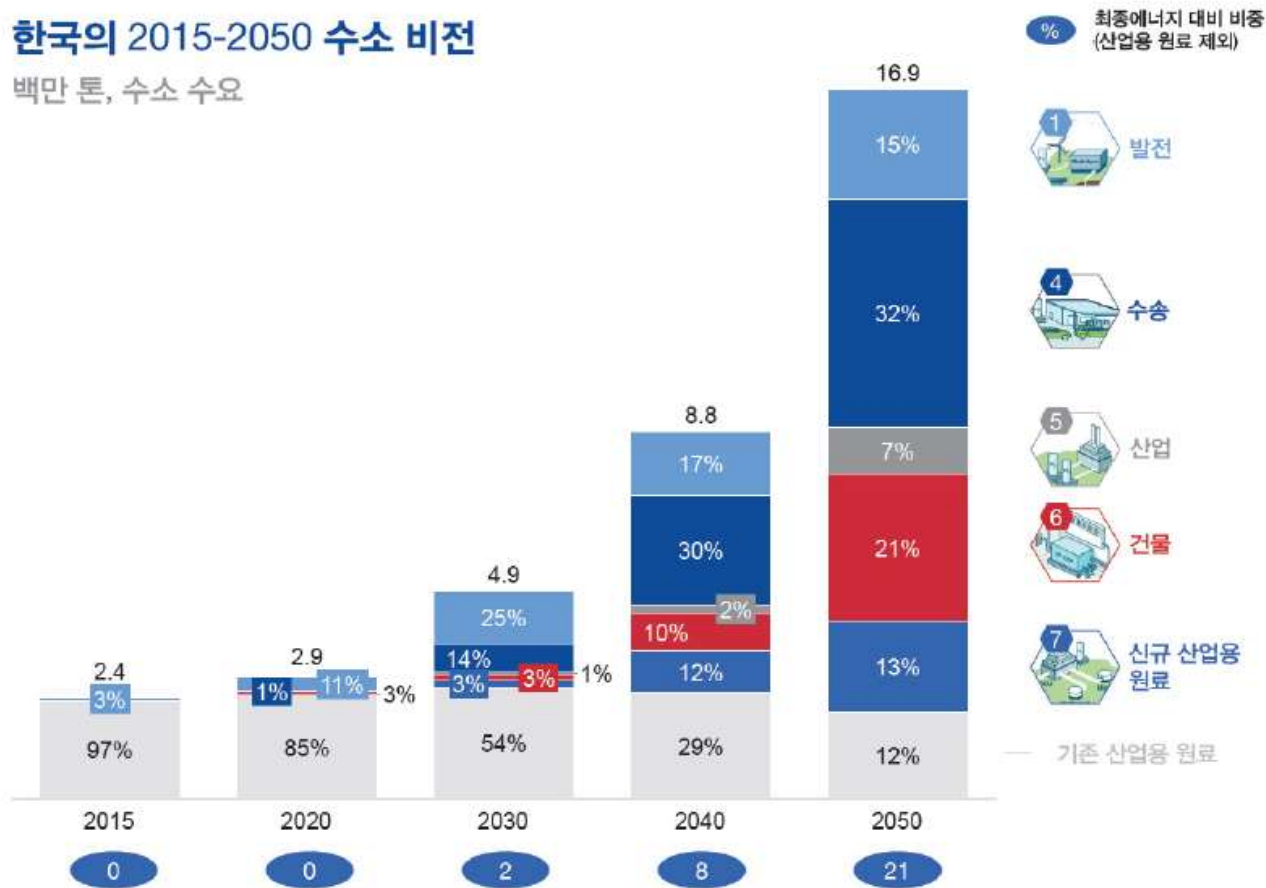


자료: 산업통상자원부(2019), 「수소경제 활성화 로드맵 수립 연구」에서 인용한 일본의 '수소기본전략'의 '수소·연료전지 전략 로드맵' 재인용.

우리나라의 경우; 21세기 국가경제의 지속성장을 위해 “국제환경규제 및 에너지 안보체제” 를 강화할 수 있는 지속 가능한 에너지원 개발에 역점을 두고 ‘수소경제’ 로의 에너지 패러다임 변화 추구

한국의 2015-2050 수소 비전

백만 톤, 수소 수요



요약

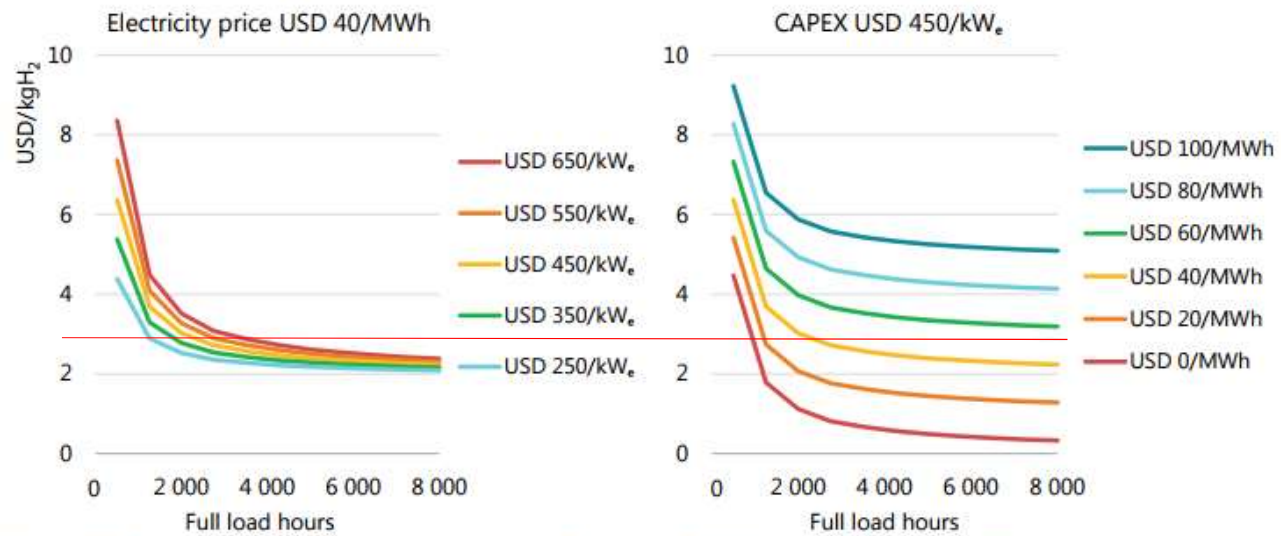
• 재생에너지 수소의 경제성 전망

- 무탄소 수전해의 경우 추출수소 대비 가격 경쟁력 확보가 관건
- 재생에너지 활용 수소생산은 경제성 낮음
- 재생에너지 수소의 비싼 생산단가와 대규모 설비 설치의 어려움 고려 시, 2040년 공급량 368만 톤 대부분 해외 수입 의존 불가피
- 재생에너지를 통한 무탄소 수소 산유국 목표와 큰 괴리 발생
- 재생에너지 활용이나 해외기지 수소생산 부문의 가격경쟁력이 취약하기 때문에, 해당 활용부문에 대한 정부의 정책의지가 강하더라도 수소의 활용은 재생에너지의 잉여전기를 저장하는 틈새시장에서의 역할로 그칠 것으로 예상됨

• 원자력수소의 역할과 전망

- 원자력의 고 이용률 및 무탄소 발전원 중 가장 저렴하므로 재생에너지 수전해보다 경제성 탁월함.
- 원자력 수소의 기술·경제적 특성 활용 시, 국내 수소 사회 - 원자력과 재생에너지의 상생 가능
- 기후변화에 대한 대응 의무의 강화 및 재생에너지의 보급 확대가 수소사회를 여는 모멘텀 제공
- 수소시장 확대에 규모의 경제성 도달 시, 글로벌 수소사회 진입속도 가속화 전망

※ 원자력 수소생산을 포함한 그린수소 생산의 추구 시, 수소사회로의 진입 가능

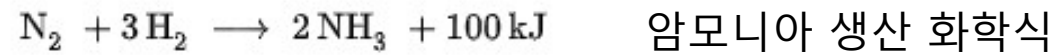


Notes: MWh = megawatt hour. Based on an electrolyser efficiency of 69% (LHV) and a discount rate of 8%.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

Carbon Capture, Use and Storage (CCUS)

DRI, Direct Reduced Iron - 직접환원제철



CAPEX(Capital expenditures) - 미래의 이윤을 창출하기 위해 지출한 비용

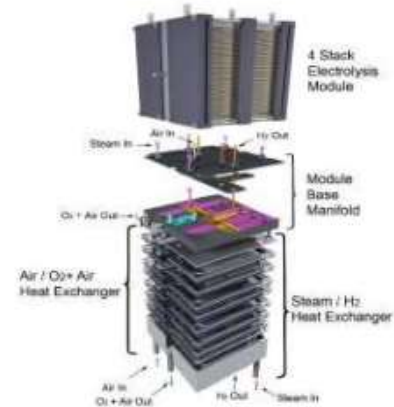
OPEX(Operational Expense) - 운영비용 또는 영업비용

◆ 미국

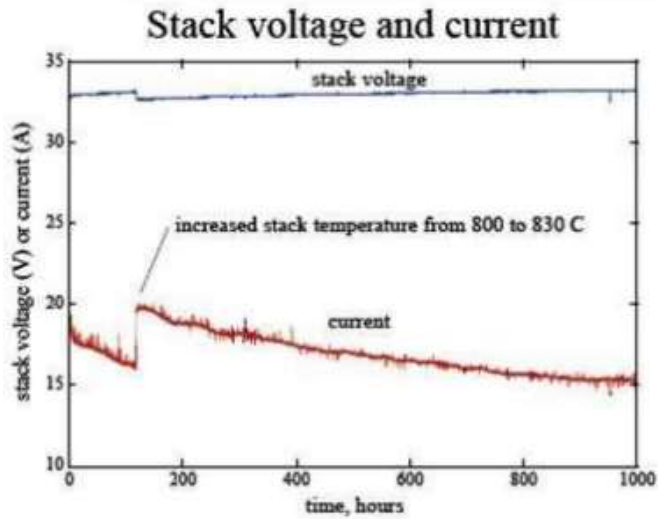
- 아이다호국립연구소(INL)에서 15kW급(5m³/h) 시스템 성능시험
- 수소생산 실증 목표 : 파일럿 규모(200kW급) 및 실증 규모(5MW급)
- NGNP와 적합한 수소생산방식으로 고온전기분해기술 선정('10)
- 주요현안
 - 전기분해 셀의 성능이 반응시간 경과에 따라 현격히 저하 (INL)
 - 최근 파일럿규모 시험보다 전기분해 셀/스택의 성능향상 및 대형화 연구
 - 효율적인 전해셀 개발을 위해 참여기관 확대 (1개 기관 → 5개 기관)

**Large-scale SOEC demonstration:
15 kW Integrated Laboratory Scale test facility at INL**

- Initial hydrogen production rate > 5000 NL/hr
- Demonstrated heat recuperation and hydrogen recycle

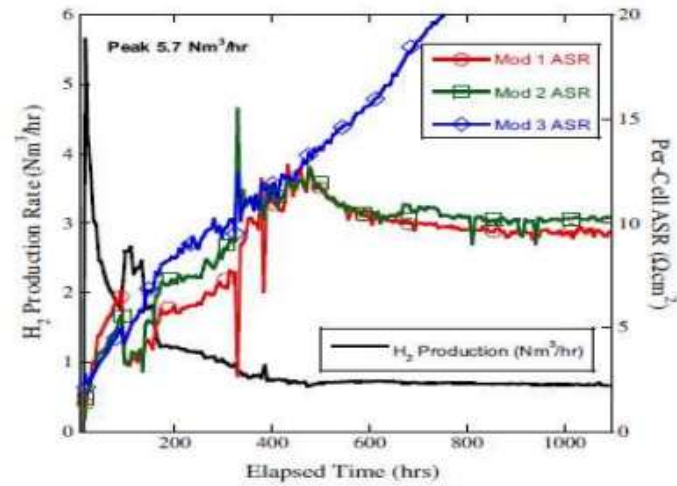


<25 cell stack>



• cell 성능 저하율 : 21%/1,000hr

<15kW급 시스템>



• 수소생산량
: 초기, 최대 5.7m³/hr
→ 400hr 경과 후, 약 0.8m³/hr)

원자력 수소 세미나

원자력 수소 생산 기술현황

2022년 2월 24일

박 찬 오

copark5379@snu.ac.kr

목 차

1. 개요

- 수소 속성, 생산기술 현황 및 전망

2. 지속가능 청정수소 조건

- LCOH 전망, 손익분기 생산가, 수전해 단가구조, 미국 사례

3. 원자력 이용 수소생산 기술

- 주요기술, 고온가스로 이용 타당성, 수전해 기술 특성 및 기술동향

4. 가동원전 이용 원자력 수소 기술 현황

- 미 INL 연구 결과, 우리나라의 LCOH, 재생에너지와의 상생, 안전성

6. 요약 및 과제

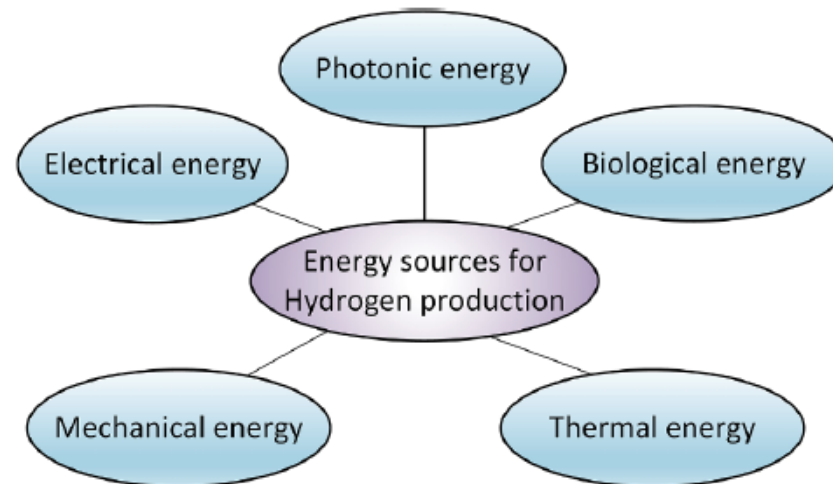
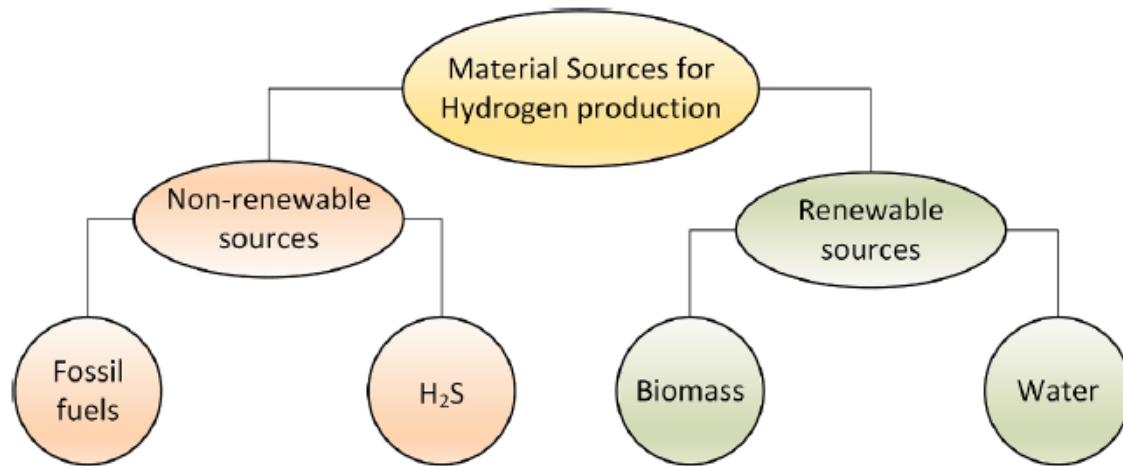
1. 개요(수소의 속성 및 생산방법)

수소의 속성

- 지구상에서는 수소 원소로 존재하지 않고 물이나 화석연료 등의 화합물 형태로 존재 (수소를 분리하기 위하여 에너지 투입 필요)
- 단위 질량당 에너지 밀도가 가장 높음(휘발유의 약 3 배, 33.3kWh/kg-H₂)
- 단위 부피당 에너지 밀도가 가장 낮음(휘발유의 약 1/8,000, 대기압), 영하 253°C에서 액화 무색, 무취, 무독성이나 공기중에서 18.3% 이상 농도에서 폭발 가능성

수소 생산방법

- 원료(수소 함유 화합물)와 투입 에너지원의 조합에 따라 다양

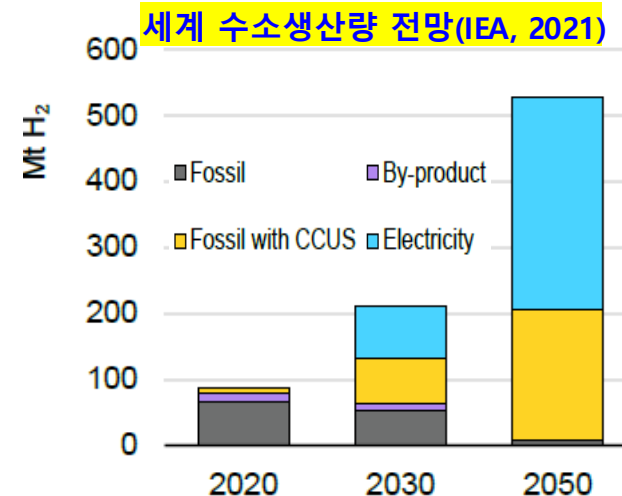


1. 개요(주요 수소생산 기술 현황 및 전망)

색상 코드	에너지원	원료	공정	결과물
Brown	석탄 (또는 원자력 열)	석탄+수증기+O ₂	가스화(Winkler 공정 800~950°C)	H ₂ +CO ₂ (대기방출)
Gray	천연가스 (또는 원자력 열)	천연가스+수증기	증기개질(800~900°C)	H ₂ +CO ₂ (대기방출)
Blue	천연가스 (또는 원자력 열)	천연가스+수증기	증기개질 + CCS	H ₂ +CO ₂ (% 포집)
Turquoise	천연가스 (또는 원자력 열)	천연가스	열분해(600~900°C)	H ₂ +C(고체)
Red	원자력 열	H ₂ O	열화학분해(~ 950°C)	H ₂ +O ₂
Purple	원자력 열 + 전기	H ₂ O	열화학+전기분해(650~850°C)	H ₂ +O ₂
Pink	원자력 전기 + 열	H ₂ O	전기분해(20~80°C 또는 650~850°C)	H ₂ +O ₂
Yellow	전력망 전기	H ₂ O	전기분해	H ₂ +O ₂
Green	재생에너지 전기	H ₂ O	전기분해	H ₂ +O ₂

원자력 수소

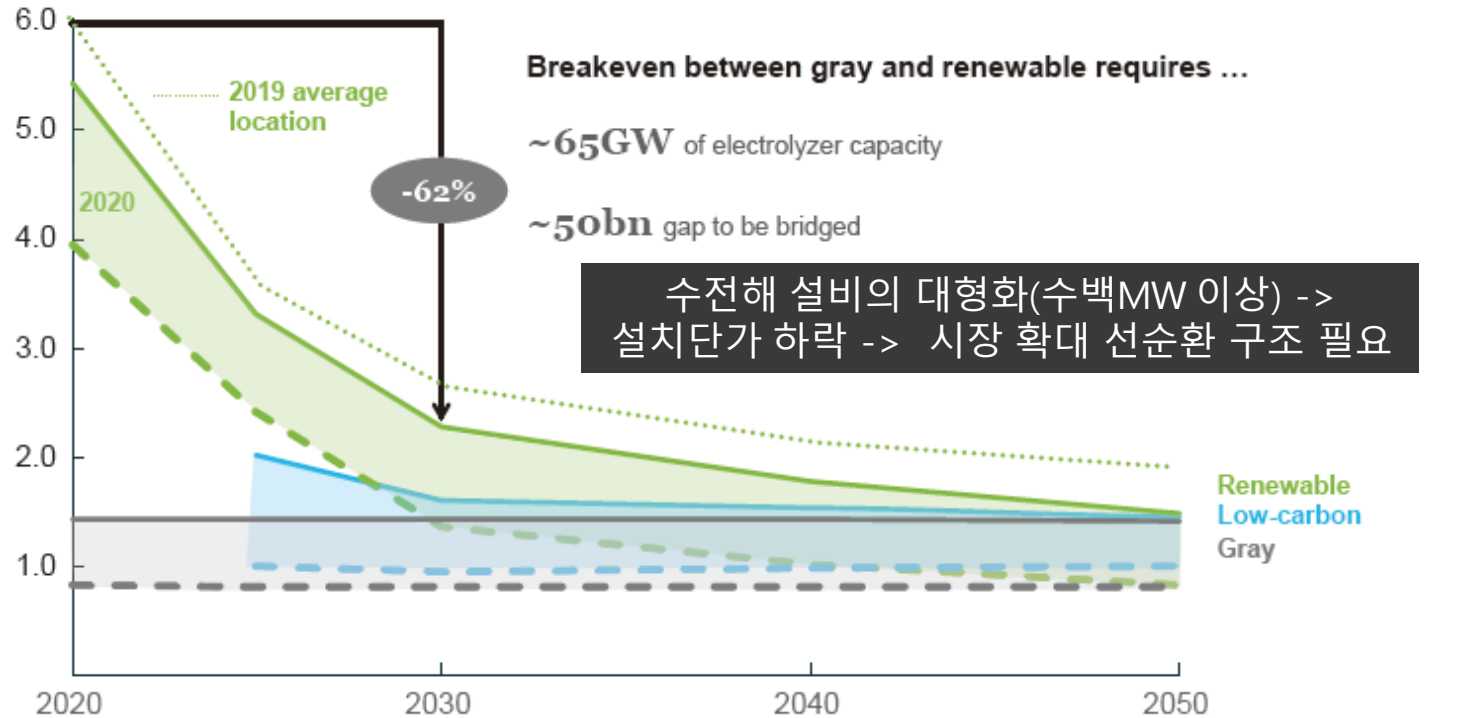
- 세계에서 현재 사용되는 수소는 대부분 화석연료 기반 추출 기술로 연간 약 9억톤의 CO₂를 배출
- 가격 경쟁력 확보가 조만간 예상되는 청정 수소 생산 기술 특히 수전해 기반 기술(핑크 및 그린 수소) 비중이 크게 증가할 전망



2. 지속가능 청정수소(LCOH 전망)



Production cost of hydrogen USD/kg



Renewable hydrogen

- Dedicated renewable/electrolyzer system
- Fully flexible production
- Scale up of renewable hydrogen production
- Additional costs to reach end supply price

Low-carbon hydrogen

- Development of CO₂ pipelines and at-scale sites
- Scale-up of low-carbon hydrogen production
- Scale-up of CCS outside of hydrogen production

Key assumptions

- Gas price 2.6–8.8 USD/Mmbtu
- LCOE USD/MWh 25–73 (2020), 13–37 (2030) and 7–25 (2050)

기존 탄소배출 원료 대비 수소의 가격 경쟁 우위가 지속가능한 수소 시장 확대의 전제 조건

2. 지속가능 청정수소(손익분기 생산가)

기존 경쟁 기술	손익분기 청정 수소생산 단가(USD/kg-H ₂)	
	탄소세 미부과	탄소세(\$100/t CO ₂)
디젤 엔진 버스	\$4.40	\$5.40
디젤 엔진 기차	\$3.80	\$5.10
디젤 엔진 SUV	\$2.20	\$4.40
디젤 엔진 트럭	\$2.20	\$2.80
암모니아(천연가스 SMR)	\$1.40	\$2.20
석유정제(천연가스 SMR)	\$1.40	\$2.20
천연가스 발전	\$0.80	\$1.40
석탄 환원 제철	\$0.60	\$4.60
디젤 엔진	\$0.60	\$2.30
등유 엔진 항공기	\$0.60	\$1.00
천연가스 난방	\$0.50	\$1.20
디젤 엔진 선박	\$0.30	\$1.00

미국의 청정수소 정의 및 생산단가 목표

- 정의: 수소 1kg당 생산현장 기준 CO₂ 배출 2kg 미만으로 생산된 수소(*)
 - 기술중립적 정책 (CCS 설치 화석연료 추출 수소 포함)
 - 청정수소 생산 단가 목표
 - 2026년까지 \$2/kg(*)
 - 2030년까지 \$1/kg(**)
- 👉 우리나라: '30년 3,500원, '40년 2,500원

출처: Hydrogen Council, Hydrogen Insights (2021. 2)

*) Section 40315, Bipartisan Infrastructure Law (2021. 12)

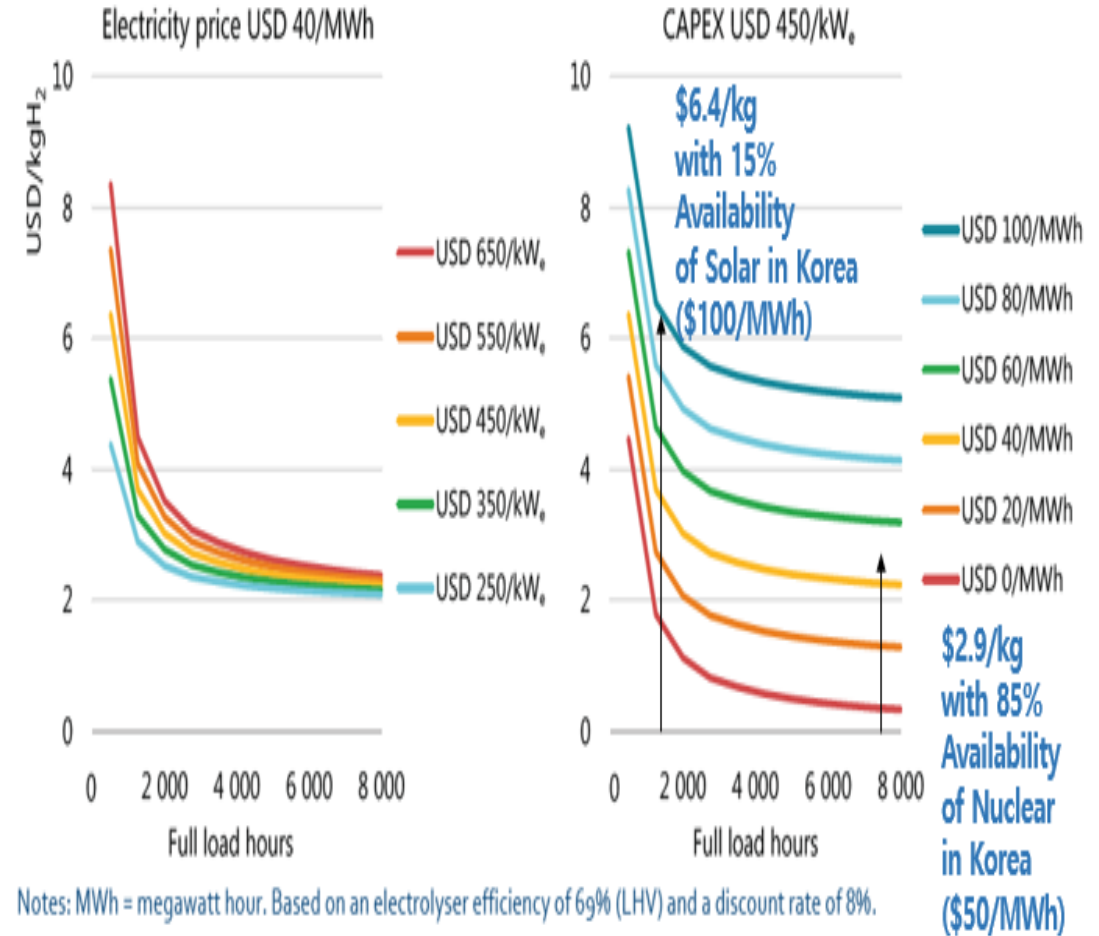
***) US DOE, Energy Earth Shot Initiative (2021. 6)

2. 지속가능 청정수소(수전해 생산단가 구성)

수전해 수소생산 단가 주요 구성요소

- 수전 비용(¢/kWh)
 - 설비 이용률(%)
 - 시설비(\$/kW)
 - 전해효율(kWh/kg-H₂)
 - 스택 수명(년)
- 재생에너지
 VS
 원자력
- 저온수전해
 VS
 고온수전해

CAPEX, 수전가격, 이용률에 따른 수전해 수소 생산단가 거동



IEA, The Future of Hydrogen, June 2019

2. 지속가능 청정수소(재생에너지 자원 분포와 그린 수소 단가)

Hydrogen costs from hybrid solar PV and onshore wind systems in the long term

그린수소 생산단가는 가용자원에 따른 국가·지역 편차가 큼

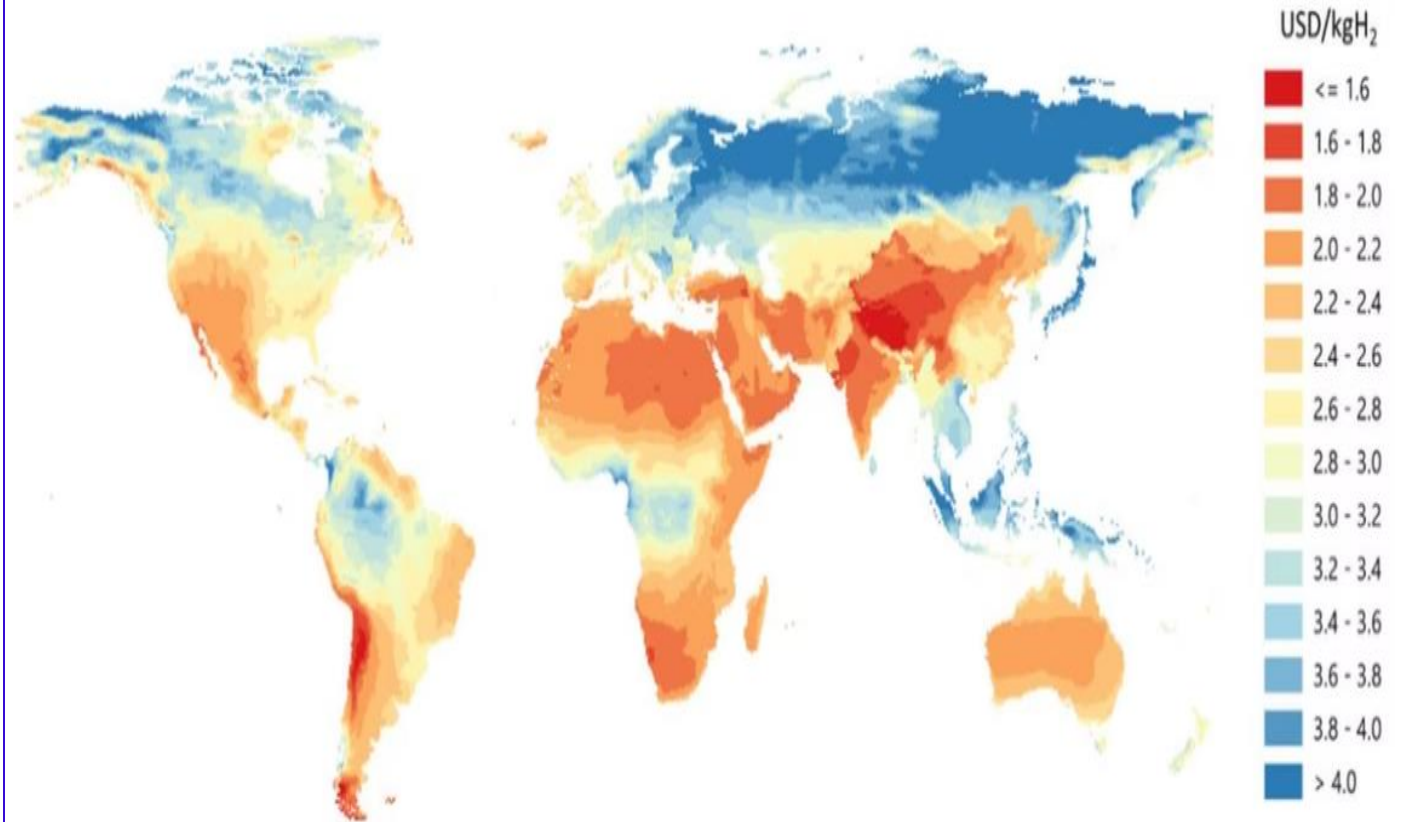
- 재생에너지 자원이 좋은 사우디아라비아, 칠레, 북아프리카 등은 수년내 블루수소와 가격경쟁이 될 것으로 전망
- 그린 수소 원가 비중이 가장 큰 수전가격이 재생자원부국에서 크게 하락하고 있음

(예시) 아부다비 태양광 전력 계약 단가

➢ Noor 1.2GW('19년 가동) 2.4¢/kWh

➢ Al Dhafra 2GW ('22년 가동) 1.35¢/kWh

- 수소의 국가·지역간 유통에는 수소의 물리적 속성상 적지 않은 저장·운송 비용이 소요



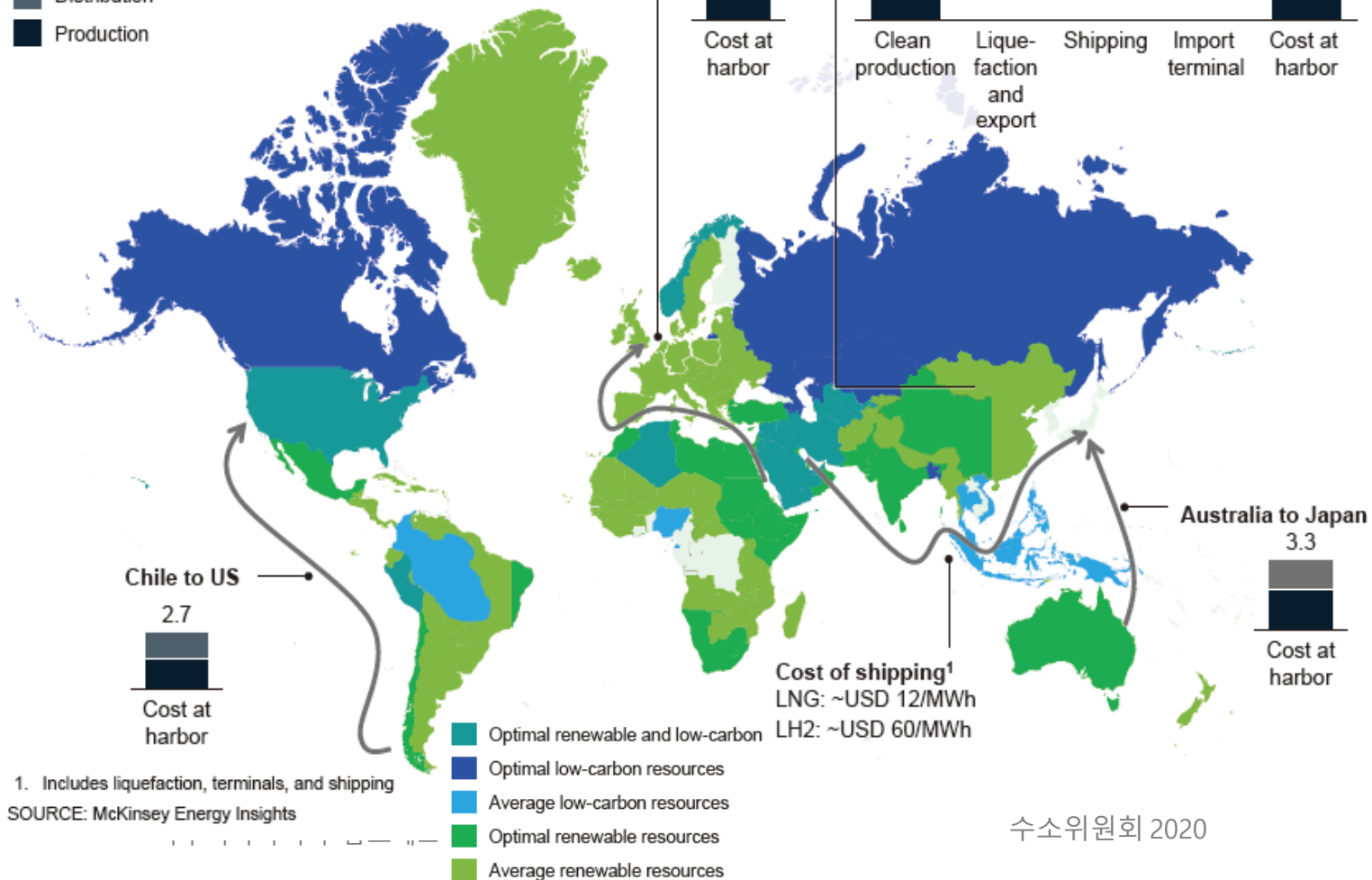
2. 지속가능 청정수소(수입 수소)

Cost of shipping liquid hydrogen across regions, 2030

USD/kg

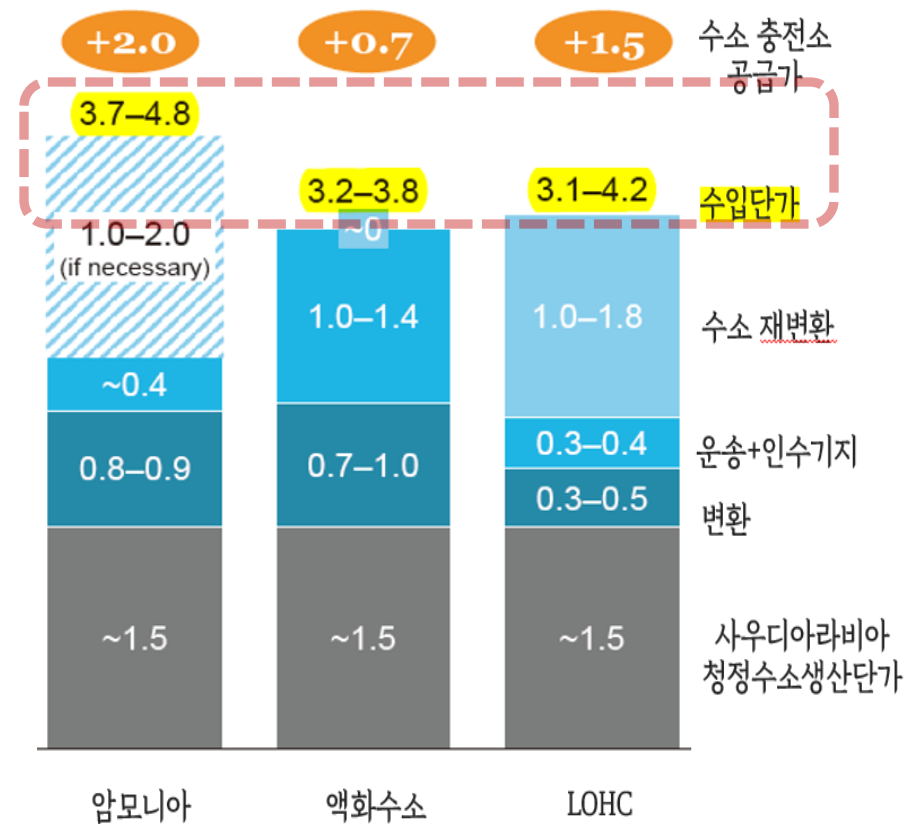
Source and expected cost level of low-carbon hydrogen in different regions

- Distribution
- Production

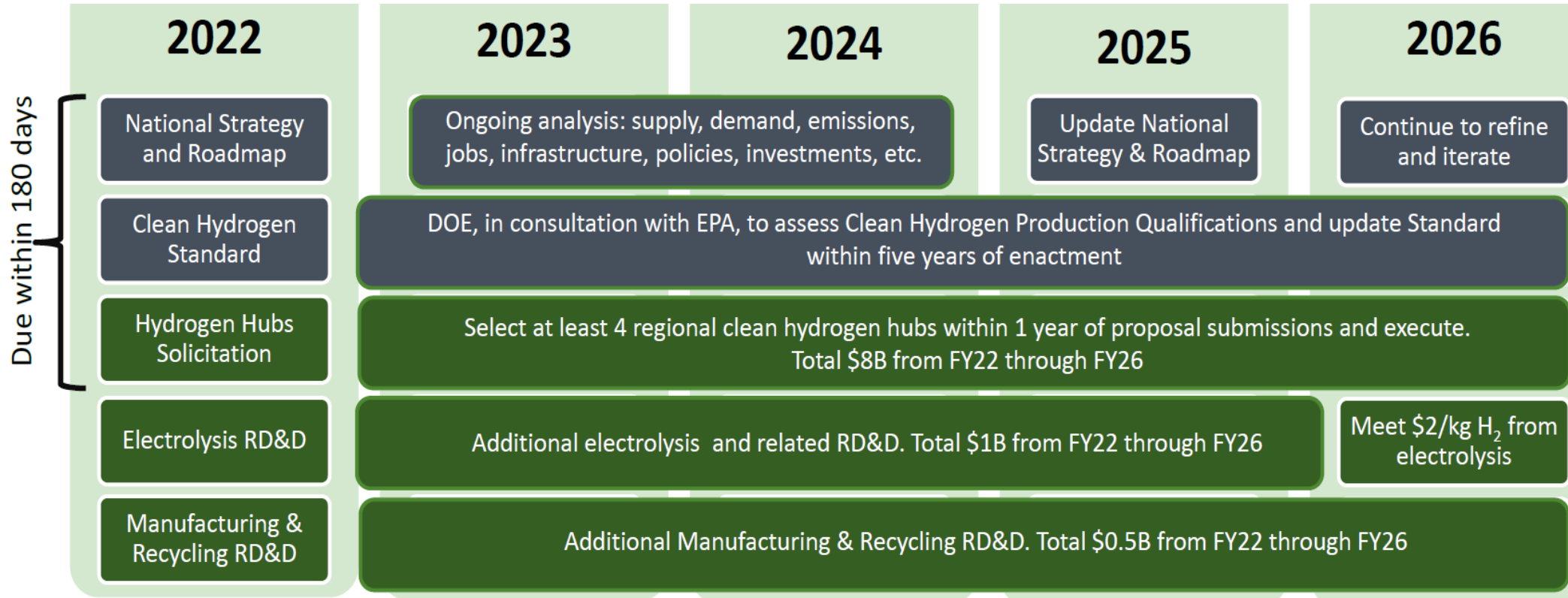


2030년 수입수소 예상단가

(수소위원회 2021)



2. 지속가능 청정수소(미 인프라법 및 Hydrogen Shot Initiative)



원자력 수소 허브 1곳 조성

LTE, HTE, 양방향 전해조, 신축매, 모듈화, 시스템통합

Hydrogen Energy Earthshot

“Hydrogen Shot”

“1 1 1”

\$1 for 1 kg clean hydrogen in 1 decade

- '21. 6 에너지부 “Hydrogen Shot” 설정
- '21. 12 인프라 법 제정
- '22. 1 OCED(Office of Clean Energy Demonstrations) 신설 (215억 달러 예산 집행 : 수소허브, 전력망, CCS, 선진원자로, 배출저감 등)

3. 원자력 이용 수소 생산(주요기술)

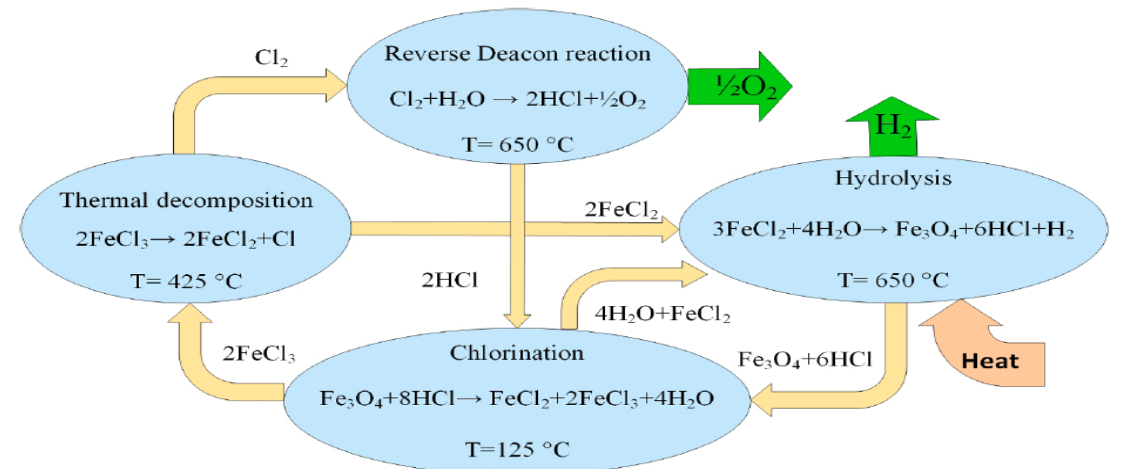
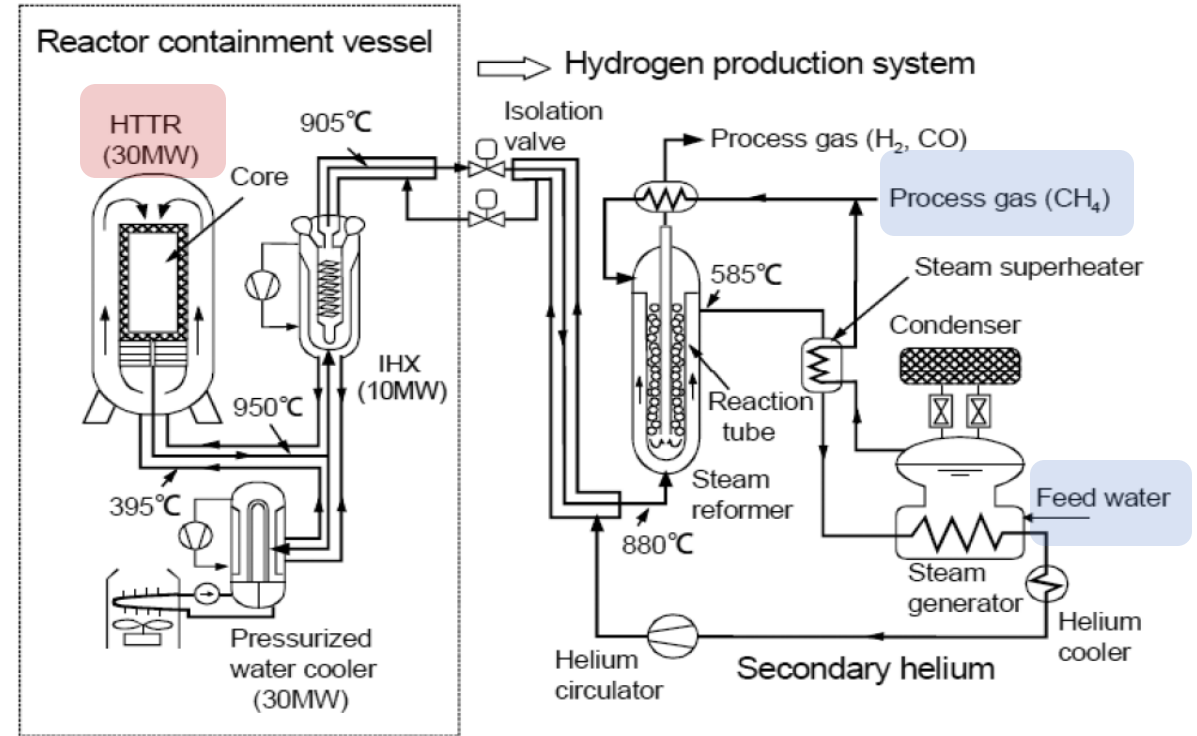
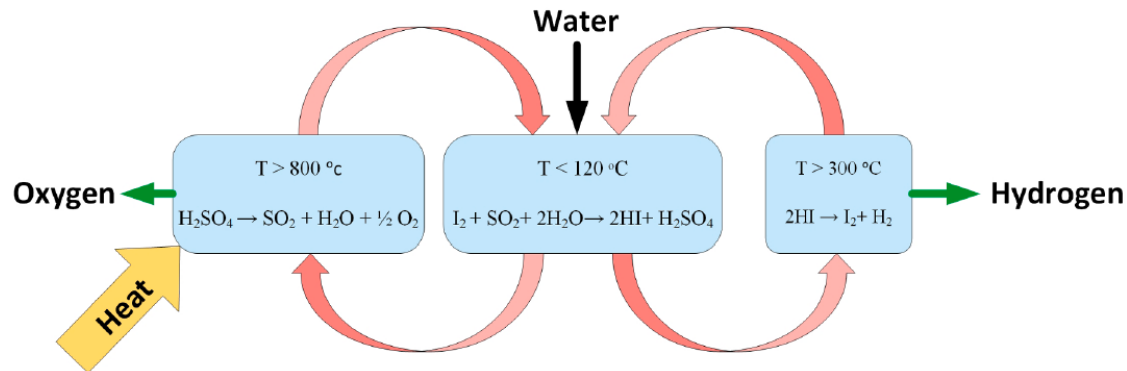
화석연료 추출 (초고온가스로)

- 석탄가스화(800~950°C)
- 메탄 증기개질(800~900°C)
- 메탄 열분해(600~900°C): 기술 미성숙

☞ 초고온가스로의 기술·경제성 실증 이슈

물 분해

- 저온·고온 수전해 (경수로 및 SMR)
 - ☞ 다른 청정수소 기술 대비 가격 경쟁력?
- 열화학 분해 (초고온가스로): 기술 미성숙
 - 3 step cycle(S-I cycle, 900°C)
 - 4 step cycle(Fe-Cr, Mg-Cl, Cu-Cl cycle, 650°C)



3. 원자력 이용 수소 생산(고온가스로 이용 타당성)

가스로형 SMR의 특징점

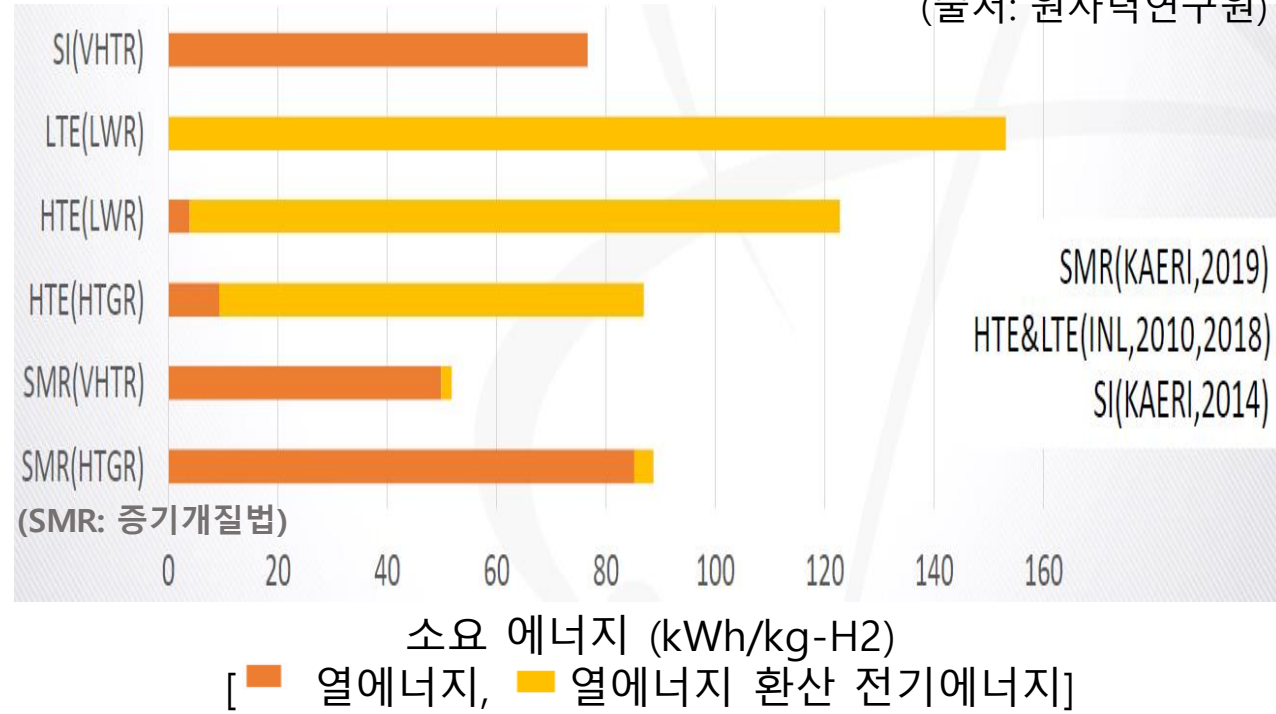
- 탁월한 안전성
 - 노심용융 중대사고 배제
 - **부지경계 > EPZ, 수요지 인근 건설**
- **750°C 이상의 높은 출구 온도**
 - 고온의 청정 산업열 제공으로 고효율 수소 생산, 탄소 감축공관산업 탈탄소화

HTGR vs. VHTR

- HTGR (원자로 출구온도 ~750°C)
 - 중국(HTR-PM) 운영, 미국(Xe-100), 캐나다(MMR) 건설 추진
- VHTR (원자로 출구온도 ~ 950°C)

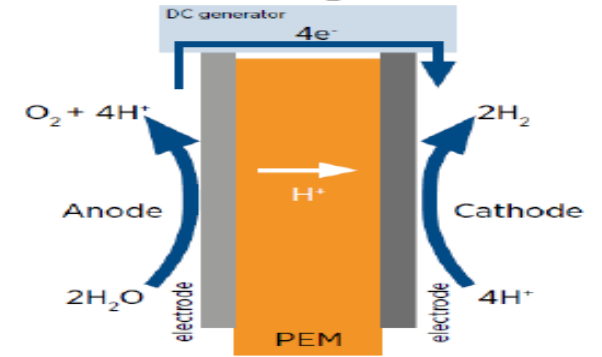
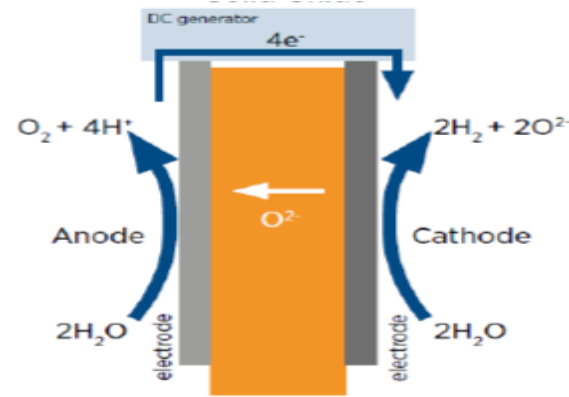
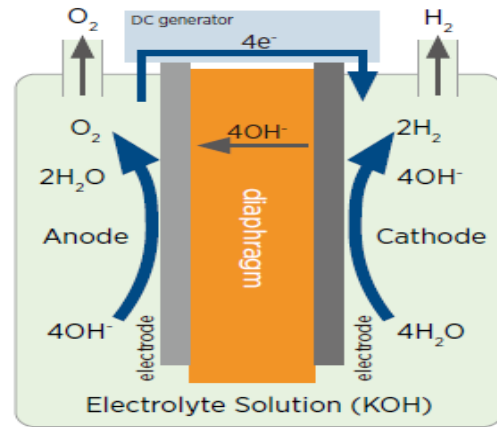
기술별 수소 1kg 생산에 소요되는 에너지

(출처: 원자력연구원)



- SI 열화학 분해가 가장 효율적이거나 VHTR 및 SI 공정은 초고온 소재 등 기술적 난제 선결 필요
- HTGR 고온 전해가 LWR 전해 보다 효율적이거나 기술(인허가)·경제성 실증 필요

3. 원자력 이용 수소 생산(주요 수전해 기술 특성)

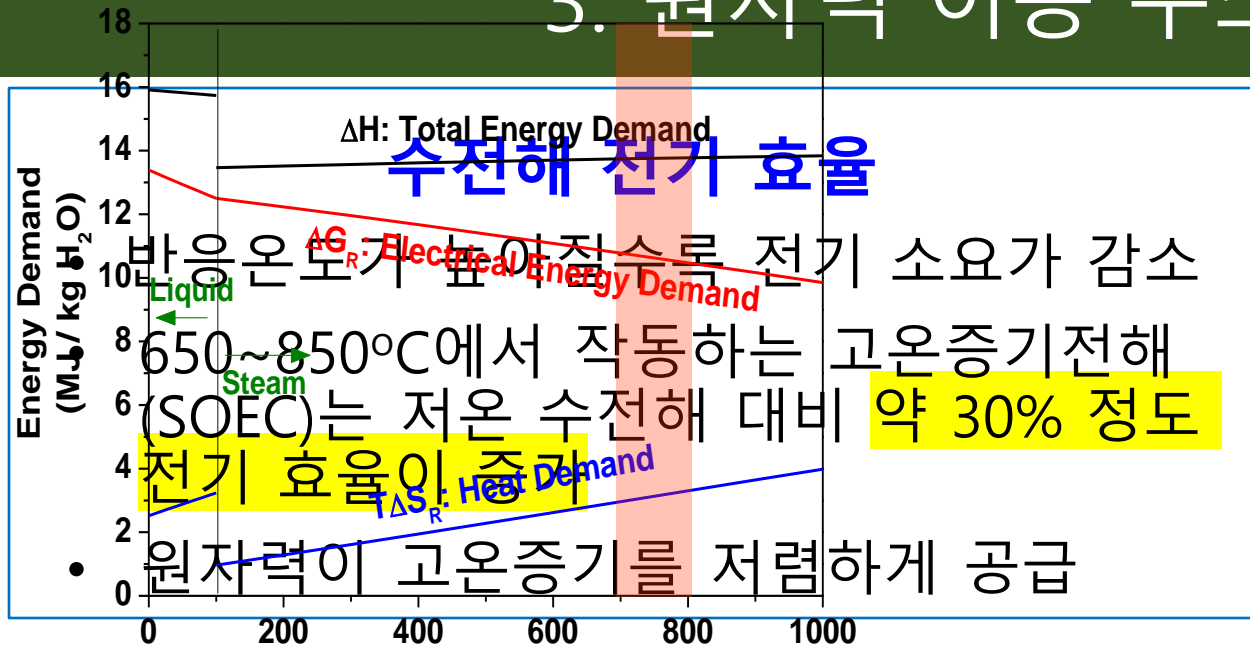


기술	Alkaline	PEM	SOEC
상업화 시기	~1920년대	~2000년대	진입단계
운전 온도	40~90°C	20~90°C	650~900°C
스택 효율(*)	62~82%	67~82%	~100%
스택 수명(**)	6만시간	5만시간	2만시간
시스템 시설비(\$/kW)(**)	500~1000	700~1400	2000
장·단점	<ul style="list-style-type: none"> • 낮은 CAPEX • 낮은 전류밀도 	<ul style="list-style-type: none"> • 빠른 응답(response) • 희귀금속 사용 	<ul style="list-style-type: none"> • 높은 효율 • 기술 미성숙

*) "Hydrogen energy systems: A critical review of technologies", 2021. 8

***) IRENA, "Green Hydrogen Cost Reduction", 2020. 12

3. 원자력 이용 수소 생산(수전해 전기효율)



온도에 따른 수전해 소요 에너지

TABLE 1. SUBSYSTEM CAPITAL AND OPERATING COSTS AND REFERENCES

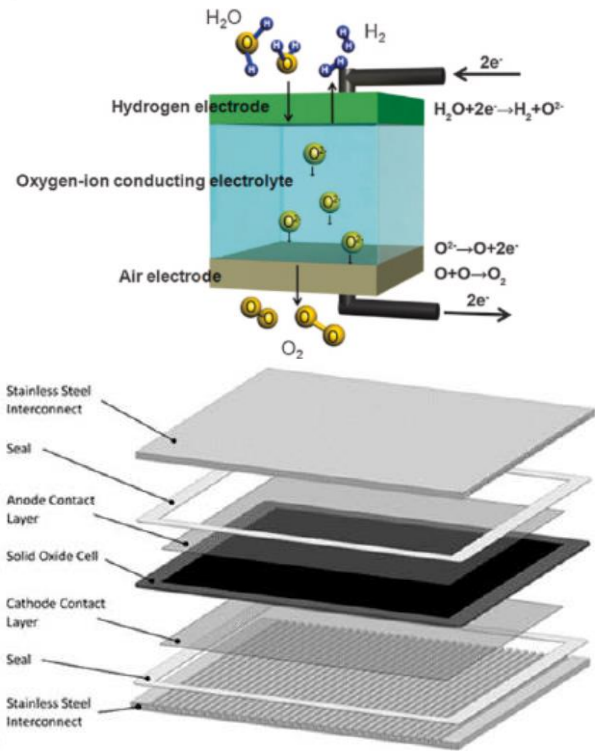
Subsystem	Overnight Capital Cost	Fixed O&M Cost	Electricity Requirement	Thermal Energy Requirement
Nuclear Reactor [11]	\$3,716/kWe	\$95/kWe-yr	N/A	N/A
High Temperature Electrolysis (HTE) [9]	\$662/kWe	\$58.69/kWe-yr	35.1 kWh/kg H ₂	11.15 kWh/kg H ₂
Low Temperature Electrolysis (LTE) – Higher Capital Cost [9]	\$616/kWe	\$42.73/kWe-yr	50.2 kWh/kg H ₂	N/A
Low Temperature Electrolysis (LTE) – Lower Capital Cost [9]	\$154/kWe	\$42.73/kWe-yr	55.2 kWh/kg H ₂	N/A

kWe: kilowatt electric
O&M: operations and maintenance

(출처) NREL, "Opportunities and Challenges for Nuclear-Renewable Hybrid Energy System", (2018. 10)

3. 원자력 이용 수소 생산(SOEC 설비 구성)

Cell



SOEC 셀 구성 예(양극지지 셀)

셀 구성품	소재	두께
음(수소)극	LSC(*)	20μm
전해질	YSZ(**)	3μm
양(산소)극	Ni/YSZ	10μm
지지층	Ni/YSZ	400μm

Stack

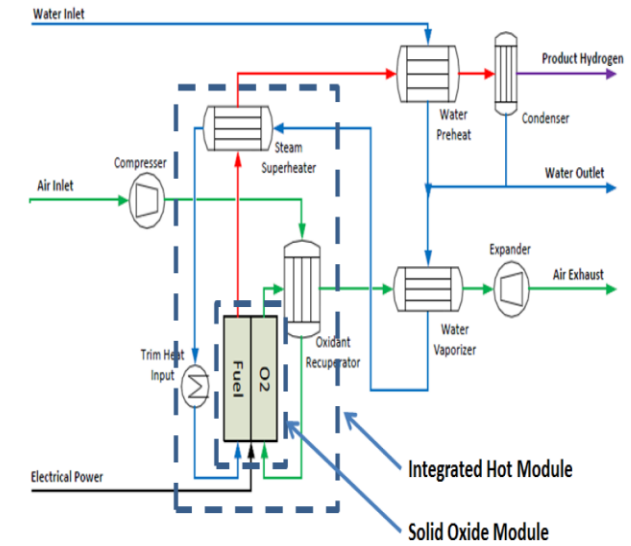


Module



출처) FuelCell Energy (SOEC)

System



BOP

- 전력 및 순수 공급
- 열회수 및 수소 건조
- 수소 압축 및 저장

*) Lanthanum Strontium Cobalt oxide

*) Yttria Stabilized Zirconia

출처) Elcogen, Next Generation SOC and Stack Technology

3. 원자력 이용 수소 생산(SOEC 해외 기술동향)

해외: 고성능 고내구성 기술 고도화 및 실증

- 독일 Sunfire

- GrInHy 1.0 프로젝트 일환으로 150kW급 양방향 시스템 설치(2017) 및 실증
- GrInHy 2.0 프로젝트 일환으로 720kW급 시스템 설치(2020년) 실증 운전 중
- Neste 정제공장용 2.6MW급 시스템 공급 예정(MULTIPHLY 프로젝트)

- 미국 FuelCell Energy

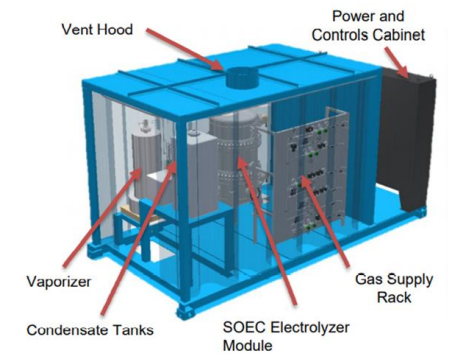
- DOE 지원으로 '22년까지 원전연계 고성능 저비용 250kW급 시스템 개발 중
- INL과 협업으로 '26년까지 100MW로 scale-up하여 실증 예정

- 미국 Bloom Energy

- '21년에 360kW급 캐비닛형 시스템 사양을 공개
- 120°C 외부증기 사용시 전기효율 39kWh/kg, 스택 수명 5년

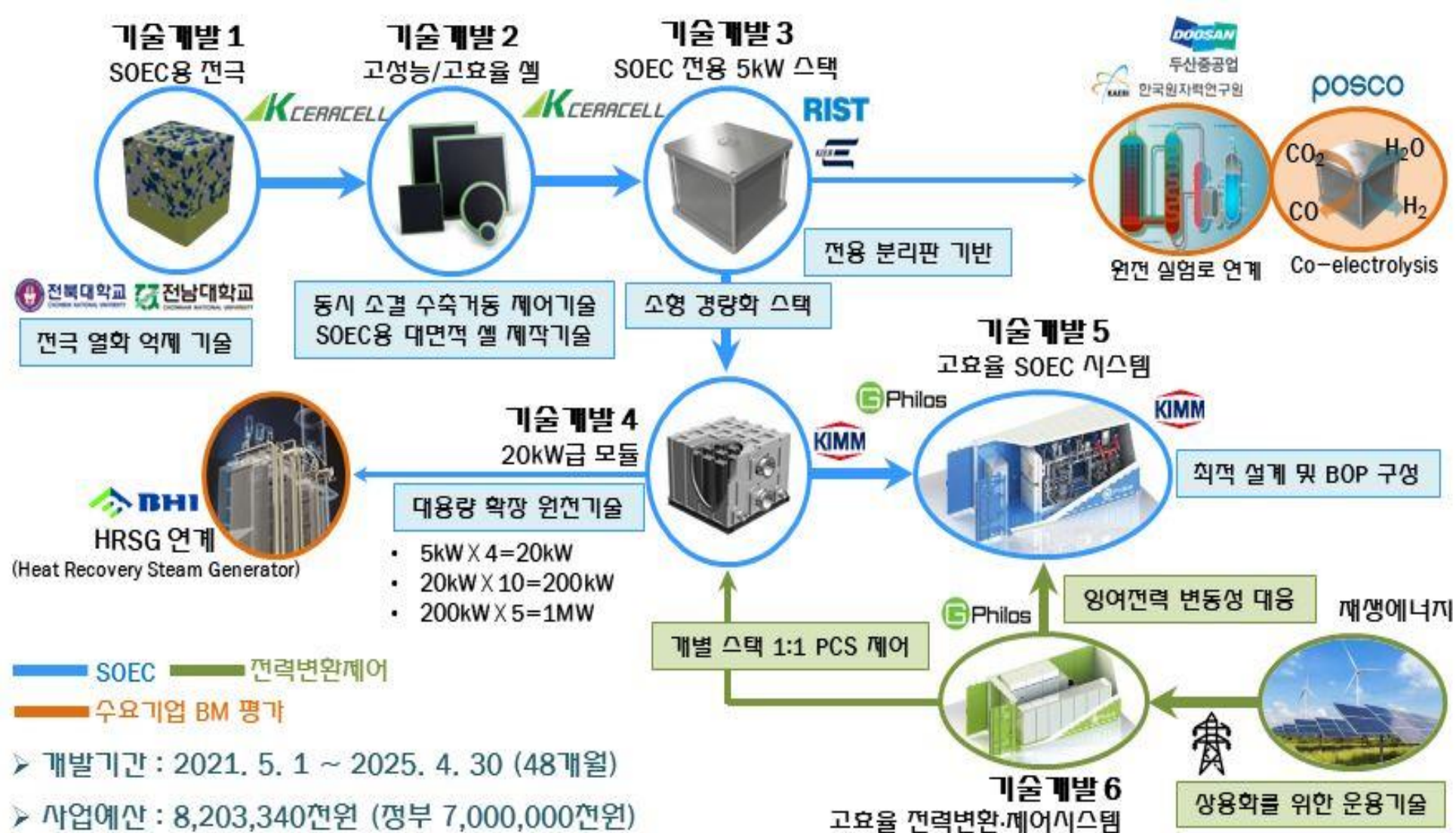
- 기타

- 에스토니아 Elcogen, 일본 도시바, 영국 Ceres, 미국 OxEon, 덴마크 Topso 등



3. 원자력 이용 수소 생산(SOEC 국내 기술동향)

국내: 개발 단계 "고효율 대면적 SOEC 셀 및 20kW급 스택/시스템 개발" ('21~'24)



4. 가동원전 이용 원자력 수소(국제동향)

EU

- 영국: '10대 녹색산업혁명 과제' 일환으로 원자력 수소 추진(EdF)
- 프랑스: '국가수소전략' 일환으로 추진
- 스웨덴: 세계 최초 원자력 수소 판매

미국

- 원전 수지 개선의 일환으로 2000년대 초부터 연구
 - 수소 매개 하이브리드 시스템
 - 고온수전해(SOEC) 기반 원자력 수소 실증
- DOE 지원 원자력 수소 실증 사업
 - '19. 9 전력 3사 수전해 실증(1,148만불)
 - '20. 10 원자력 고온증기전해 실증
 - Xcel Energy(Prairie Island): 1,380만 불
 - Fuel Cell Energy: SOEC 실증(1,250만 불)
 - '21. 10 원자력(APS 원전)수소 생산(2천만불)

Nuclear Power Could Produce a Third of U.K.'s Hydrogen by 2050

Ronan Martin

OKG signs hydrogen supply contract

20 January 2022



Swedish power company OKG AB has signed its first contract to supply hydrogen produced at its Oskarshamn nuclear power plant. According to the agreement with Linde Gas AB, the first delivery of hydrogen produced with fossil-free nuclear power will be completed early this year.

The image shows two overlapping report covers. The left cover is titled "Evaluation of Hydrogen Production Feasibility for a Light Water Reactor in the Midwest" and lists authors: Konor Frick, Paul Talbot, Daniel Wendt, Richard Boardman, Cristian Rabiti, Shannon Bragg-Slitton (INL); Daniel Levie, Bethany Frew, Mark Ruth (NREL); and Amgad Elgowainy, Troy Hawkins (ANL). It is dated September 2019. The right cover is titled "Feasibility Study of Hydrogen Production at Existing Nuclear Power Plants" and is a Project Final Report for Electric Transportation Applications, dated July 2009. Both reports are from the Idaho National Laboratory (INL), a U.S. Department of Energy National Laboratory operated by Battelle Energy Alliance.

4. 가동원전 이용 원자력 수소(미국 INL 연구)

원자력 고온증기전해 연구(INL 2019)

- WH 4-loop 원전을 대상
- S/G 생산증기의 약 3%를 추가 SOEC 열원으로 이용 (원자력 증기와 SOEC 증기 배관을 분리)
- ~280°C 증기를 ~750°C 까지 전기가열
- 증기전해 시스템 효율: 38kWh/kg-H₂

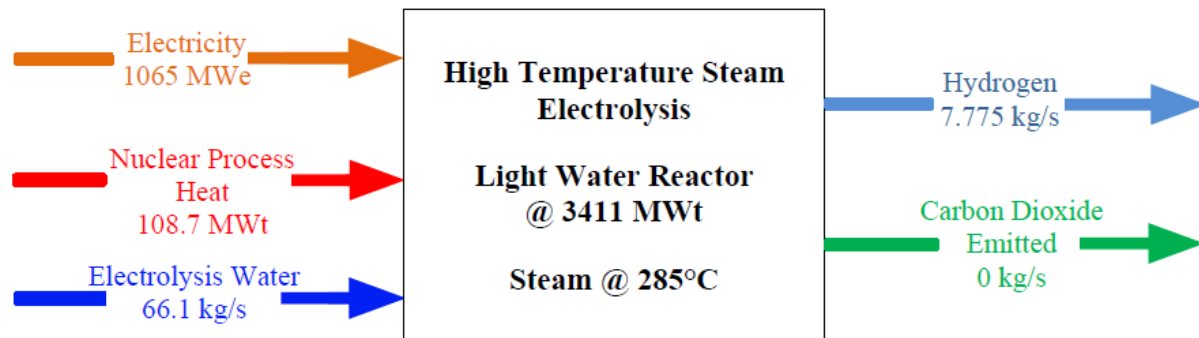


Figure 12. General energy and product flows for the LWR/HTSE integration case.

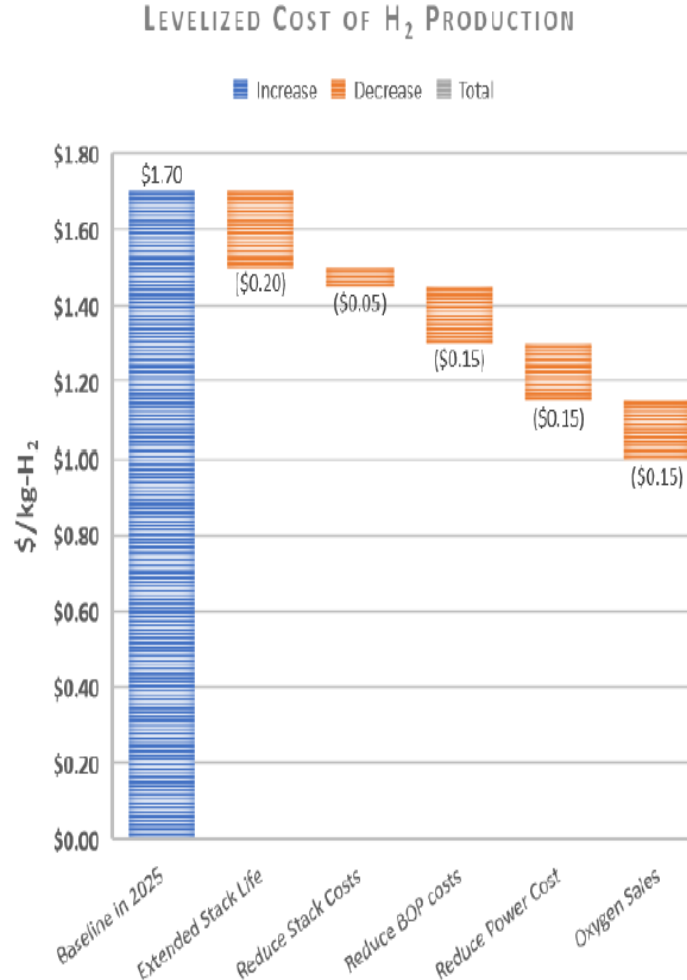
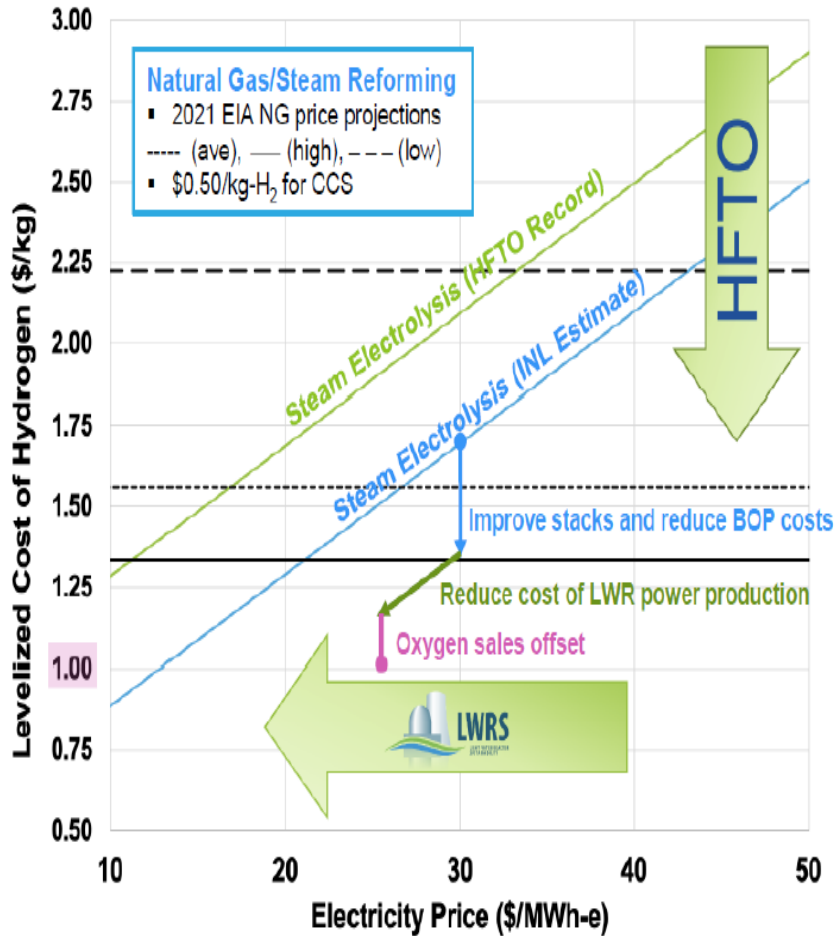
Table 3. Hydrogen production summary.

Description	Unit	Value
Input		
Reactor Thermal Power	MWt	3411
Outputs		
Hydrogen	kg/s (tpd)	7.775 (671)
Hydrogen Production Efficiency	%	32.9
Power Cycle Thermal Efficiency	%	32.7
Utility Summary		
Total Power Consumed	MWe	1065
Electrolyzer	MWe	956.3
Pumps	MWe	0.1
Compressors	MWe	82.5
Topping Heaters	MWe	26.22
Nuclear Process Heat		
Total Nuclear Process Heat	MWt	108.7
Water Consumption		
Cooling Water for HTSE Process	kg/s	1958
Water Consumed by Electrolysis	kg/s	66.1
Carbon Dioxide (CO₂) Emissions		
Emitted	tpd CO ₂	0

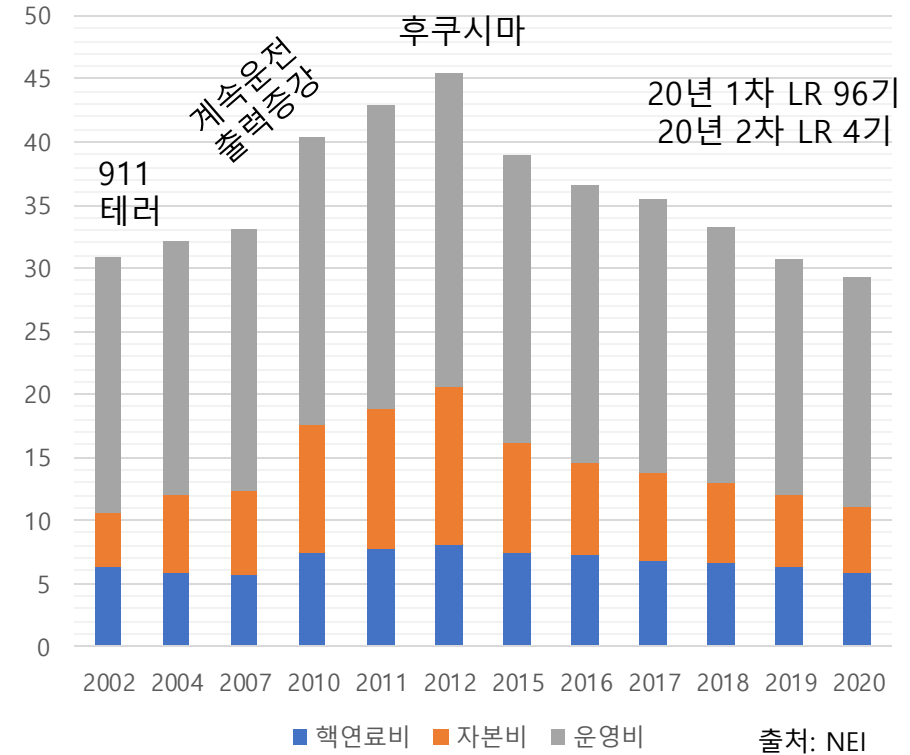
Note: The reported values are based on the plant's nominal design capacity—i.e., an OCF of 100%. The actual values depend on the OCF, which in this report is set to 92.4%.

4. 가동원전 이용 원자력 수소 (INL의 LCOH 전망)

Two paths to H₂ Earthshot Target (\$1/kg-H₂ within a decade)



미국 원전 발전비용(\$/MWh)



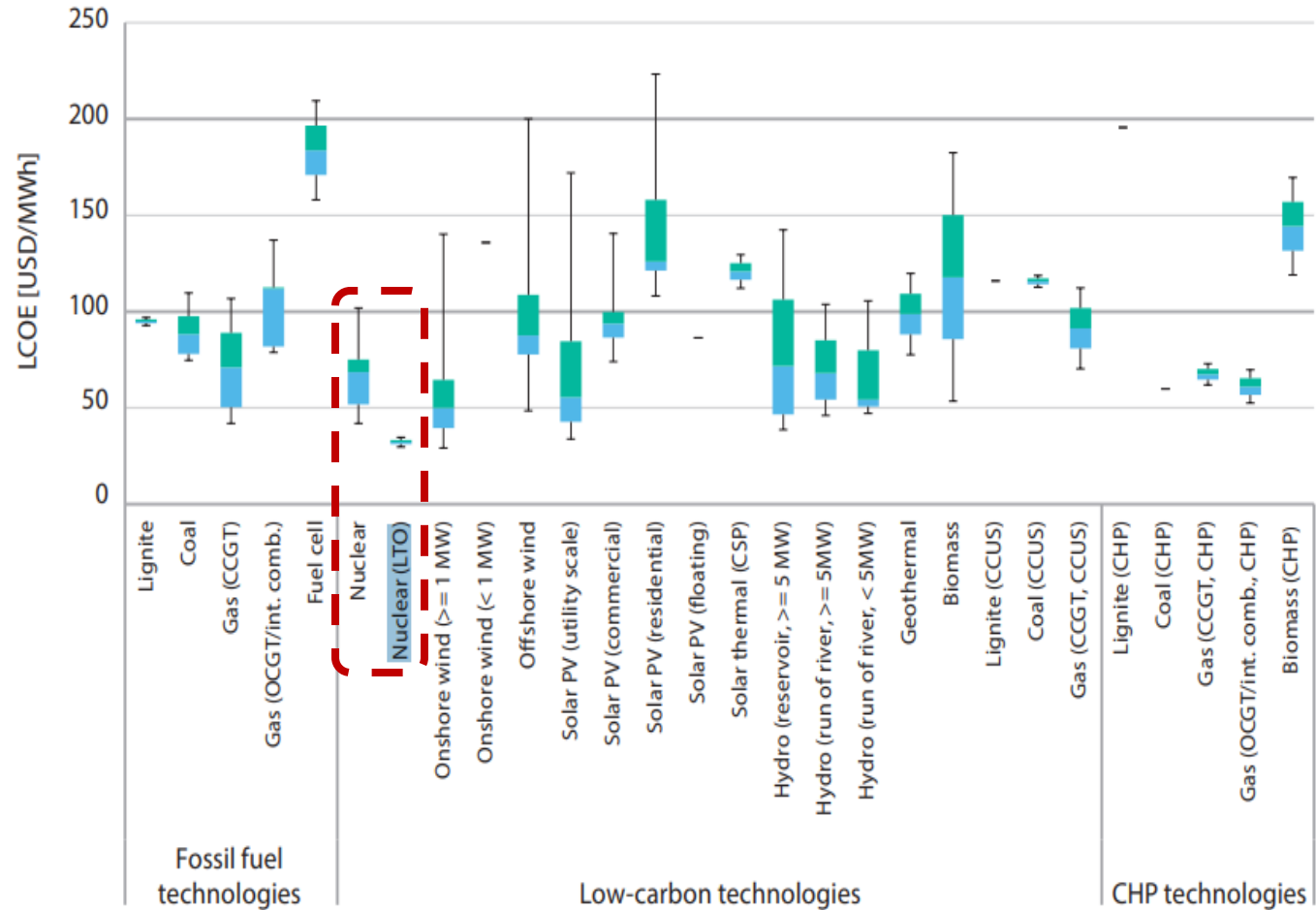
INL은 양산에 의한 수소설비 가격인하와 스택 수명 증가 등을 통하여 **고온증기전해 원자력 수소 생산 단가가 1달러/kg이 가능**할 것으로 분석

4. 가동원전 이용 원자력 수소(계속운전 LCOE)

계속 운전 원전의 LCOE가 가장 낮음 (IEA, 2020)

- ① 신규 원전은 러시아가 \$42/MWh로 가장 낮고 한국이 \$53/MWh로 그 다음
- ② 10년 계속 운전의 경우 평균 \$33/MWh, 20년은 \$31/MWh
- ③ 한국의 MWh 당 태양광, 육상 및 해상 풍력 발전 단가(이용률)는 각각 \$120(15%), \$113(23%), \$161(30%)로 세계 평균보다 열등

Figure 3.4: Overview of LCOE values



Note: Values at 7% discount rate. Box plots indicate maximum, median and minimum values. The boxes indicate the central 50% of values, i.e. the second and the third quartile.

4. 가동원전 이용 원자력 수소(우리나라 LCOH)

고온수전해 LCOH 및 민감도

version 3(2022.01.25)

CAPEX (억원/MW)	CAPEX 중 스택비중	OPEX (스택교체 비용별도)	시설 수명	할인률	수전가격 (원/kWh)	열화율 (%/1000h)	LCOH (원/kg-H2)	비고
14	67%	2%	40년	4.50%	60	0.4	3,635	기준가
10							3,305	
7							3,078	INL 가격
30							4,968	
	40%						3,462	
		3%					3,712	
			30년				3,770	
			20년				3,864	
				8%			4,336	
				3%			3,392	
					70		4,046	
					30		2,401	계속운전
7					30		1,844	
						1	4,001	
						0.2	3,527	

*) 스택 수명: 최초 5만시간, 1차 교체 8만시간, 2차 교체 10만 시간, 3차 교체 12만 시간

지속적인
성능(내구성 및 효율) 향상과
설비가격의 하락으로

2030년 정부 공급목표가
4,000원/kg 충족예상

계속운전 원전 이용시

2040년 공급 목표가
3,000원/kg 충족 뿐만 아니라

수소직접환제철 등
Hard-to-abate 산업으로
활용 확대 전망

4. 가동원전 이용 원자력 수소(scalability)

우리나라 수전해 수소의 **실현성과 경쟁력 ???**

주요 수소 관련 정책

- 수소경제 활성화 로드맵 (2019.1)
- 수소기술개발 로드맵 (2019. 10)
- 수소경제육성 및 수소안전관리법 (2020. 2)
- 한국형그린뉴딜 (2020. 7)
- 2050 탄소중립 선언 (2020. 10)
- 탄소중립 기본법 (2021. 9)
- 2030 NDC 상향안⁽¹⁾ (2021. 10)
- 2050 탄소중립 시나리오안⁽²⁾ (201. 10)

		2030년	2040년	2050년
수전해수소소요(톤)		25만톤 ⁽¹⁾	85만톤	550만톤 ⁽²⁾
태양광	발전소요 ^(*) (GW)	9.3	31.7	205.1
	설치비용 ^(**) (조원)	10	34	220
원자력	발전소요 ^(***) (GW)	1.3	4.3	28.1
	가용 계속운전원전 (GW)	6.6	12.3	17.3

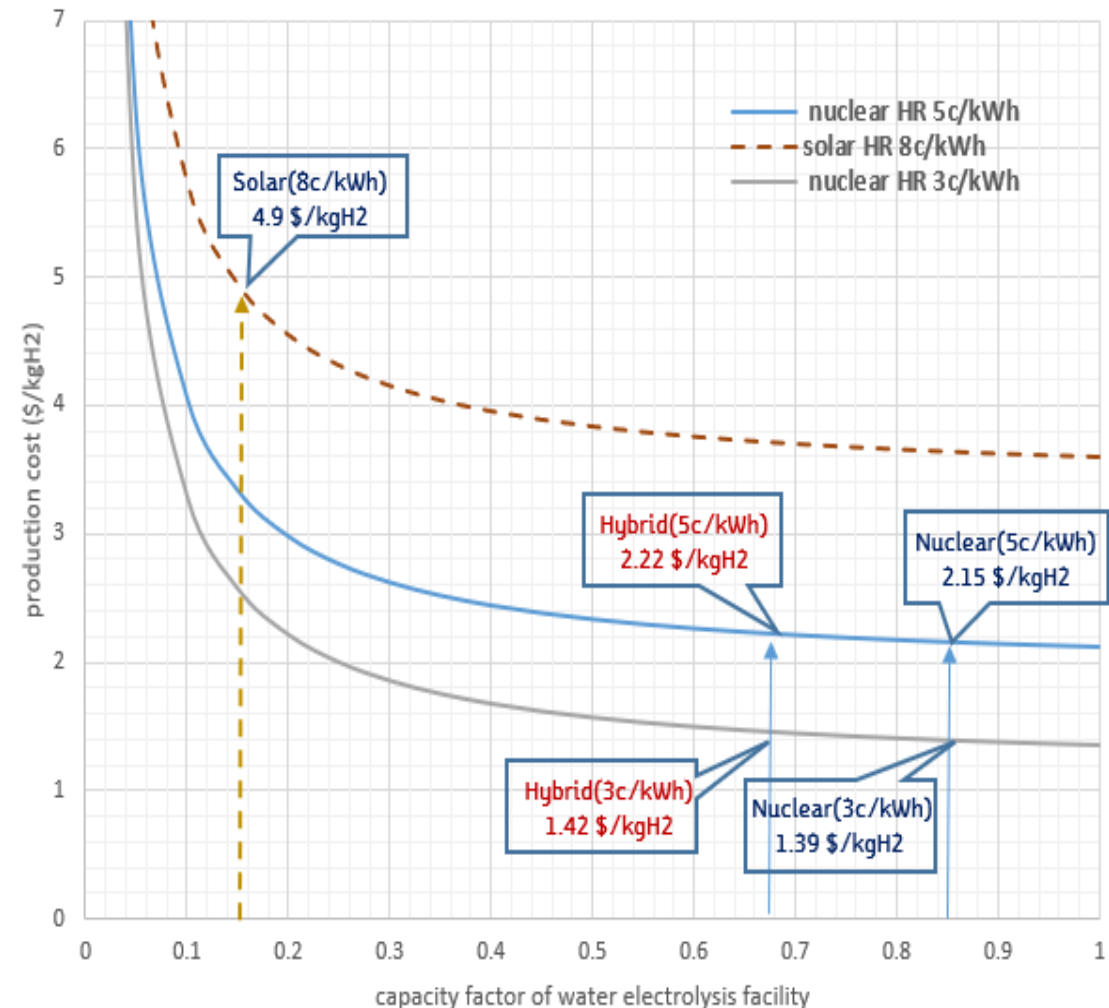
*) 태양광 이용률 15%, 수전해효율 49kWh/kg-H2
 **) 태양광 설치비 107.4만원/kW (에경원 2020. 12)
 ***) 원자력 이용률 85%, 수전해효율 38kWh/kg-H2

4. 가동원전 이용 원자력 수소(원자력과 재생에너지의 상생)

S-NEHS (솔라-원자력하이브리드)

- 태양광 잉여전력 발생시 원자력 수전해 시설에서 이를 수전 (+Demand Response)
- 원자력 수전해시설은 평상시 정격용량 보다 낮게 운전
 - 예로, 정격용량의 75%로 운전하면서 하루 4시간 잉여전력을 추가(25%) 수전시 연간 이용률이 85%에서 67%로 저하하나,
 - 수소생산 단가 증가는 미미함
- 수소매개 솔라-원자력 하이브리드 시스템 경제성 확보
 - 원전은 100% 출력 유지로 경제성을 유지
 - 1GW 원전으로 태양광 연계 수소생산시 연간 310GWh 출력제약 회피

Production Cost of Clean H₂ by Capacity Factor
(CAPEX 495\$/kW, 38kWh/kgH with nuclear, 42kWh/kgH w/o nuclear)



4. 가동원전 이용 원자력 수소(원자력 수소 안전성)

원자력 안전성 및 인허가 이슈

- 운영허가 변경
 - ✓ 전력계통 및 증기공급계통 설계 변경
 - ✓ FSAR 기재사항 변경, 관련계통 안전성 및 이격거리 평가
- 전력계통 안정성
 - ✓ 전력망 안정성 및 기존의 부하상실 사고해석 유효성 평가
- 환경영향평가 유효성 평가
- 방사선비상계획 개정

- 수소설비 및 취급 : 고압가스안전법 및 수소관계법

Double Hazards ??

기술적 문제는 없으나
선제적

소통과 홍보 필요

5. 요약 및 과제

요약

- 원자력을 이용한 다양한 수소 생산 기술이 존재함
 - 초고온가스로 활용 열화학 물분해와 메탄 증기개질/열분해는 기술경제적 난관 극복 필요
 - 가동원전을 이용한 수전해 수소 생산 기술이 높은 기술·경제적 타당성으로 미국을 중심으로 각광을 받고 있음
- 우리나라도 가동원전을 이용할 경우 2030년 및 2040년 소요 수전해 수소를 목표가 이내로 공급 가능할 것으로 전망

과제

- 고온증기 전해 성능(내구성, 효율)혁신, 설비가격 인하 및 대규모 실증
- 스위치야드 전단 소내 전력 사용 및 한수원 사업 참여를 위한 법·제도 정비
- 이해관계자(주민, 시민단체 등)와의 선제적 소통
- 지자체, 한수원, 수소 수요기업(자동차, 제철 등)과의 협력체제 구축

원자력-수소생산
국내외 정책동향 및
기술동향 조사
세미나

원자력-수소생산의 향후 과제

- 법·제도적 관점

2022. 2

노동석

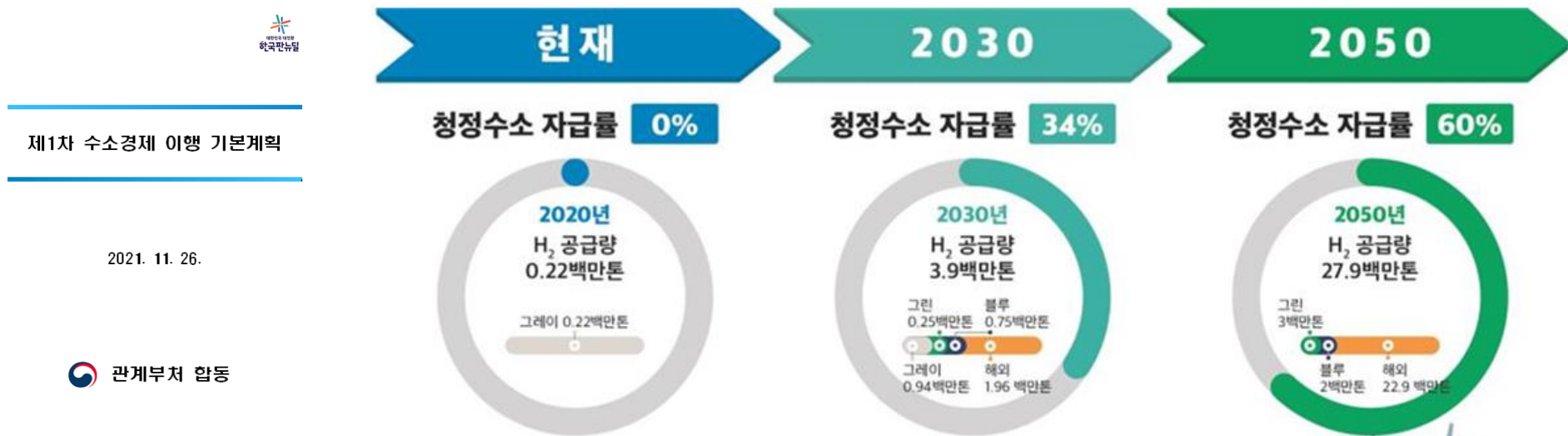


서울대학교 원자력정책센터
SNU Nuclear Energy Policy Center

원자력-수소가 아니면 생산비 목표 달성
불가능하다.

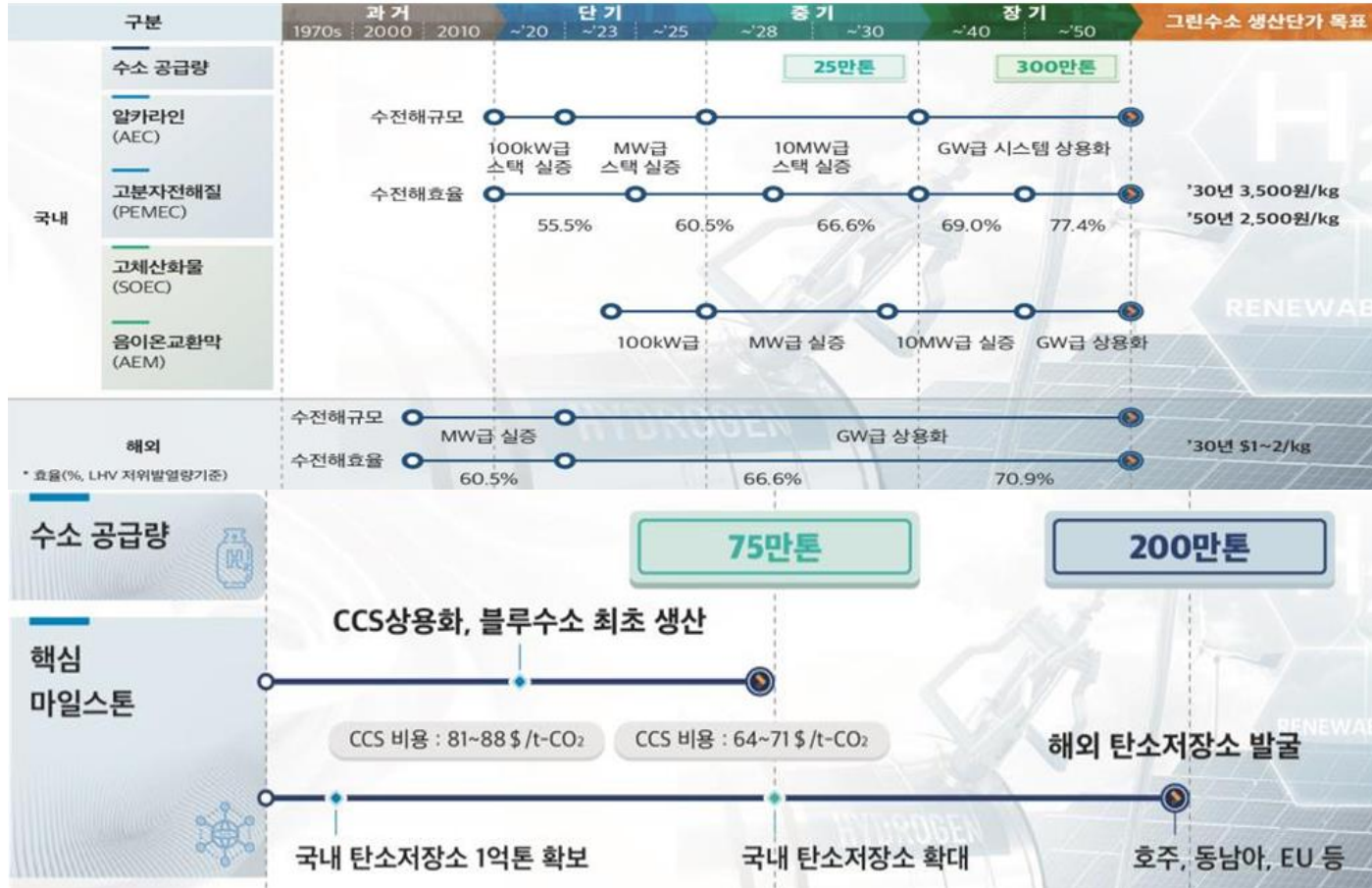
탄소중립 시나리오의 수소 수요

- 탄소중립위원회의 '2050 탄소중립시나리오'에서는 현재 최종에너지 소비의 20%를 점하는 전력소비비중을 40% 수준으로 높이고 나머지 60% 중 약 20%를 수로 공급하는 안을 제시
- 『제1차 수소경제이행 기본계획』 (관계부처합동, '21.11.26)은 수소 수요량을 ('20년) 0.22백만톤 → ('30년) 3.9백만톤 → ('50년) 27.9백만톤으로 전망
 - 청정수소자급율 목표 : ('20년) 0% → ('30년) 34% → ('50년) 60% 이상
- 그린수소 로드맵 생산비 : '30년 3,500원/kg, '50년 2,500원/kg



그린수소와 블루수소 병행 생산

- '50년 수소수요 27.9백만톤 중 그린수소 300만톤, 블루수소 200만톤 국내생산
- 중기('30년까지) 그린수소 25만톤, 블루수소 75만톤 국내생산



[표 4-13] 수소 부문 공급량 전망

(단위 : 백만톤 H₂)

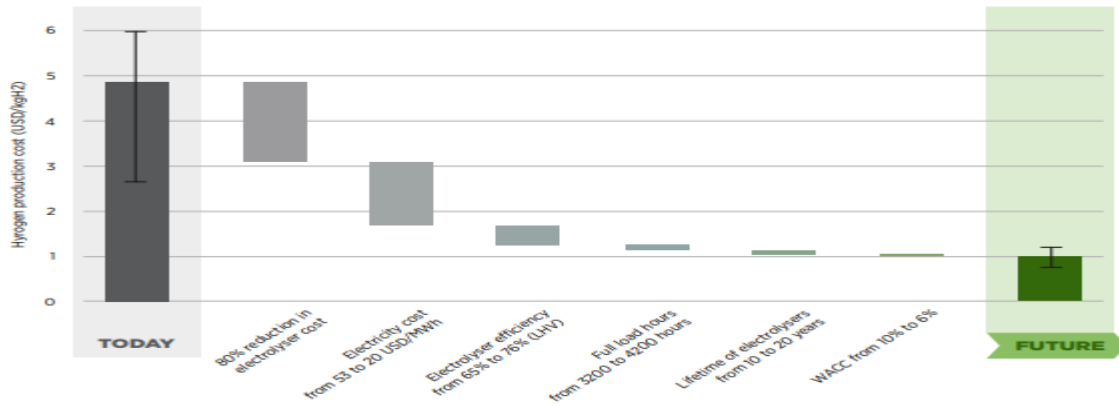
부문	2018년	2050년	
		A안	B안
합계	-	27.4	27.9
① 해외 수입 수소	-	21.9	22.9
② 수전해 수소	-	5.5	3.0
③ 추출 수소 + CCUS	-	0	1.0
④ 부생 수소	-	0	1.0

수전해 수소 300만톤 전력소요량

- 150TWh(저온) ~ 120TWh(고온)
- 2050 탄소중립시나리오 1안의 재생에너지 발전량 890TWh의 17% ~ 13%
- 과잉발전량 모의
 - 산식 : \sum 시간대별 발전량(추정)
 - (재생발전량 + 나머지 설비 최소출력)
 - 2050 과잉발전량 추정량 : 225TWh
 - 최대 274GW, 평균 26GW
 - 수소생산설비 용량 274GW 가정시 이용률은 9.4%

2050년 수전해 그린수소 생산비 1\$ 전망 - IRENA, 볼름버그 등

Figure ES1. A combination of cost reductions in electricity and electrolyzers, combined with increased efficiency and operating lifetime, can deliver 80% reduction in hydrogen cost.



Note: 'Today' captures best and average conditions. 'Average' signifies an investment of USD 770/kilowatt (kW), efficiency of 65% (lower heating value - LHV), an electricity price of USD 53/MWh, full load hours of 3200 (onshore wind), and a weighted average cost of capital (WACC) of 10% (relatively high risk). 'Best' signifies investment of USD 130/kW, efficiency of 76% (LHV), electricity price of USD 20/MWh, full load hours of 4200 (onshore wind), and a WACC of 6% (similar to renewable electricity today).

IRENA, Green Hydrogen Cost Reduction, 2020

	현재	미래
kW 당 투자비(\$/kW)	770	130
전기요금(\$/MWh)	53	20
WACC(%)	10	6

< 주요국 블루 및 그린수소 생산단가 전망 >



제1차 수소경제 이행 기본계획, 2021.11

전제별 수소 생산비용 (1) (저장, 수송비 제외)

○ 전제

- 수소생산설비 이용률(%) : 80, 50, 20
- 전기요금(원/kWh) : 60, 80, 113
- 수소생산설비 투자비(억) : 10, 20, 40

○ 전제의 의미

- 수소생산설비 이용률(%)
 - 80(수소생산 전용원전), 50(원전+재생 하이브리드), 20(재생 only)
- 전기요금(원/kWh)
 - 60(수소생산 전용원전), 80(원전운영자와 수소생산자 PPA, 망비용 20원/kWh 가정)
 - 113(그리드에서 산업용으로 수전시 전기요금)
- 수소생산설비 투자비(억) : 10, 20, 40
 - best case의 투자비 10억/MW는 IRENA의 미래 전망치 보다 낮음
 - 40(A업체의 부대시설 제외 수소설비 투자비)

전제별 수소 생산비용 (2) (저장, 수송비 제외)

○ 수소생산비(원/kg-H₂)

- best case : 3,000원 수준
(이용률 80%, 전력비용 60원,
투자비 MW당 10억원, 고온)

- worst case : 12,842원
(이용률 20%, 전력비용 113원,
투자비 MW당 40억원, 저온)

○ 만일 best case에서 전기를
20원/kWh에 공급할 수 있다
면(IRENA case) →
수소생산비는 1,376원/kg-H₂
으로 낮아져 IRENA 전망치와
비슷한 수준이 됨

수소생산설비 이용률(%)	전기요금 (원/kWh)	투자비 (억원/MW)	수소생산비(원/kg-H ₂)	
			저온	고온
80	60	9.8	3,721	2,976
		20	4,084	3,268
		40	4,798	3,838
	80	9.8	4,721	3,776
		20	5,084	4,068
		40	5,798	4,638
	113	9.8	6,371	5,096
		20	6,734	5,388
		40	7,448	7,448
50	60	9.8	4,153	3,322
		20	4,735	3,788
		40	5,877	4,701
	80	9.8	5,153	4,122
		20	5,735	4,588
		40	6,877	5,501
	113	9.8	6,803	5,442
		20	7,385	5,908
		40	8,527	6,821
20	60	9.8	5,882	4,706
		20	7,338	5,870
		40	10,192	8,153
	80	9.8	6,882	5,506
		20	8,338	6,670
		40	11,192	8,953
	113	9.8	8,532	6,826
		20	9,988	7,990
		40	12,842	10,273

전제별 수소 생산비용 (3) (저장, 수송비 제외)

○ 비용 요소별 수소생산 비용(원/kg-H₂)

- best case + 20원 : 수소설비 투자비 10억원/MW, 전기요금 20원/kWh
- best case : 수소설비 투자비 10억원/MW, 전기요금 60원/kWh
- worst case : 수소설비 투자비 40억원/MW, 전기요금 113원/kWh

	저온				고온			
	투자비	전기요금	운영비	계	투자비	전기요금	운영비	계
best case+20원	350	1,000	371	1,721	280	800	297	1,376
best case	350	3,000	371	3,721	280	2,400	297	2,976
worst case	5,708	5,650	1,484	12,842	4,566	4,520	1,187	10,273

원자력-수소 제도적 여건 쉽지 않다.

수소법(1)

- 수소법(수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률, 2021. 2. 5)
 - 세계최초, 기술개발·투자기금 범위·시범사업 대상사업 등 명시
 - 수소경제 활성화 로드맵('19.1월), 수소법('20.2월, 세계 최초), 수소경제위원회('20.7월), 수소경제이행기본계획('21.11월) 등 기반 마련
- 여·야의 입장 차이로 개정안 상임위 계류 중

수소법 개정안 관련 개요

- 제안 이원욱, 송갑석, 정태호, 이학영, 김종민 의원 대표발의 등 7건
- 주요내용 청정수소 및 청정수소발전 정의, 청정수소의무화제도 명시 등
- 경과 및 결과
 - 2021년 7월 29일 국회(임시회) 1차 산업통상자원특허소위 : 여당 반대로 통과 무산
 - 2021년 11월 23일 국회(정기회) 2차 상임위 : 여당 반대로 통과 무산
 - 2021년 12월 1일 국회(정기회) 3차 상임위 : 여당 반대로 통과 무산
 - 2022년 1월 5일 국회(임시회) 1차 상임위 : 야당 반대로 통과 무산

여당 : 블루수소 포함 반대

야당 : 원자력-수소 포함 요구

수소법(2)

○ 수소법

- 수소경제 이행 기본계획의 수립(제5조)
- 수소경제 이행 촉진을 위한 재원의 확충(제7조)
- 수소전문기업에 대한 지원(제9조)
- 수소특화단지의 지정, 해제(제22조, 제23조)

○ 수소법 시행령

- 수소전문기업에 대한 지원절차 등, 보조·융자의 절차 등(제18조, 제19조)
- 수소전문기업 등에 투자 등을 할 수 있는 기금의 범위(제25조)
 - 공공자금관리기금, 과학기술진흥기금, 군인연금기금, 기술보증기금, 산업기반신용보증기금, 무역보험기금, 신용보증기금, 주택도시기금, 중소벤처기업 창업 및 진흥기금, 예금보험기금, 중소기업공제사업기금 등
- 시범사업 대상 사업(제32조), 시범사업에 대한 지원(제34조)

⇒ 수소법에 원자력-수소 불포합시 R&D, 실증, 시설투자 자금 조달 곤란

전기사업법 (1)

○ 전기사업법

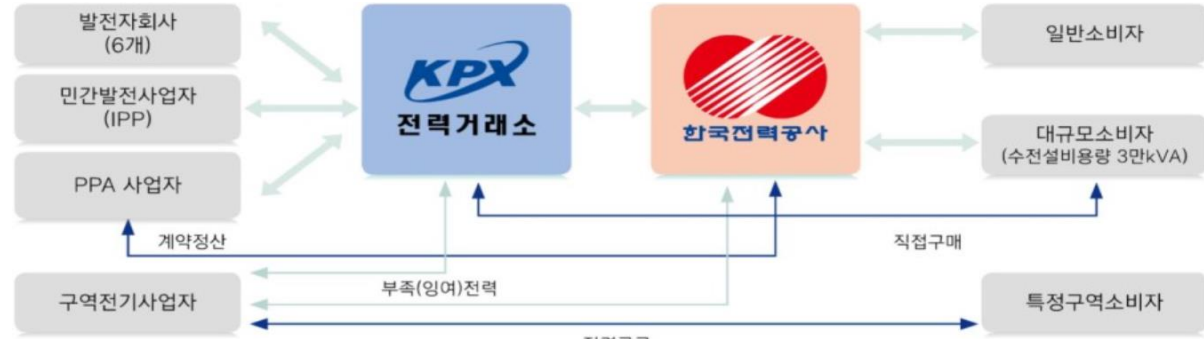
- 제2조 3. "발전사업"이란 전기를 생산하여 이를 전력시장을 통하여 전기판매사업자에게 공급하는 것을 주된 목적으로 하는 사업을 말한다.
- 전기사업의 허가(제7조), 사업허가의 취소 등(제12조)
- 제7조의 ③ 동일인에게는 두 종류 이상의 전기사업을 허가할 수 없다. 다만, 대통령령으로 정하는 경우에는 그러하지 아니하다.
- 제31조(전력거래) ① 발전사업자 및 전기판매사업자는 제43조에 따른 전력시장운영규칙으로 정하는 바에 따라 전력시장에서 전력거래를 하여야 한다.
- 제32조(전력의 직접 구매) 전기사용자는 전력시장에서 전력을 직접 구매할 수 없다. 다만, 대통령령으로 정하는 규모 이상의 전기사용자는 그러하지 아니하다.

○ 전기사업법 시행령

- 제3조(두 종류 이상의 전기사업의 허가) 법 제7조제3항 단서에 따라 동일인이 두 종류 이상의 전기사업을 할 수 있는 경우는 다음 각 호와 같다.
 1. 배전사업과 전기판매사업을 겸업하는 경우
 2. 도서지역에서 전기사업을 하는 경우
 3. 「집단에너지사업법」 제48조에 따라 ...

전기사업법 (2)

- 변동비 반영시장(CBP)
- 강제풀(mandatory pool)
- 겸업금지
- 시장가격 vs. 정산가격
 - 조정계수 적용
 - 직접구매 비활성화 이유
- 전기요금
 - 시행령 제7조 ①의 2.
 - 용도별요금제
 - 직접구매 허용
 - ※ 낮은 전기요금으로 무의미.
발전사업자와 소비자간 계약과 차별됨.



⇒ 현행법상 원전사업자의 수소생산 겸업 또는 수소생산자가 원자력 정산가격으로 전기를 공급받을 수 없음. 관련법의 개정시 전기요금 인상 요인 발생, 소비자 저항 예상

K9 자주포 2조원 수출 계약... 이집트에 돈 빌려주고 맷었다

"국책은행인 한국수출입은행이 80%까지 대출... 편법대출에 현지 생산 조건"

"文의 공로... '빈손 전략' 없었으면 불리한 계약 했을 것" 청와대는 자찬

- 녹색분류체계
 - 녹색경제활동의 원칙과 기준 제시
 - 금융기관의 대출, 채권발행지침
 - 자금조달 수월성 결정
 - 원자력 제외, 가스포함
- 원전 R&D, 수출 녹색분류체계 포함 여부 고민 (환경부, '22.1.24)
 - EU 그린택소노미 원전, 가스포함

⇒ 원자력-수소 기술개발, 실증 R&D도 불가



이집트 엘다바 원전 개요

- 위치: 이집트 엘다바
- 사업 내용: 1200MW급 원전 4개 호기 건설
- 사업 기간: 2022년 부터 시작, 2028년 1호기 상업운전 목표
- 사업 규모: 전체 약 300억 달러(35조원) 수준, 2차 부문은 전체 사업의 약 5~10% 규모
- 사업자: 러시아 JSC ASE사, 한국은 2차 부문(터빈 건물) 단독 협상 대상자

The JoongAng

녹색분류체계 (2)- EU Taxonomy 원자력 포함 조건

○ EU가 인정한 원자력 관련 경제활동

- 1) 첨단 원전 기술의 개발부터 보급에 이르는 활동
- 2) 전력·열·수소 생산을 위한 신규 원전 건설 및 해당 원전의 안전한 운영
- 3) 전력 생산을 위한 기존 원전의 계속운전임

○ 조건

- 신규 원전은 2045년까지, 계속운전 2040년까지 해당국의 허가취득 필요
- 원전 영구정지시까지 원전해체비용과 원전에서 발생한 방폐물 관리를 위한 재원 마련, 방사성폐기물 최종처분 시설 건설 및 운영, 사용후핵연료의 안전한 관리를 위한 국가계획 혹은 방향 수립 등 기준 제시
- 방사성폐기물은 발생국 처분이 원칙이며, 협의를 통해 제3국 처분을 위한 인도 가능
- 건설 중이거나 향후 건설될 원전, 현재 운영중이거나 계속운전 추진 원전은 2025년부터 사고저항성연료 적용

주요국 수소(원자력-수소) 정책 동향

미국 수소정책 동향 - 111 목표

- 상원, 기반 시설 투자 및 고용법 ("기반 시설 법안") 발의('21.8.1)
 - '26년까지 5년간 80억 달러(약 9.6조원) 투자 4개 이상의 수소 산업 허브 조성, 이중 하나는 원자력-수소 단지로 조성

- 사례
 - PNW Hydrogen LLC. 애리조나주 팔로 베르데(Palo Verde) 원전에 수소생산 주도
 - DOE의 수소 및 연료전지부서(HFTO) 1,200만 달러, 원자력부서(NE) 800만 달러, 총 2,000만 달러 지원
 - Idaho National Laboratory, National Energy Technology Laboratory, National Renewable Energy Laboratory, Arizona State University, University of California Irvine, Siemens 등 참여
 - 원자력-수소생산, 저장(6톤), 수소발전(200MWh) 계획
 - Exelon, Nine Mile Point의 수소 생산 시연 프로젝트 DOE와 협력 추진
 - First Energy Solutions & INL, Davis-Besse 원전 수소 생산을 위한 하이브리드 에너지 시스템 개발 추진
 - INL & Xcel Energy, Xcel Energy 원전에서 열과 전기를 사용하는 HTSE(고온수전해) 기술을 DOE 프로젝트로 추진

- 목표
 - DOE는 10년 내에(1 decade), 1kg, \$1 추진

주요국 수소 동향 – 영국 BEIS hydrogen strategy 2021.8

- '50년 에너지소비의 35% 공급
- 현재 제안된 수전해 프로젝트(오른쪽 그림)
- 저온/고온 원자력-수소 생산은 장기 프로젝트
- '20년대 기술개발/혁신 예상

Figure 1.3: Proposed UK electrolytic and CCUS-enabled hydrogen production projects

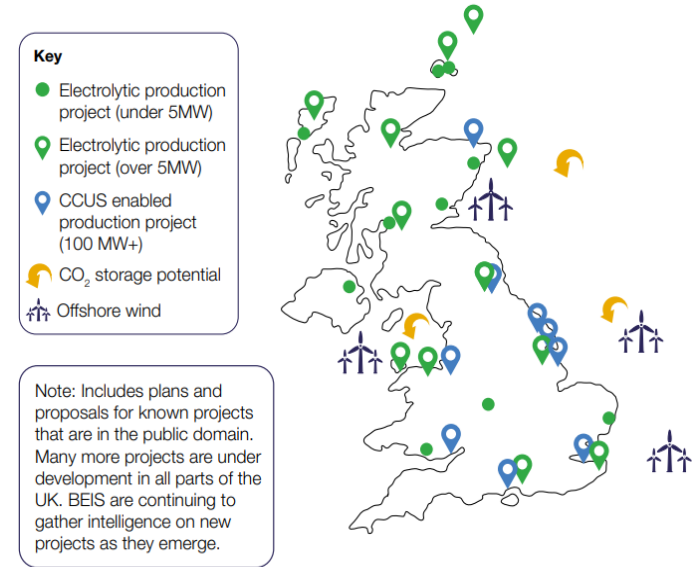


Table 2.2: Overview of selected hydrogen production methods 중 일부

Production method	Definition	Carbon Intensity estimates ¹⁸	Levelised Costs ¹⁹	Role to 2030 / 2050	Next steps
Low temperature nuclear electrolysis	Low temperature electrolysis from existing nuclear facilities	Not modelled but expected low GHG emissions.	Not modelled by BEIS	Can apply existing technologies to current plants in the 2020s.	Further developments expected in 2020s.
High temperature nuclear electrolysis	High temperature nuclear power to electrolyse water	High temperature electrolysis: 4.8 gCO ₂ e/MJ H ₂ (LHV)	Not modelled by BEIS	Could develop hydrogen from advanced nuclear for 2030s	Further innovation and developments expected in 2020s.

주요국 수소 정책 동향 (1) – IEA, Global Hydrogen Review 2021

- R&D 활성화
- 원자력-수소 기술개발 초기단계

Selected active hydrogen R&D programmes

Country	Programme	Funding and duration
Australia	ARENA's R&D Programme CSIRO Hydrogen Mission	AUD 22 mln (~USD 15 mln) – 5 yr AUD 68 mln (~USD 47 mln) – 5 yr
European Union	Clean Hydrogen for Europe	EUR 1 bln (~USD 1. bln) – 10 yr
France	PEPR Hydrogène	EUR 80 mln (~USD 91 mln) – 8 yr
Germany	National Innovation Programme for Hydrogen and Fuel Cell Technology	EUR >250 mln (~USD 285 mln) – 10 yr
	Wasserstoff-Leitprojekte	EUR 700 mln (~USD 800 mln) – n.a.
Japan	NEDO innovation programmes	JPY 699 bln (~USD 6.5 bln) – 10 yr
Spain	Misiones CDTI	EUR 105 mln (~USD 120 mln) – 3 yr
United Kingdom	Low Carbon Hydrogen Supply	GBP 93 mln (~USD 119 mln) – n.a.
United States	H2@Scale	USD 104 mln – 2 yr
	M²FCT – H2New Consortia	USD 100 mln – 5 yr
	DOE Hydrogen Program	USD 285 m/yr

주요국 수소 정책 동향 (2) – IEA, Global Hydrogen Review 2021

○ 양자간 협정

Selected bilateral agreements between governments to co-operate on hydrogen development, 2019-2021

Countries	Objective
Germany - Australia	Formulate new initiatives to accelerate development of a hydrogen industry, including a hydrogen supply chain between the two countries. Focus on technology research and identification of barriers.
Germany - Canada	Form a partnership to integrate renewable energy sources, technological innovation and co-operation, with a focus on hydrogen.
Germany - Chile	Strengthen co-operation in renewable hydrogen and identify viable projects.
Germany - Morocco	Develop clean hydrogen production, research projects and investments across the entire supply chain (two projects have already been announced by the Moroccan agencies MASEN and IRESEN).
Germany - Saudi Arabia	Co-operate on the production, processing and transport of hydrogen from renewable energy sources.
Morocco - Portugal	Examine opportunities and actions needed to develop hydrogen from renewable energy sources.
Netherlands - Chile	Establish a structured dialogue on the development of import-export corridors for green hydrogen, aligning investment agendas and facilitating collaboration among private parties.
Netherlands - Portugal	Co-operate to advance the strategic value chain for producing and transporting renewables-based hydrogen, connecting the hydrogen plans of the two countries.
Japan – United Arab Emirates	Co-operate on technology development, regulatory frameworks and standards to create an international hydrogen supply chain.
Japan - Argentina	Strengthen collaboration on the use of clean fuels and promote investments to deploy large-scale hydrogen production from renewable energy sources.
Japan - Australia	Issue a joint statement highlighting the commitment already in place between the two countries and recognising the importance of co-operation on an international hydrogen supply chain.
Singapore - New Zealand	Boost collaboration on establishing supply chains for low-carbon hydrogen and its derivatives, and strengthen joint R&D, networks and partnerships.
Singapore - Chile	Foster co-operation on projects and initiatives to advance hydrogen deployment through information exchange and the establishment of supply chains and partnerships.
Australia - Korea	Develop joint hydrogen co-operation projects with specific action plans.



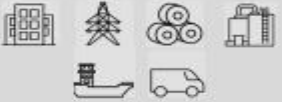



주요국 수소 정책 동향 (3) – IEA, Global Hydrogen Review 2021

Governments with adopted national hydrogen strategies; announced targets; priorities for hydrogen and use; and committed funding







Country	Document, year	Deployment targets (2030)	Production	Uses	Public investment committed
Australia	National Hydrogen Strategy , 2019	None specified	Coal with CCUS Electrolysis (renewable) Natural gas with CCUS		AUD 1.3 bln (~USD 0.9 bln)
Canada	Hydrogen Strategy for Canada , 2020	Total use: 4 Mt H ₂ /y 6.2% TFEC	Biomass By-product H ₂ Electrolysis Natural gas with CCUS Oil with CCUS		CAD 25 mln by 2026 ⁽¹⁾ (~USD 19 mln)
Chile	National Green Hydrogen Strategy , 2020	25 GW electrolysis ⁽²⁾	Electrolysis (renewable)		USD 50 mln for 2021
Czech Republic	Hydrogen Strategy , 2021	Low-carbon demand: 97 kt H ₂ /yr	Electrolysis		n.a.
European Union	EU Hydrogen Strategy , 2020	40 GW electrolysis	Electrolysis (renewable) Transitional role of natural gas with CCUS		EUR 3.77 bln by 2030 (~USD 4.3 bln)
France	Hydrogen Deployment Plan , 2018 National Strategy for Decarbonised Hydrogen Development , 2020	6.5 GW electrolysis 20-40% industrial H ₂ decarbonised ⁽³⁾ 20 000-50 000 FC LDVs ⁽³⁾ 800-2 000 FC HDVs ⁽³⁾ 400-1 000 HRSS ⁽³⁾	Electrolysis		EUR 7.2 bln by 2030 (~USD 8.2 bln)

주요국 수소 정책 동향 (4) – IEA, Global Hydrogen Review 2021

Country	Document, year	Deployment targets (2030)	Production	Uses	Public investment committed
Germany	National Hydrogen Strategy , 2020	5 GW electrolysis	Electrolysis (renewable)		EUR 9 bln by 2030 (~USD 10.3 bln)
Hungary	National Hydrogen Strategy , 2021	Production: 20 kt/yr of low-carbon H ₂ 16 kt/yr of carbon-free H ₂ 240 MW electrolysis Use: 34 kt/yr of low-carbon H ₂ 4 800 FCEVs 20 HRSSs	Electrolysis Fossil fuels with CCUS		n.a.
Japan	Strategic Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells , 2019 Green Growth Strategy , 2020, 2021 (revised)	Total use: 3 Mt H ₂ /yr Supply: 420 kt low-carbon H ₂ 800 000 FCEVs 1 200 FC buses 10 000 FC forklifts 900 HRSSs 3 Mt NH ₃ fuel demand ⁽⁴⁾	Electrolysis Fossil fuels with CCUS		JPY 699.6 bln by 2030 (~USD 6.5 bln)
Korea	Hydrogen Economy Roadmap , 2019	Total use: 1.94 Mt H ₂ /yr 2.9 million FC cars (plus 3.3 million exported) ⁽⁵⁾ 1 200 HRSSs ⁽⁵⁾ 80 000 FC taxis ⁽⁵⁾ 40 000 FC buses ⁽⁵⁾ 30 000 FC trucks ⁽⁵⁾ 8 GW stationary FCs (plus 7 GW exported) ⁽⁵⁾ 2.1 GW of micro-cogeneration FCs ⁽⁵⁾	By-product H ₂ Electrolysis Natural gas with CCUS		KRW 2.6 tln in 2020 (~USD 2.2 bln)
Netherlands	National Climate Agreement , 2019 Government Strategy on Hydrogen , 2020	3-4 GW electrolysis 300 000 FC cars 3 000 FC HDVs ⁽⁶⁾	Electrolysis (renewables) Natural gas with CCUS		EUR 70 mln/yr (~USD 80 mln/yr)
Norway	Government Hydrogen Strategy , 2020 Hydrogen Roadmap , 2021	n.a. ⁽⁷⁾	Electrolysis (renewables) Natural gas with CCUS		NOK 200 mln for 2021 (~USD 21 mln)

주요국 수소 정책 동향 (5) – IEA, Global Hydrogen Review 2021

Country	Document, year	Deployment targets (2030)	Production	Uses	Public investment committed
Portugal	National Hydrogen Strategy, 2020	2-2.5 GW electrolysis 1.5-2% TFEC 1-5% TFEC in road transport 2-5% TFEC in industry 10-15 vol% H ₂ in gas grid 3-5% TFEC in maritime transport 50-100 HRS	Electrolysis (renewables)		EUR 900 mln by 2030 (~USD 1.0 bln)
Russia	Hydrogen roadmap 2020	Exports: 2 Mt H ₂	Electrolysis Natural gas with CCUS		n.a.
Spain	National Hydrogen Roadmap, 2020	4 GW electrolysis 25% industrial H ₂ decarbonised 5 000-7 500 FC LDVs-HDVs 150-200 FC buses 100-150 HRSs	Electrolysis (renewables)		EUR 1.6 bln (~USD 1.8 bln)
United Kingdom	UK Hydrogen Strategy, 2021	5 GW low-carbon production capacity	Natural gas with CCUS Electrolysis		GBP 1 bln (~USD 1.3 bln)

Note: TFEC = total final energy consumption. (1) In addition to CAD 25 mln, Canada has committed over CAD 10 bln to support clean energy technologies, including H₂. (2) This target refers to projects that at least have funding committed, not to capacity installed by 2030. (3) Target for 2028. (4) From the interim Ammonia Roadmap. (5) Target for 2040. (6) Target for 2025 from the National Climate Agreement, 2019 (currently under revision). (7) Norway's strategy defines targets for the competitiveness of hydrogen technologies and project deployment.

결론

- 원자력-수소가 아니면 생산비 목표 달성 불가능하다.
 - 3,000원/kg-H₂는 수소설비 투자비 10억/MW, 이용률 80%, 전기요금 60원/kWh 조건에서 가능(저장, 수송비 제외)
- 수소법, 녹색분류체계에서 원자력-수소 배제
 - 원자력-수소 기술개발, 실증 R&D 불가
- 전기사업법의 강제풀(전력거래소를 통한 거래), 발전사업자 겸업 금지(원자력사업자 수소생산 불가), 직접구매(원자력→소비자) 불가
 - 거래소를 통한 소비자의 직접구매는 시장가격>정산가격의 이유로 곤란
 - 원자력과 소비자간 PPA는 현재의 전기요금 제도하에서 불가
- EU는 Taxonomy에 원자력 관련 경제활동으로서 "전력·열·수소 생산을 위한 신규 원전 건설 및 해당 원전 운영" 포함
- 미국, 기반 시설 투자 및 고용법 ("기반 시설 법안") 발의('21.8.1)
 - '26년까지 5년간 80억 달러(약 9.6조원) 투자, 4개 이상의 수소 산업 허브 조성, 이 중 하나는 원자력-수소 단지로 조성
- 영국, 저온/고온 원자력-수소 생산 장기 프로젝트에 포함

감사합니다.