



파고들다

IV. 수소 경제: 중국이 움직이고 있다

이안나 2차전지/신에너지

02 3770 5599

anna.lee@yuantakorea.com



I 에너지 전환의 종착지는 '수소'

04

II 수소경제 관련 주요국 정책

12

III 수소경제 밸류체인 별 기술 트렌드 및 현황

17

IV 수소 경제 투자전략 및 Top Pick

50



이안나

2차전지/신에너지

02 3770 5599

anna.lee@yuantakorea.com



I. 에너지 전환의 종착지는 ‘수소’

1. 2차전지와 수소의 역할 재정의

1. 2차전지와 수소의 역할 재정의: 전환의 다리와 미래의 지도

• 수소, 에너지원의 근본적 전환 역할

미래는 2차전지? 수소?라는 의문이 시장에 존재. 그러나 분명한 건 운송수단 내에서는 이러한 판단이 의미 있으나 에너지 전환을 논하면서 이 둘을 비교하는 건 의미 없음. **2차전지**는 전기 에너지를 화학 에너지 형태로 저장, 필요 시 다시 전기로 되돌려 공급하는 **에너지 저장 장치**. 에너지원 자체를 바꾸는 게 아니라, 전력망 또는 발전 설비에서 생성된 전기를 저장·조절하여 최종 소비처에 안정적으로 전달하는 중간 매개체. **수소 에너지**는 화석연료 기반 1차 에너지원(예: 석유·가스)을 대체할 수 있는 **연료 매체**

• 2차전지: 전략적 전환기 필수 수단, 수소: 장기적 지배구조 좌우하는 패권 기술

2차전지는 하나의 부품이 다양한 어플리케이션에 적용되는 것. 따라서 전기차 중심의 모빌리티 전환과 ESS 확대 등 단기간 일부 탄소 감축을 가능하게 함. 그러나 장기적으로 보았을 때 궁극적인 전력 탈탄소화가 전제되지 않으면 기여도가 제한적. 그러나 수소는 전력 저장을 넘어서 화석연료 자체를 대체할 수 있는 독립적 연료. 탄소중립의 근본적인 수단으로 기능하며, 전체 에너지 공급 체계를 바꾸는 기저 기술

- 따라서 2차전지는 바로 활용 단계에 적용되기 때문에 적용 확대 시 큰 폭의 외형성장으로 이어질 수 있음. 그러나 수소는 생산, 저장, 운반 기술에 이어 활용까지 화석연료 중심 생태계 전반을 전환시켜야 하기 때문에 활용 단계 이전까지의 성장률은 크지 않음

구분	2차전지	수소에너지
탄소중립 기여도	중단기 / 보조 수단	중장기 / 핵심 수단
에너지 구조 변화	없음 (전기 사용 효율화)	있음 (연료 구조 전환)
자원 의존도	높음	낮음
주도권 요소	원자재 + 제조 공급망	기술 표준 + 인프라 구축
패권화 가능성	중국 우위 뚜렷	미·EU 주도 가능성 존재

1. 2차전지와 수소의 역할 재정의: 전환의 다리와 미래의 지도

• 왜 수소만이 진짜 에너지 패권 기술이 될 수 있는가?

화석연료에서 벗어나 탄소중립을 목표로 전환하는 에너지원은 수소 외에도 다양한 후보들이 있음. 1) 태양광, 풍력, 수력 등과 같은 재생에너지 기반 에너지원, 2) 바이오매스, 바이오가스 등과 같은 바이오 기반 에너지원, 3) SMR, 핵융합과 같은 원자력 계열 에너지원 등이 있음

- 다만, 탄소중립과 에너지 패권이라는 두가지가 충족되어야 전환 에너지원으로 의미 있음. 재생에너지는 교역 불가능한 에너지로 내수형 기술로는 좋지만 에너지 패권 장악의 도구로 활용되기 어려움. 원자력은 높은 기술력과 안정성 확보 시 수출 가능하지만, 정치적 수용성과 국제 규제의 벽 때문에 외교적 활용에는 제약이 있음. 바이오에너지는 국지적 대체에 적합한 자립형 솔루션이지만 식량 경쟁성·규모의 한계로 패권 수단으로 부적합

에너지원	에너지 패권 도구로서의 잠재력	설명
수소	높음	결론: 교역 가능, 저장·운송 가능, 기술·표준 주도 가능 1) 에너지밀도: 고압·액화 상태에서 높은 중량당 에너지 밀도 확보 가능 → 화석연료 수준의 고부가가치 연료로 대체 가능성 2) 저장·운송성: 다양한 저장·운송 방법 존재하여 국제 교역 가능 → 국제 에너지 거래·무기화 가능 3) 표준·인증체계: 표준을 장악한 국가가 글로벌 수소 시장 질서를 설계할 수 있음 4) 지정학적 유연성: 수소 수출입 기반의 '글로벌 수소 벨트' 구축 가능 → 전략적 외교 블록 형성과 외교 레버리지 확보 가능
재생에너지	낮음	결론: 내수 주권에는 유리, 해외 영향력은 낮음 1) 전력 저장 불가: 국가 간 송전 불가능 2) 설비 수출 가능: 중국 주도 제조 패권 존재 3) 교역 불가능한 에너지: 국가 내부 자급용 → 외교적 레버리지 없음 4) 전력망 독립성 강화: 자국 자립형 에너지 체계 구축엔 유용 → 수출 무기는 안됨
원자력	낮음	결론: 전략 수출 가능, 규제 및 정치 리스크 큼 1) 기술 진입 장벽: 원자로 설계, 핵연료 가공 등 고급 기술 필요 → 수출 가능 2) 정치적 민감성: 안전성, 테러 위험, 핵확산 문제 → 국제적 규제 엄격, 외교 마찰 우려 3) 연료 공급 통제: 핵연료는 일부 국가만 가공 가능 → 제재 수단 있음
바이오에너지	낮음	결론: 지역 내 보조 에너지원 수준 1) 원료: 농작물 사용 → 식량 문제 충돌 2) 에너지밀도: 낮고 운송비 비쌈 → 대규모 교역 불가 3) 가격 경쟁력: 화석연료 대비 비쌈 4) 수출 전략성: 연료보다 농산물 수출 성격에 가까움 → 정치적 레버리지 없음

2. 본격 수소 시대 개막은 언제쯤?

2. 본격 수소 시대 개막은 언제쯤?

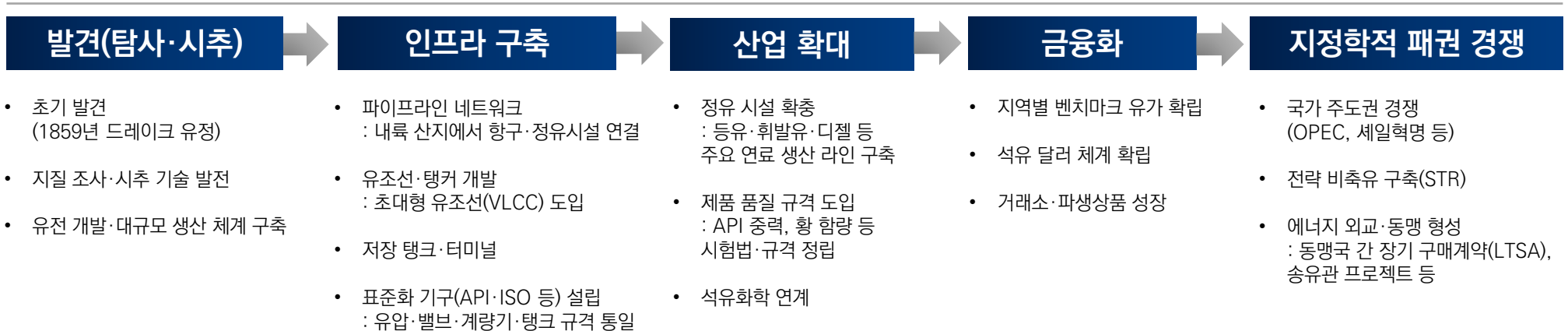
• 원유 기반 생태계를 통해 본 '수소 경제 로드맵'

왜 원유 기반 생태계와 비교하는가? 사실 수소는 에너지 인프라 측면에서는 천연가스 생태계와 가장 유사. 그러나 '에너지 표준화' 및 '에너지 패권'이라는 관점에서는 원유 기반 생태계가 비교하기 가장 적합한 베이스라인임

• 원유 기반 생태계 형성 과정

- 1) 자원 발견 및 초기 채굴 (1859-1900): 드레이크 유정(미국 에드윈 드레이크가 첫 상업 유정 시추) → 원유 품질 불균일로 표준화 필요성 대두
- 2) 수직 통합과 내부 표준화 (1870-1911): 스탠다드 오일(1870, 록펠러: 원유 구매~유통 일괄 처리), API 중력, 황 함량 기준 제정 등 내부 품질 표준 설정
- 3) 공식 산업 표준·인프라 확대 (1919-1950s): API·ASTM·ISO 설립, 이 시기 파이프라인·정유소·저장탱크 인프라 급속 확장
- 4) 벤치마크·금융화 (1950s-2000s): WTI, Brent, Dubai 등 유가 벤치마크 정착, 석유 달러(Petrodollar)·선물시장(ICE, NYMEX)으로 자산화
→ 석유 기반 산업(자동차, 화학, 발전 등)이 세계 경제 중심으로 편입
- 5) 에너지 패권 변동 (1970s-현재): OPEC 결성(1960), 오일쇼크(1973, 1979) → 산유국 중심 가격 결정, 미 셰일 혁명(2010s) → 공급자 주도로 전환

원유 기반 생태계 형성 과정



2. 본격 수소 시대 개막은 언제쯤?

• 본격 수소 시대 개막은 2032년 이후로 예상. 다만, 생태계별 외형 성장 시기에 주목

– 가정: 원유 기반 생태계에서 '발견(탐사·시추): Upstream' – '인프라 구축(운송·저장): Midstream'까지를 산업 초기 단계, '산업 확대: Downstream'를 중간 단계, '금융화', '패권화' 시기를 성숙 단계로 분류. 수소 생태계 반영: 초기 단계(수전해 생산-운송·저장), 중간 단계(산업용 수요-수송-파이프라인 등), 성숙 단계(금융·파생상품, 거래소 등)

– 본격 수소 시대 개막(외형성장 20% 이상 시기): 산업용 수요 본격 확대 시기로 2032년 이후로 예상. 이는 철강·화학 공정에 직접 결합 시기로 가정.

HYBRIT Project(철강기업 SSAB, 광산기업 LKAB, 전력사 바텐폴 등), POSCO, 독일 티센크루프, 잘츠기터 등 수소환원기술 결합한 철강 생산 상업화가 2027~2030년으로 예정. 정책 및 기술로 인한 지연 가능성 존재 → +2년. 다만, 생태계별 외형 성장 시기 차이 존재

수소 기반 생태계 형성 과정 예상

단계	생태계 세그먼트	성장 시기	가정
초기 ('-30)	수전해 생산	2023-2028	전해조 대량생산 설비 확장, 효율 향상으로 kg당 생산단가 \$4→\$2 하락 시기(DOE 2026년 \$2/kg 목표는 유지되나 트럼프 정부 IRA 정책 불확실성 고려하여 미국 2027~2028년으로 후퇴 가정)
	저장·운송	2026-2029	'24년말 H ₂ 충전소 1,160기·45개국 분포 → 2028년 1,600-1,800기 예상 (연평균 +12%) Uniper-Hoegh 암모니아-크래커 FID('25)
중간 ('30-'40)	산업용 수요	2030(2)-2034	철강·화학 공정에 직접 결합(HYBRIT, POSCO 등 그린 철강 상업화 2027~2030년 예정). 정책 및 기술로 인한 지연 가능성 존재 → +2년
	수송(버스·트럭)	2032-2036	수소 생산 단가 \$2/kg, 탄소세 제도화 시작, 수소 항만망 가동 시작, 연료전지 \$250/kW(DOE '30 목표: 상용차만 경제성 확보 가능성)
	파이프라인·암모니아	2033-2037	장거리 운송용 암모니아 트레이드 활성화, 재기화(크래킹) 기술 상용화
성숙 ('40+)	금융·파생상품		
	글로벌 거래소		

2. 본격 수소 시대 개막은 언제쯤?

• FCEV(수소연료전지차), 시장 진입 조건

FCEV의 **FC 시스템 단가(PEM) \$120/kW 이하, 그린 수소 소매가격 \$4/kg 이하**일 때, HDV(Class 8 트랙터·버스 등) 기준 TCO 역전 가능
NREL, DOE, BNEF 등 정책, 업계 모두 평균적으로 이 조건을 TCO 역전 경계선으로 통용

- 다만, 대부분 보조 배터리 가격을 \$150-200 / kWh, H₂ 고압 탱크용 탄소섬유 가격을 최소 \$20/kg로 가정하고 있음. 2024~2025년 5월, LFP 가격(중국 실계약가 기준) 평균 \$75/kWh, 중국 고압용기 용 탄소섬유 \$10/kg을 반영하면, 수소 소매 가격이 \$4/kg 이하일 때 FCEV가 디젤 HDV 대비해서 TCO 면에서 충분히 유리. 다만, \$5/kg 이상일 경우 디젤 HDV이 유리. 다만, FCEV 승용 부문은 수소 가격이 \$3/kg으로 내려가도 경제성 확보 어려움

민간/산업계 기술적 목표 비교

기관명	FC 목표가	수소 목표가	코멘트
NREL	\$80-100/kW	\$3.5-4.5/kg	TCO = Diesel 조건 시
DOE	\$80/kW (2030)	\$4/kg (2028)	IRA 정책 포함 시
BNEF	-	LCOH \$2-3/kg (2030~)	중동/호주 생산분
ICCT	\$100-120/kW	\$4-5/kg	유럽 디젤 기준 비교

자료: 유안타증권 리서치센터

수소 가격 단계별 FCEV vs Diesel(HDV) vs BEV vs ICE TCO 비교

수소 가격 (\$/kg)	FCEV TCO(\$)	Diesel TCO(\$)	Δ (FCEV vs Diesel)
3	738,000	917,000	-19.6%
4	866,000	917,000	-5.5%
5	995,000	917,000	8.5%

수소 가격 (\$/kg)	FCEV TCO(\$)	BEV TCO(\$)	ICE TCO(\$)	Δ (FCEV vs BEV)	Δ (FCEV vs ICE)
3	69,566	53,281	50,284	30.6%	38.3%
4	70,766	53,281	50,284	32.8%	40.7%
5	71,966	53,281	50,284	35.1%	43.1%

주: Diesel 가정 - 주행거리: 1,000,000 miles (약 8년간), 연비: 0.153 gal/mile (미국 DOE 평균), 유류비: \$4/gal, 유지보수비: \$0.16/mile
BEV, ICE 가정 - 주행거리: 15,000 km(약 8년간), BEV 가정 - 차량가: Model 3, Ioniq 6 등 기준, 평균 효율: 약 6.7 km/kWh, 전기요금: \$0.17 /kWh (미국 평균) 등 반영. ICE 가정 - 차량가: 중형 내연기관차 평균, 연비: 약 27 mpg, 휘발유 단가: 미국-한국 중간값 등 반영
FCEV 가정 - 차량가: 넥쏘, Mirai 등 중형급 수소차 기준, 수소 소비량: 0.01 kg/km, 정비운영비: DOE 평균 유지 비용 등 반영
자료: 유안타증권 리서치센터

2. 본격 수소 시대 개막은 언제쯤?

수소 생태계별 외형성장 단계: 국가별 비교

단계	중국 (산업화 중심의 고속성장)	EU (규제·정책 기반 성장)	미국 (정책 민감형 기술 중심)	한국 (안정적 정책 의존형 구조)	일본 (수입기반 + 기술 주도형)
단기	수소 생산 및 모빌리티	그린 수소 생산	블루 수소 및 그린수소 생산	모빌리티	저장·운송(액화수소)
중기	수소 생산 및 모빌리티	저장·운송 인프라(암모니아·액화)	저장·운송 인프라	저장·운송	발전(혼소·전소)
장기	산업용 활용 및 발전	수소 모빌리티 및 발전	산업 및 모빌리티	산업용 활용	모빌리티 및 산업용 활용

자료: 유안타증권 리서치센터

PEM 연료전지 시스템 가격 구성

구성비	항목	원가 민감 변수
35%	Stack(MEA + BPP)	막·촉매·GDL 등, Pt 가격, 로딩, 수율
25%	BOP(공기컴프·가습·냉각)	컴프레서·펌프·열교환기 등 설계 간소화, 단일 모듈화
15%	전력변환(DC-DC / 인버터)	SiC 가격·대량 발주
10%	조립·인력	인건비, 시간당 생산량 → 자동화율
15%	SG&A + 마진	생산량, 가동률

자료: DOE, 유안타증권 리서치센터

수소 가격 구성

구분	주요 원가 항목	산정식 핵심
생산 (Grey, Blue, Green)	CAPEX (전해조·SMR·CCS), OPEX(전력·가스·수처리), 금융비용 (CRF)	$LCOH = (CAPEX \times CRF + OPEX_{fix} + OPEX_{var}) / \text{연간 kg}$
변환·저장	압축(20~90 MPa), 액화(-253 °C), 암모니아·LOHC 변환 등	$\text{전력소비} \times \text{kWh가격} + \text{CAPEX}/\text{생산량}$
수송	튜브트레일러, 액화탱커, 파이프라인 등	톤 km당 운송비 / 단위 kg
충전소	부지·건축·압축·저장 CAPEX. O&M·전력비	$\text{Station } \$/\text{kg} = (CAPEX \times CRF + O\&M) / (\text{연간 판매 kg})$
세금·마진	탄소세, 보조금 등, 소매마진	정책 구조 따라 가감

자료: DOE, 유안타증권 리서치센터



II. 수소경제 관련 주요국 정책

중국이 움직이기 시작했다

한국 수소에너지 정책 – 이재명 정부 정책에 주목

• 이재명 정부, 국정 핵심 과제에 '수소' 포함

이재명 정부, 탄소 중립 정책 추진을 통해 2030년까지 국가 온실 가스 감축 방침. 탄소 감축과 에너지 전환을 위해 기후에너지부를 신설하고 탄소 중립 산업법 제정을 통해 전기차, 그린수소 등 탄소중립 핵심 산업에 제도적 지원할 예정

기존 한국 수소에너지 정책

분야	주요 정책 및 이슈
수소 생산 및 인증	• 청정수소 인증제도 도입: 온실가스 배출량 4kg CO₂ eq/kg H₂ 이하 수소를 청정수소로 인증 • 청정수소 포트폴리오 기준(CHPS): 전력 생산 시 청정수소 사용을 장려하는 장기 구매 계약 제공
수소 발전	• 수소발전 입찰 시장 개설: 세계 최초로 청정수소 발전 입찰 시장 개설, 15년간 수소 구매 계약 체결 가능
수소연료전지차(FCEV)	• 2025년 수소발전 입찰 계획: 3,000 GWh 규모의 저탄소 수소 기반 전력 입찰 예정 • 보조금 정책 강화: 수소버스 운영자에게 킬로그램당 5,000원의 연료 보조금 제공, 연료 비용 22% 절감
수소 인프라 및 지역사업	• 현대자동차 수소연료전지 공장 건설 계획: 울산에 새로운 수소연료전지 공장 건설 계획 발표 • 울산 그린수소타운: 188km의 수소 파이프라인 구축, 수소 연료전지를 활용한 복합 열병합 발전소 운영 • 제주도 그린수소충전소: 함덕 그린수소충전소 개소, 상업용 그린수소 판매 시작
수소연료전지 발전소	• 경주 수소연료전지 발전소 건설: 세계 최대 규모의 수소연료전지 발전소 건설 계획, 2028년 완공 예정 • 하만 연료전지 발전소 완공: 19.8MW 규모의 고체산화물 연료전지 발전소 완공

자료: 유안타증권 리서치센터

이재명 정부, 기후·에너지 분야 정책

구분	정책 실행 방안	지원 대상 산업	지원 대상 기술	최종 목표
탄소중립 전환	• 기후에너지부 신설 • 탄소중립산업법 제정	전기차, 그린수소, 그린 모빌리티, 배터리 재활용 시스템 등	CCUS, 수소환원제철, 친환경 선박, 저탄소 석유화학 공정	미래형 산업 구조로의 전환: 기후 위기 대응 + 일자리 창출 + 지속 가능한 성장

자료: 유안타증권 리서치센터

중국 수소에너지 정책 – 이미 차세대 전략 산업으로 지원 본격화

• 2025년, 수소를 화학물질 → 에너지원으로 공식 분류

2022년 3월, 중국 국가발전개혁위원회(NDRC)와 국가에너지국(NEA)은 ‘수소에너지 산업 발전 중장기 계획(2021-2035)’을 발표하여 수소를 국가 에너지 전략의 핵심 요소로 포함. 2024년 11월, 에너지법 개정을 통해 수소를 위험 화학물질이 아닌 청정에너지로 재분류. 2025년 1월 1일부터 개정된 에너지법 시행되어 수소가 법적 에너지원으로 공식 분류

- 2022년, 국가 에너지 전략에 수소가 공식 포함되면서 수소 관련 지원 강화. 2008년 베이징 하계 올림픽 때는 전기차를 선보이며 2차전지 관련 산업을 빠르게 성장시킴. 2022년 베이징 동계 올림픽에서는 수소연료전지차를 공개하며 ‘수소’를 차세대 전략 에너지원으로 규정 → 2023년 FCEV 글로벌 M/S 1위

중국 수소에너지 정책

분야	정책 내용	구체 목표 및 수치	내용
종합 정책·법제화	• 2025년 1월 1일 정식 발표된 ‘에너지법’에서 수소를 공식 에너지원으로 인정 • ‘수소에너지 산업 중장기 발전계획(2021~2035)’ 지속 추진	• 청정 수소 생산: 연 10~20만 톤 목표 (2025) • 수소의 법적 지위 확립	기존 화학물질 분류에서 에너지원으로 전환
수소 생산 (그린 수소)	• 재생에너지 기반 수전해 확대 • 장거리 수소 운송 인프라 개발	• 2024년 기준: 연 12.5만 톤 (세계 1위, 50% 점유) • 프로젝트 수: 35건	대부분은 여전히 석탄·부생가스 기반, 전환 중
기술·투자 정책	• 시노펙, 수소에너지 전용 VC펀드 조성	• 총 69억 위안 규모 (\$690M) • 핵심소재·장비·기술 투자	중국 내 최대 규모 수소 전용 투자펀드
수소차 (연료전지차)	• 정부 시범 도시 프로젝트 확대 • 수소 상용차 중심 보급	• 2025년까지 누적 50,000대 목표 • 2025년 4월: \$321M 추가 지원	물류·버스 등 실사용 중심 지원
수소충전 인프라	• 전국 수소충전소 확대 • 시노펙 주도 대규모 건설	• 2024년 기준 540기 (전 세계의 45%) • 2026년까지 1,000기 목표	세계 최대 수소충전 인프라 계획
수소 발전소·연료전지 발전	• 수소-천연가스·암모니아 혼소 실증 • 분산형 수소발전소 시범사업 추진	• 30% 수소 혼소 기술 실증 완료 (50MW급 가스터빈) • 지방 단위 프로젝트 다수	탈탄소형 가스터빈 및 백업 전원 역할 기대
지역별 주요 전략	• 내몽골: 연 50만 톤 그린수소 생산 목표 • 광둥성: 수소충전소 300기, 산업단지 조성 • 상하이: 수소차 1만대, 충전소 70기 목표	지역별 인프라·기술 집중	수소 생태계 지역 클러스터 구축 중

유럽 수소에너지 정책 – 지속가능성 + 시장 통합

• 운송 수단보다는 수소 생산과 산업 활용도 초점

REPowerEU는 유럽연합(EU)이 2022년 5월 발표한 에너지 전략으로 러시아산 화석연료 의존도를 줄이고 청정에너지 전환을 가속화하기 위해 마련

- 유럽 수소에너지 정책은 수소 생산과 공급망 확보, 산업 활용도에 초점. 수소도 블루 수소보다는 그린수소에 정책이 강하게 집중되어 있으며 철강 등 고탄소 산업군의 수소 사용 의무 비중을 상향. 노르웨이·북아프리카·우크라이나 등과 수소 공급망 협정 체결 및 수입선 확보 등을 추진하고 있음. 공격적으로 수소 관련 정책을 추진하고 있으나 생산 역량(전해조 부족), 규제 복잡성, 투자 회수 불확실성 등의 이슈로 사업 속도는 느린 편

유럽 수소에너지 정책

분야	정책/사업명	주요 내용 및 수치	시행 시기	비고
종합 정책 프레임워크	REPowerEU RED II 개정 Hydrogen Market Package	• 2030년까지 재생수소 1,000만 톤 생산 + 1,000만 톤 수입 • 수소시장 및 기반시설 규제 마련 • 수소 사용 의무화 산업·운송 분야 확대	2023~2025	EU 전체 전략적 수소경제 로드맵
수소 생산 및 인프라	유럽 수소은행(EHB)전해조 지원 Hydrogen Core Network	• EHB 1차 경매: € 720M, 7개 프로젝트 지원 • 전해조 용량: 385MW (2024 기준, 2년간 2배 증가) • 독일 주도 수소 파이프라인 9,700km 구축 (€ 20B 투자)	2024~2025	2차 경매 € 1.2B 예정, 중국산 부품 사용 제한 25%
수소차 (FCEV)	국가 보조금 + 충전소 확대	• 2023년 등록 대수 1,026대 (-34% YoY) • 총 FCEV 보유 대수 5,567대 • 충전소 수: 187기 이상 (2024 기준) • 독일·프랑스·네덜란드 중심 보급	2023~2024	대형 상용차에 집중, 소비자 인센티브 지속
수소 발전 및 연료전지 발전	연료전지 발전소 확산	• 2022년 기준 연료전지 13,200기 출하 • 총 용량 228.1MW (2018~2022간 186.9MW 증가)	2018~2024	주로 독일·이탈리아 중심의 SOFC/PEMFC
산업 적용 및 혁신	Clean Hydrogen Partnership	• 2025년 5월: 26개 프로젝트에 € 154.6M 지원 • 철강·해운·화학 등 고탄소 산업 중심 탈탄소화 • 해수전기분해 등 차세대 기술 R&D 투자	2025	스웨덴 HYBRIT, 스페인 Hydnum Steel 등 포함
국제 협력 및 공급망 전략	EU-일본 파트너십 수소 수입 다변화	• 2030년까지 수입 목표 1,000만 톤 • 일본과 공급망·기술 협력 • 중국 의존도 완화 위한 부품 제한	2024~2025	무역 규범 재설계, 전략적 제휴 본격화

미국 수소에너지 정책 – 트럼프 정부 지원 축소 조짐

• 트럼프 정부, 친환경 지원 축소 조짐

바이든 전 정부에서는 수소 1kg당 최대 3달러의 세액 공제를 제공하는 '45V 크레딧'을 통해 그린수소 생산을 유도, 7개의 수소 허브에 총 70억 달러를 투입. 충전 인프라 확장 뿐 아니라 대기업이 주도하는 수소 관련 프로젝트 확대되었음

- 다만, 트럼프 정부에서는 IRA 정책 전반이 흔들릴 수 있음. 45V 세액공제의 범위를 줄이거나 보조금 기준을 엄격하게 재설계하려는 검토에 들어갔고 37억 달러 규모 기후변화 대응 사업 지원이 중단될 예정

미국 수소에너지 정책

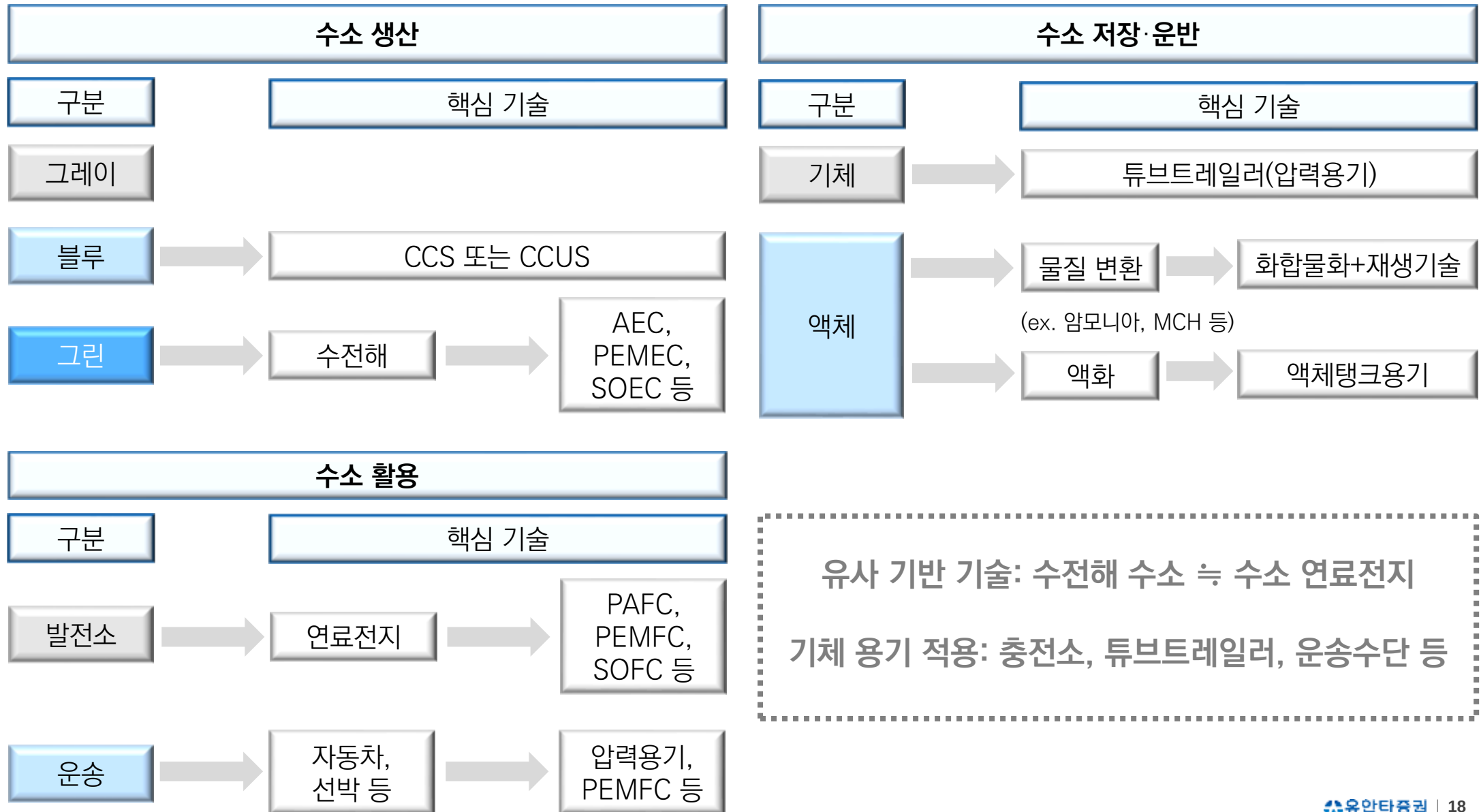
분야	주요 정책 및 이니셔티브	세부 내용 및 수치	시행 시기
수소에너지 정책 프레임워크	국가 수소 전략 및 로드맵 인플레이션 감축법(IRA)	• 청정 수소 생산 및 활용을 위한 전략적 로드맵 수립 • IRA를 통한 청정 수소 생산 세액 공제(45V) 도입	2023~2025
수소 생산 및 인프라	청정 수소 생산 세액 공제(45V) 수소 허브 프로그램	• 45V 세액 공제: kg당 최대 \$3 지원 • 7개의 지역 수소 허브에 총 \$70억 지원	2024~2025
수소연료전지차(FCEV)	연방 및 주정부 보조금 인프라 구축 지원	• FCEV 구매 시 세액 공제 제공 • 캘리포니아 등에서 수소 충전소 확대	2024~2025
수소 발전소 및 연료전지 발전	연료전지 발전소 확대 수소 혼소 발전소 개발	• 2024년 기준 연료전지 발전소 210개, 총 384MW 용량 • Intermountain Power Plant 등에서 수소 혼소 발전소 건설 중	2024~2025
산업 응용 및 혁신	청정 수소 파트너십 블루 수소 프로젝트 확대	• 2025년까지 블루 수소 생산 능력 150만 톤 도달 예상 • ExxonMobil 등 주요 기업 참여	2024~2025
국제 협력 및 공급망 전략	수소 수입 다변화 국제 파트너십 강화	• 일본 등과의 협력을 통해 수소 기술 및 공급망 강화 • 수소 수입 다변화 전략 추진	2024~2025

자료: 유안타증권 리서치센터

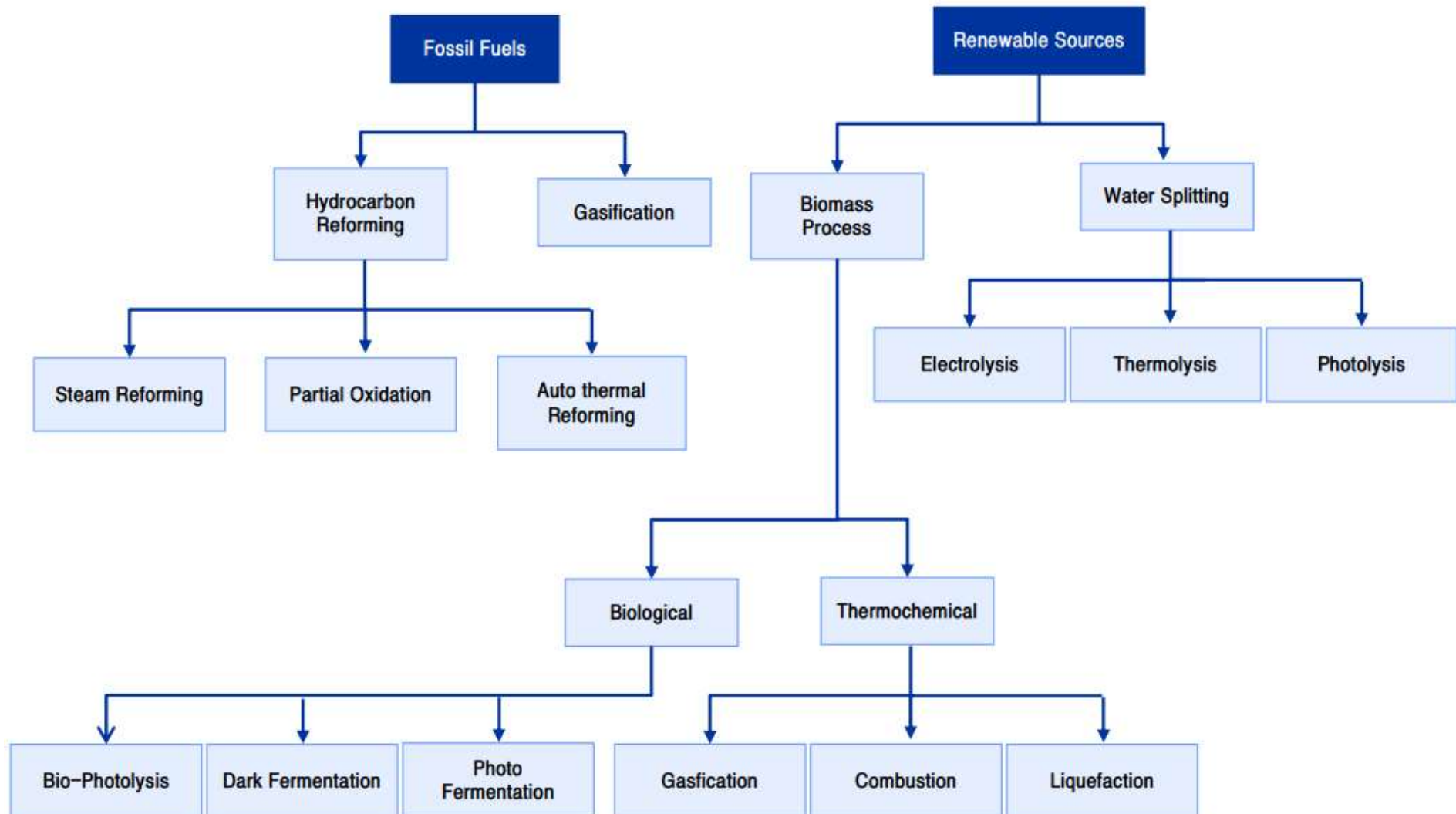
III. 수소경제 밸류체인별 기술 트렌드 및 현황

1) 수소 생산 기술 트렌드 및 현황

수소경제 밸류체인별 기술 트렌드 – Summary



수소 생산 기술



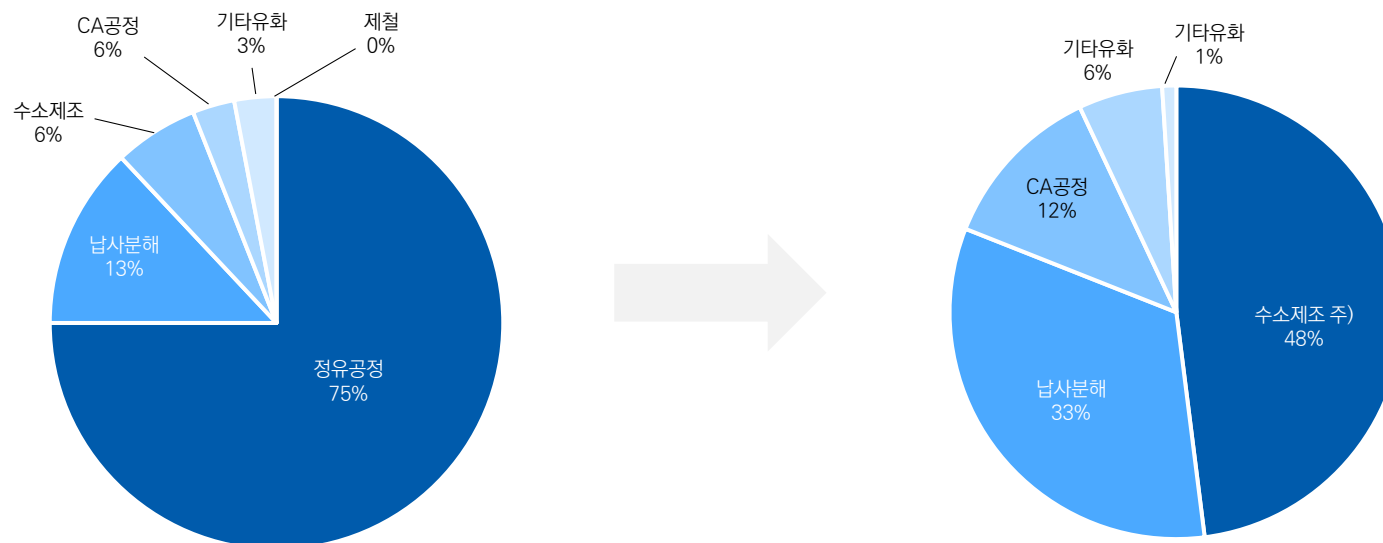
수소 생산 기술 - Gray 수소: 1) 부생수소

• 부생수소

석유화학 공정이나 제철 공정 등에서 주된 목적과는 별개로 ‘부수적으로’ 발생하는 수소. 잉여수소와 다름. 국내는 정유공정에서 나오는 잉여수소가 가장 큰 비중 차지. 잉여수소는 납사를 방향족 화합물로 전환하는 납사 개질 공정에서 생산되는 막대한 양의 수소. 이 수소는 수소 첨가 탈황공정과 수소첨가 분해 공정에서 소모돼, 수소를 외부에 공급할 여력 부족. 따라서 정유공장에서는 부족한 수소 공급을 위해 별도로 납사 수증기 개질 공정을 가동하거나 외부에서 수소를 공급 받음

- 잉여 수소의 경우, 대부분 공정으로 사용되고, 실제 에너지원으로서의 수소 확보는 ‘부생수소’임. 부생수소는 석유화학과 제철산업에서 주로 발생. 석유화학 공정 중 부생수소가 발생하는 공정은 1) 납사에서 에틸렌, 프로필렌 생산하는 납사분해공정, 2) 염소와 가성소다를 생산하는 클로르-알칼리(CA) 공정이 있음

국내 수소 생산량(좌) 및 판매량(우)



수소 생산 기술 - Gray 수소: 2) 천연가스 개질법

• 천연가스 개질법

세계적으로 거의 절반의 수소생산은 천연가스가 원료이며, 미국의 경우, 95%의 수소는 '수증기 메탄 개질법'으로 생산

- 천연가스 개질법은 크게 1) 수증기 메탄 개질법(SMR: Steam methane reformation), 2) 부분 산화 방식(PO: Partial Oxidation)으로 구분
- 수증기 메탄 개질법: 수소 생산에서 가장 저렴한 방법. 세계 총 수소 생산의 거의 절반을 이 방법으로 제조. 이는 천연가스의 주성분인 메탄(CH_4), 프로판(C_3H_8)등을 촉매를 통해 고온 (700~1,000도), 고압 (3~25 Bar)의 수증기와 반응해 수소를 제조하는 기술. 이 제조방법의 경우, 수소가 메탄과 물 모두에서 분리되어 생산되기 때문에 수소 생산 효율이 높음(65~75% 정도). 대략 수증기 개질기 하나에서 연간 수소 생산 100,000톤이 가능하며, 이는 약 100만대 연료전지차 공급이 가능한 수준
- 부분 산화 방식: 탄화수소를 이산화탄소와 물로 완전히 산화하는 방식. 이 때, 필요한 산소 양을 제한하여 반응시켜 수소를 생산하는 방식. 천연가스와 적은 양의 산소와의 반응으로 이루어지며, 수소와 일산화탄소가 주요 산물. 이 방식은 최소의 에너지 비용으로 높은 수준의 변환을 일으킨다는 장점이 있음. 다만, 반응 온도에 따라 수소와 일산화탄소 외에 CO_2 , C, H_2O 등이 1,200℃까지 소량으로 나오며 공기를 산소원으로 사용할 시에는 NO_x 배출 된다는 단점이 있음

천연가스 개질에 의한 수소제조방법의 비교

수소 제조방법	CH_4 및 첨가물	반응온도(°C)	수율(%)	발생가스	특징	비고
스팀 개질법	$\text{CH}_4/\text{H}_2\text{O}$	800~900	75	수소, CO_2 , CO	공정이 복잡함, 공해 발생	가장 많이 사용 중임
부분산화법	$\text{CH}_4/\text{H}_2\text{O}$ (공기)	1,150~1,500	-	CO, CO_2 , soot, H_2O , NO_x		에너지효율 높음

수소 생산 기술 – Blue 수소: Gray +CCS (or CCUS)

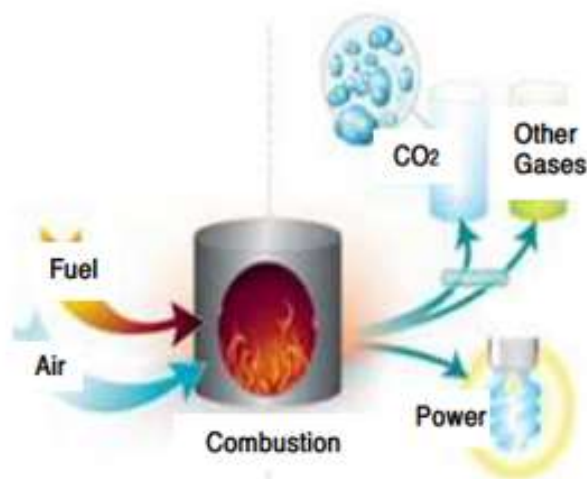
- CCS (or CCUS) 공정 중 CO₂ Capture 기술의 종류

CCS 전체 공정은 1) Capture Process, 2) Compressing Process, 3) Transport Process, 4) Storage Process로 구분
이 중, Capture Process가 전체 비용 중 약 70~80% 차지하는 핵심 기술. 이에 Capture Process 비용 감소가 핵심

- CO₂ Capture 기술은 연소 후, 중, 전 Capture 기술로 구분. 연소 후 Capture 기술은 연소 공정 거친 후 발생하는 배가스(=배기가스) 내 포함되어 있는 CO₂와 N₂에서 CO₂만 분리하는 기술. 연소 전 Capture 기술은 연소를 통해 CO₂가 발생하지 않도록 하는 공정으로 화석연료의 부분 산화나 천연가스 개질 등의 반응을 통해 생성된 H₂와 CO₂를 분리하여 H₂를 생산하는 기술. 연소 중 Capture 기술(=순산소 연소법)은 공기에서 N₂를 분리하고 순산소를 통해 연료를 연소하면 배가스 주 성분이 CO₂와 수증기가 됨. 이 때, 응축을 통해 쉽게 수증기를 분리해서 CO₂를 회수하는 기술

CCS 공정별 기술

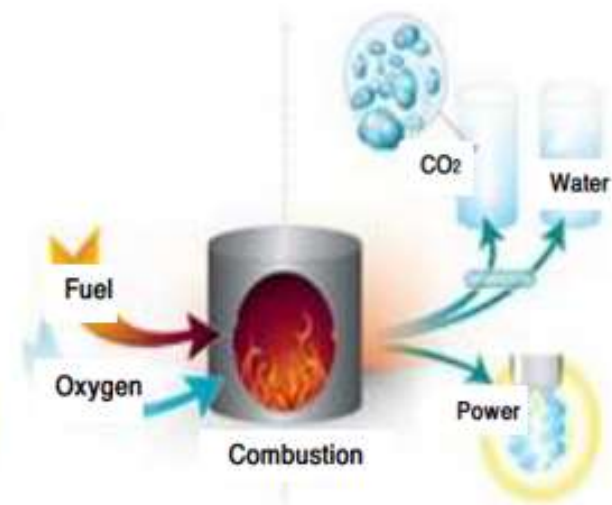
연소 후 Capture 기술



연소 전 Capture 기술



순산소 연소법 Capture 기술



수소 생산 기술 – Blue 수소: Gray +CCS (or CCUS)

연소 후 Capture 기술 중 습식 흡수법이 가장 널리 적용

연소 후 CO₂ Capture 기술: Capture 기술은 흡수법, 흡착법, 막분리법, 증류분리(심냉법), 혼합분리 등이 있음.

흡수법은 석유화학 공정 중 개질 공정에 이미 적용이 되어왔기 때문에 기술 신뢰도가 가장 높음. 흡수법은 연소 후에 방출되는 CO₂ 를 포함하는 연소 배가스(=배기가스)와 CO₂ 에 대한 선택성을 갖는 흡수제를 반응시켜 CO₂ 만 분리하는 기술. 분리 이후, 탈거, 재생 공정을 거쳐 CO₂ 를 다시 탈거시켜 수송,저장하고, 재생된 흡수제는 재사용함

- 흡착법은 고체 흡착제를 사용해서 CO₂ 만 분리하는 기술. 흡착제로 채워진 흡착탑을 배가스가 고압상태로 통과하면 선택도가 높은 성분들을 우선 흡착하고 선택도가 낮은 성분은 흡착탑 밖으로 배출하는 방식. 이에 CO₂ 에 대한 선택성이 높은 흡착제를 사용해야 함
- 막분리법은 일종의 필터를 이용해서 CO₂ 만 분리하는 기술. 에너지소비가 적고 흡수법보다 효율이 높다는 장점이 있으나, 막오염 문제와 대용량 공정에는 부적합하다는 단점이 있음

연소 후 CO₂ Capture 기술별 장단점

기술		장점	단점
흡수	습식	대용량 가스 처리에 용이 이산화탄소 농도 변화에 적용성이 큼	흡수제 재생에 다량의 에너지 소비 흡수제 열화 및 재료부식
	건식	저농도 대용량 가스 분리 가능 고온 고압의 가스시스템에 적용가능	장치 및 운전이 복잡 기체 - 고체 반응으로 반응속도가 느림
흡착		장치와 운전이 비교적 간단 환경영향 및 에너지 효율 우수	분리 효율 낮아 비정상 상태에서의 운전 가능성 높음 대용량 가스 처리 곤란 및 흡착제 비활성화
막분리		장치와 운전이 비교적 간단 에너지 소비가 적음	대용량화 어려움 (모듈 복합체 : 고가 시설비) 분리막의 열화로 내구성 취약
증류 분리(심냉법)		투자비가 저렴 오랜 경험으로 공정의 신뢰도가 높음	에너지 소비가 많음 대용량 가스 처리에 곤란

수소 생산 기술 – Blue 수소: Gray +CCS (or CCUS)

• 블루수소의 핵심 기술은 ‘흡수제’

연소 후 CO₂ Capture 기술 중 습식 흡수법은 액상 흡수제를 사용. 흡수제의 성능 평가 기준은 빠른 흡수/재생 속도와 큰 흡수 능력임

- 습식 Capture 기술: 흡수제 특성에 따라 화학 또는 물리 흡수공정으로 구분. 즉, CO₂와 흡수제 결합이 화학적인지, 물리적인지에 따라 구분되는 것. CO₂ 분압(부분압력)이 낮은 저압에서는 화학 흡수제의 CO₂ 흡수능이 물리 흡수제보다 훨씬 높음. 다만, 고압에서는 물리 흡수제의 흡수능이 유리함. 연소 배가스는 CO₂ 분압이 낮기 때문에 화학 흡수제가 유리하여 이를 위주로 흡수제 기술이 개발됨
- 대표적인 화학 흡수제는 알카놀 아민계(alkanolamine) 화합물임. 알카놀 아민은 1개 또는 그 이상의 하이드록시기(-OH)와 아민(NH² -)기를 가지고 있음. 일반적으로 하이드록시기(-OH)는 증기압을 감소시켜 수용성을 증가시키는 반면, 아민기는 흡수제의 염기도를 높임으로써 산성 가스(ex. H₂S, CO₂ 등)를 흡수 할 수 있음. 알카놀 아민계는 CO₂를 흡수하는 다양한 알카놀아민을 물과 혼합하여 20~30wt% 용액을 만들어 사용하는 방법. 빠른 이산화탄소 흡수 속도 때문에 1970년대부터 상용화
- 알카놀 아민 중 하나이면서 가장 먼저 상용화된 흡수제인 MEA(Mono Ethanol Amine)는 분자량이 작기 때문에 동일 무게 기준으로 비교했을 때, 상대적으로 mol 농도가 높음. 이에 mol 농도비의 화학반응인 CO₂ 흡수에 유리하고 흡수탑 크기가 작음. 다만, 부식성, 재생에 필요한 높은 에너지 요구량 등의 단점 보유. MEA는 석유화학공정에서 배가스 등에 포함된 H₂S와 CO₂ 제거 공정으로 널리 사용. 다만, 입체장애아민 등장으로 점유율 상당부분 감소
- AMP는 입체장애아민(sterically hindered amine)의 대표적 흡수제로, CO₂ 흡수 용량과 빠른 흡수 및 재생속도에 장점이 있음. 입체장애아민 수용액은 치환되지 않는 기존 아민 수용액 대비 CO₂ 탈거 정도가 우수하고 CO₂ 흡수에 재사용 될 경우에도 우수한 CO₂ 흡수를 나타냄. 이에 현재 아민계 흡수제인 MEA의 대체 흡수제로 빠르게 확대되고 있으며, 기존 MEA 대비 재생열도 낮아 AMP 중심 흡수제 시장 확대 중. 다만, 흡수 속도가 MEA 대비해서는 느리기 때문에 흡수 속도 개선을 위해 첨가제나 촉매 혼합 방안 등이 연구되고 있음
- AMP는 일본의 MHI사의 KS-1 흡수제가 상용 흡수제로 주로 사용되고 있음. 최근에는 재생열을 20% 감소시킨 KS-21 사용 증가 중. CCS 프로젝트가 가장 많은 미국에서도 AMP 흡수제 중심으로 프로젝트를 확대하고 있음

수소 생산 기술 – Blue 수소: Gray +CCS (or CCUS)

흡수제 특성 비교

Absorbents Characteristics	MEA	DEA	TEA	MDEA	AMP
Mole Weight	61.09	105.14	149.19	119.17	89.14
Specific gravity	1.0179	1.0919	1.1258	1.0418	0.934
Boiling point (°C) at 760mmHg	171	Decomp.	360	247.2	165
Melting Point (°C)	10.5	28	21.2	-21	31
Vapor pressure (mmHg at 20°C)	0.36	0.01	0.01	0.01	
Solubility in water (Weight % at 20°C)	100	96.4	100	100	Miscible in water
Absorption capacity	●	○	X	△	●
Reaction rate (m ³ /kmol·s, 25°C)	7600	1480	2.35	3.5	1048
Heat Regeneration (Btu/lb CO ₂)	825	658	425	475	<MEA
Degradation	X	X	○	○	△

(●: 매우 양호, ○: 양호, △: 보통, X: 불량)

자료: Cheric, 유안타증권 리서치센터

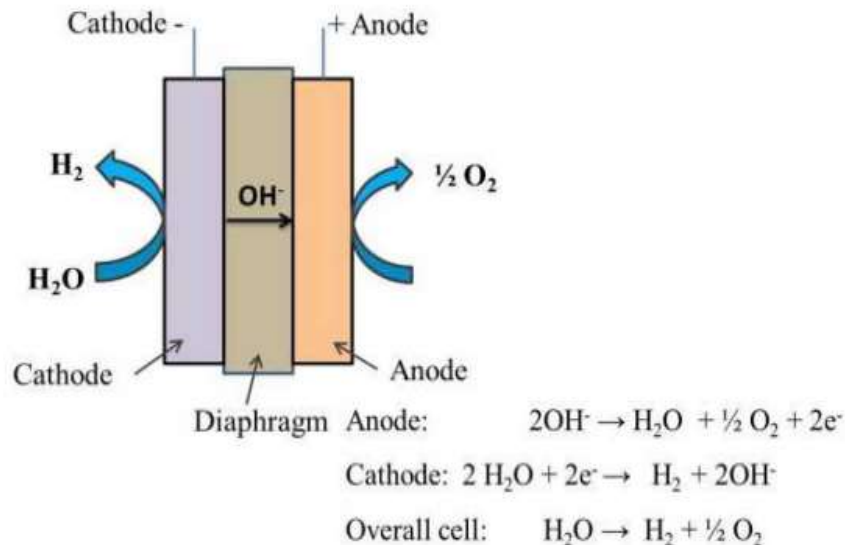
수소 생산 기술 – Green 수소: 수전해

• 1) AEC(Alkaline Electrolyzer Cell): Alkaline(알카라인)법

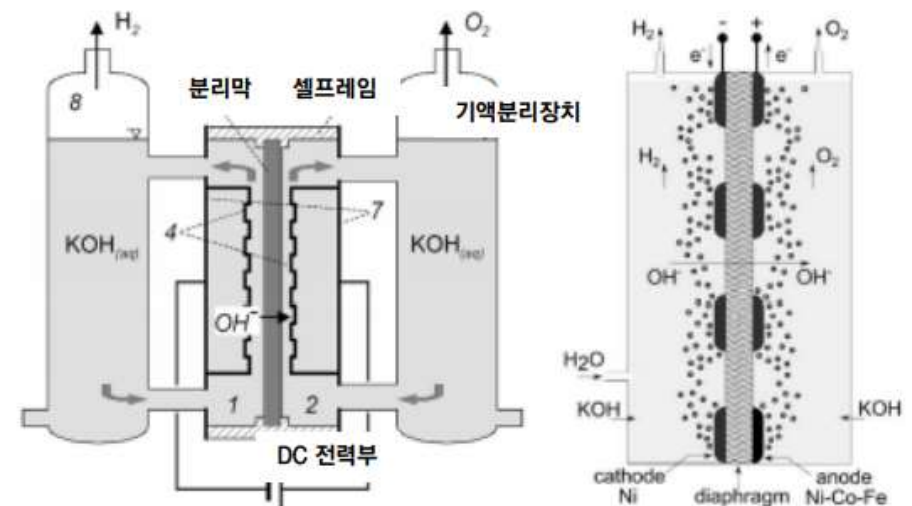
수전해수소 기본 원리: 물을 전기분해하여 산화환원 반응 유도하여 생산하는 방식. 전기에너지를 이용해서 +극에서 물이 전자를 잃고 산화되어 산소기체 발생, -극에서 전자를 얻고 환원되어 수소 기체를 발생시키는 반응. 그런데 순수한 물은 전류가 흐르지 않기 때문에 전기분해하기 위해 수산화나트륨이나 황산을 넣어줘야 함

- Alkaline(알카라인)법: KOH(수산화칼륨)나 NaOH(수산화나트륨)이 녹아 있는 알칼리 수용액에서 음극(cathode)에서 생성된 수산화 이온(OH⁻)이 분리막을 통과해서 양극(Anode)으로 이동해 수소를 생산하는 방식. 이는 생산효율이 높고 수명도 상당히 길어 일부 이미 상업화하여 생산하고 있는 방식. 그러나 막이 불완전하여 수산화 이온이 양극으로 이동하기도 전에 반응해 버리는 문제를 해결하지 못하고 있음. 또한 액체 전해질을 이용하기 때문에 전기저항이 높아 전력손실 생김

Alkaline(알카라인)법



Alkaline 수전해 구조 Gap(좌), Zero-Gap(우)



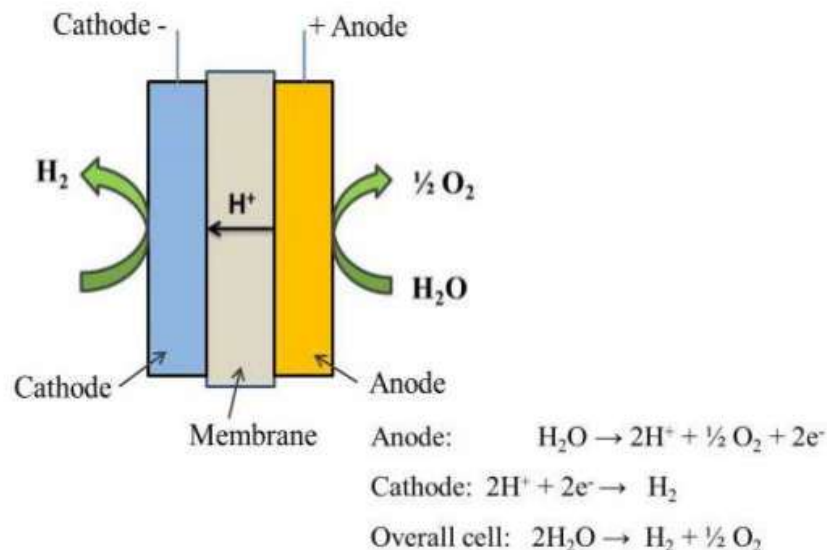
수소 생산 기술 – Green 수소: 수전해

• 2) PEMEC(PEM Electrolyzer Cell): PEM(Polymer electrolyte membrane)법

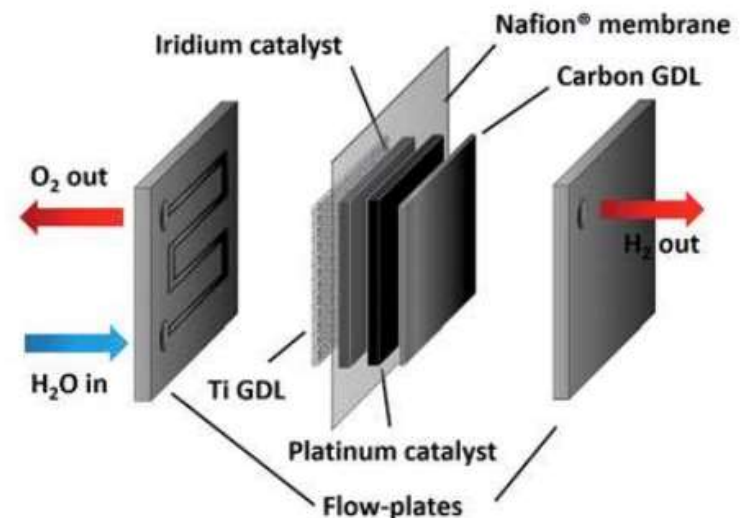
불소계 멤브레인막 장치에 직류 전압을 가하면 물은 양극 또는 산소 전극으로 공급됨. 이 때, 공급된 물은 산소와 양성자로 산화되면서 전자 방출. 이 후 양성자 수소이온은 PEM을 통과해 수소 전극으로 이동해 회로의 다른 쪽에서 전자를 만나 수소로 환원됨. PEMEC는 고분자 전해질막을 이용하여 얇은 구조의 전해질층 형성이 가능해서 수소이온의 전도도를 개선한 것

- 생산가능 수소 압력은 200bar 정도이며, Alkaline electrolysis보다 장치 크기가 10배 정도 축소됨. 고분자 전해질막 수전해 셀은 막전극 접합체(MEA: Membrane-electrode-assembly) 형태. 다만, 막의 두께를 조절하지 못했을 때 오히려 수소이온 전도도가 낮아지고 높은 압력 조건에서 잘 작동하지 못함. 이를 견딜 수 있는 재료를 사용하게 되면 비용이 상승

PEM(Polymer electrolyte membrane)법



고분자 전해질막 수전해 셀 구조



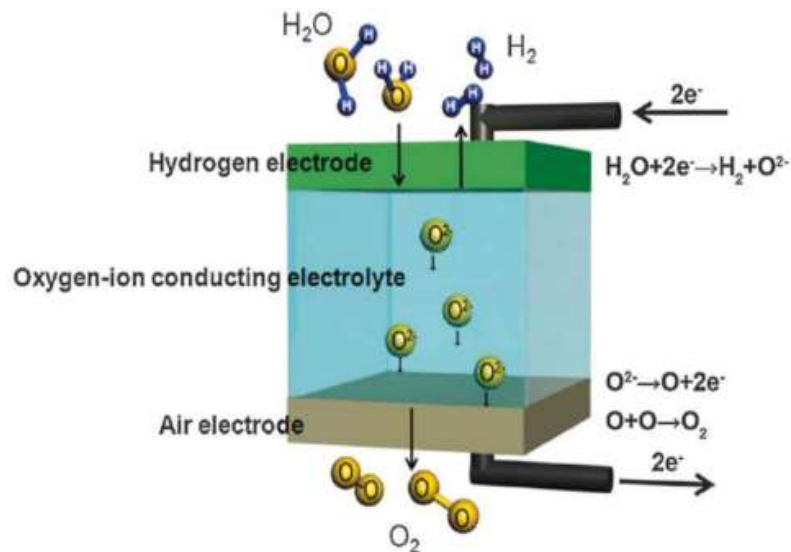
수소 생산 기술 – Green 수소: 수전해

• 3) SOEC(Solid oxide electrolysis)법

고온의 수증기를 음극에 주입해 수소와 산소 이온으로 분해시키고, 이중 산소 이온은 고체산화물(solid oxide)을 통과해 산소가 생성되는데, 이때 음극에서 발생한 수소를 정제하는 방식. H₂O만 분해 가능한 알카라인이나 고분자 전해질막 수전해 방식과는 달리 CO₂를 분해하여 CO를 생성할 수 있는 장점. 이에 탄화수소계 연료 합성에도 사용 가능. SOEC는 생산효율이 높고, 높은 압력에도 잘 작동하며, 귀금속이 없어도 되는 시스템이라는 장점. 다만, 모든 소재가 세라믹 재질이어서 유지 보수 및 내구성 측면에서 열위

- 기술적 과제: 전해질은 기계적 강도 유지하면서 이온 전도성 증가 시키는 재료, H₂ 전극은 니켈 사용 시, 고전류 밀도에서 장시간 작동 시 성능 저하 해결할 재료, O₂ 전극 역시, 장시간 운전 시 열화 문제 발생 감소시킬 재료, 인터커넥터는 전극 재료와의 화학 작용 시, 기계적 강도 및 열화 문제 감소시킬 재료에 대한 연구 진행 중

SOEC(Solid oxide electrolysis)법



고체 전해질 종류별 열팽창 계수 비교

고체 전해질	열팽창계수 ($\times 10^{-6} \text{K}^{-1}$)	온도 영역 (K)
YSZ	10.4	300~1,273
Bi ₂ O ₃	20	940~1,020
CeO ₂	12.1	300~1,273
LSGM	12.2	300~1,273

수소 생산 기술 현황 – Green 수소: 수전해

- AEC, PEMEC는 성숙한 기술로 상용화. SOEC는 상용화 전이나 파일럿 본격화
- ※ 참고: 시스템 가격은 시스템 기준 CAPEX(전해조 + 전력변환 + 가스정제/건조·제어계통)로 간접비는 제외
AEC는 낮은 자본비용, 높은 수명 등으로 인해 가장 먼저 상업화 됨. 2023년 시스템 가격 \$800~2,000/kW 수준 → 2025년 현재 중국 제외 실계약 및 입찰가 기준 \$380~1,100/kW까지 시스템 가격 하락. 중국 국영 입찰 평균가는 2025년 5월까지 평균 \$145/kW(2024년 평균 \$167/kW)
- PEMEC는 작동이 유연하며, 장치 소형화 및 유지, 보수에 용이. 다만, 멤브레인막, 백금 촉매 등 유지 비용 높음. 2023년 기준 시스템 가격 \$1,200/kW 이상 → 2024년 4분기 중국 제외 평균 실제 상업 계약가 \$1,050/kW 수준까지 하락. 2024년 연간 기준, 중국 국영 입찰 평균가는 \$830/kW
- SOEC는 고온의 수증기 및 높은 압력으로 이론 상 생산효율 가장 높음. 다만, 유지보수 내구성 측면 열위 → 2025년 독일 1st 스택 파일럿 1MW 라인 가동
파일럿 라인 시스템 기준 \$850~1,800/kW 수준

수전해조 기술 비교

Specification	AEC	PEM	SOE
Electrolyte	Alkaline (KOH)	Solid Polymer (Nafion)	Solid ceramic
Temperature, °C	70–90	50°C–80°C	700°C–850°C
Efficiency	50%–78%	50%–83%	89%
Pressure, bar	<30	<70	1
Current density, A/cm ²	0.2–0.8	1–2	0.3–1
Voltage range, V	1.4–3	1.4–2.5	1.0–1.5
Response Time	seconds	milliseconds	seconds
Scalability	High	Moderate	Moderate
Lifetime, hr	60,000	50,000–80,000	20,000
Application	Large-scale	Small to medium-scale	Large-scale
Hydrogen Purity	99.5%–99.9998%	99.9%–99.9999%	99.9%

수소 생산 기술 현황 – Green 수소: 수전해

- 기 발표된 프로젝트와 예상 운영 날짜를 고려하면, 설치된 전 세계 수전해 용량은 2022년 0.7GW → 2023년 3GW → 2024년 12GW
현재 계획된 모든 프로젝트가 실현되면 글로벌 수전해 용량은 2030년까지 520GW에 도달(2022년에 예상했던 2030년 수전해 용량은 380GW였음)
- 제조 용량 기준으로는 2025년 약 27GW로, 중국 60 %, EU 22 % 수준
- AEC가 글로벌 생산 능력의 75% 차지, PEMEC 은 제조 생산의 약 25%, SOEC는 매우 적은 양의 초기 단계 생산

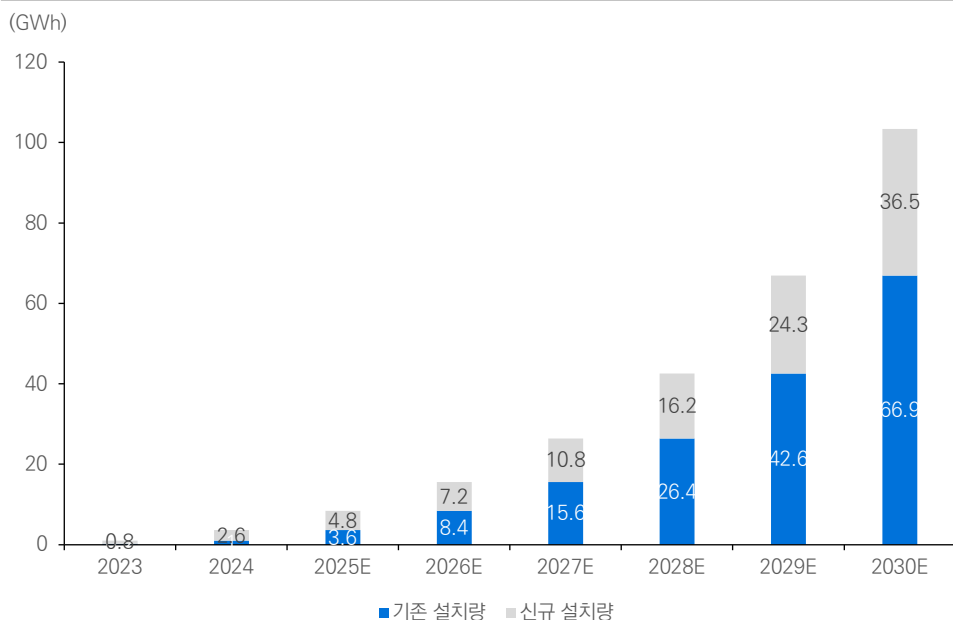
글로벌 수전해수소 생산능력 기준 제조업체 순위 (2025년 기준)

Company	Technology	Main Manufacturing Plant Location	Current Electrolyzer Production Capacity(MW)
LONGi Hydrogen Technology Co., Ltd.	AEC	China	5,000
Plug Power, Inc.	PEM	Woodbine, Georgia, U.S.A	2,500
Hygreen Energy	AEC	Shandong, China	2,000
Bloom Energy Corporation	SOE	Christina Parkway, U.S.A.	2,000
ITM Power Plc	PEM	Sheffield, U.K.	1,500
PERIC Hydrogen Technologies Co., Ltd.	AEC	Handan City, Hebei Province, China	1,500
McPhy Energy S.A.	AEC	San Miniato, Italy	1,300
Electric Hydrogen Co.	AEC	Devens, Massachusetts, U.S.A.	1,200
Thyssenkrupp Nucera AG & Co. KGaA	AEC	Dortmund, Germany	1,000
John Cockerill S.A.	AEC	Seraing, Belgium	1,000
Cummins, Inc.	PEM	Columbus, U.S.A.	1,000
Nel ASA	PEM	Heroya, Norway	500
HydrogenPro ASA	AEC	Tianjin, China	500
Sunfire GmbH	AEC	Dresden, Germany	500
Ohmium International, Inc.	PEM	Bengaluru, India	500

수소 생산 기술 현황 – Green 수소: 수전해

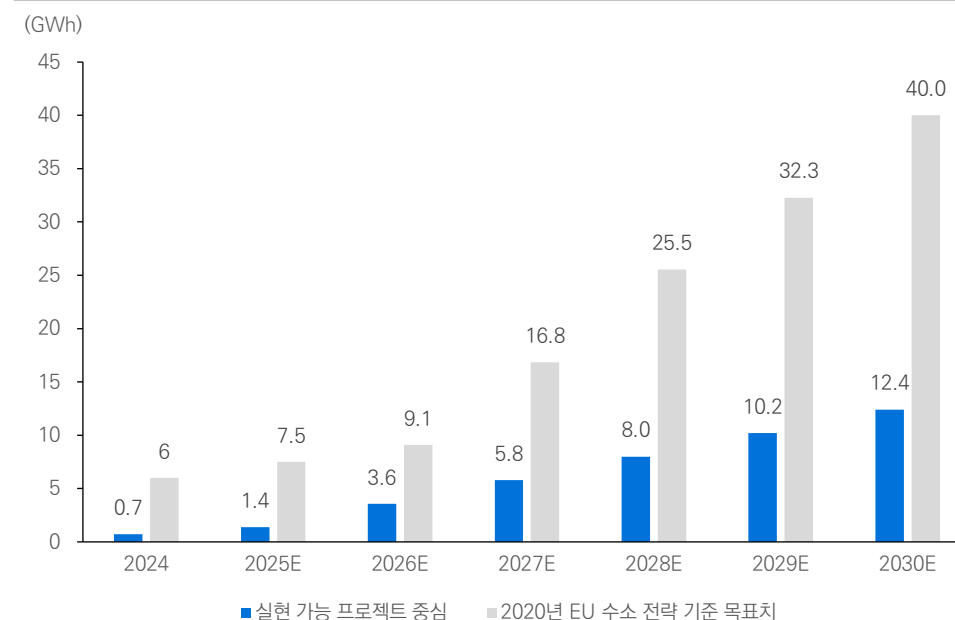
- **중국** : 시스템 가격이 저렴하고 핵심 부품의 국산화율이 높은 AEC 중심 설치 수요 지속. 2025년 1-4월 주문량은 이미 2024년 주문량 2.4 GW를 넘어섰음. 2025년 연말 기준, 2024년 대비 2배 설치 수요 예상. 중국 내 설치 수요는 주로 AEC지만 유럽 등으로의 수출 제품은 PEMEC → 글로벌 전해조 제조 용량 기준 M/S 60%, 전해조 FID의 40%, 실제 가동 중인 전해조 용량의 80% 차지. 프로젝트가 거의 지연됨 없이 가동되었음을 의미
- **유럽**: 기술 다변화를 추구하며 PEMEC가 약 53 %, AEC도 44 %, SOEC와 AEM은 아직 초기 단계. 주로 PEMEC 위주의 전해조 프로젝트이기 때문에 기술적 한계로 인한 높은 비용, 규제 불확실성 등으로 최종투자결정에 도달한 청정수소 프로젝트가 거의 없음. 대부분 지연. 그나마 경제성에 대한 기대가 있었던 원자력 수소의 경우에도 수소 생산 방식의 분류 여부는 2028년 7월까지 유보. 구체적 논의는 2026년 6월부터 논의될 예정
→ 발표된 2030년 북미와 유럽의 청정수소 프로젝트 중 각각 18%와 5%만이 최종투자 결정에 도달

중국 수전해조 누적 설치량 현황 및 전망



자료: 유안타증권 리서치센터

유럽 수전해조 누적 설치량 (실현 가능 vs EU 목표치)



자료: 유안타증권 리서치센터

수소 생산 기술 현황 – Green 수소: 수전해

• 하이브리드 기술 등장: AEM(Anion Exchange Membrane)

PEM(Polymer Electrolyte Membrane) 수전해와 AE(Alkaline Electrolysis)의 장점을 절충한 차세대 수전해 기술

- 음이온 교환막(Anion Exchange Membrane)을 전해질 분리막으로 사용하여, 막을 통해 수산화 이온(OH^-)만 이동시키는 방식. 전해셀 구조는 PEM(양이온 교환막) 방식과 유사하나, 이온 전도 및 전해질 조성이 반대(양이온→음이온)라는 점이 핵심 차이
- 저가 촉매(니켈 계열) 사용 가능하면서도 고체막을 통한 가스 분리가 가능한 점이 강점. 다만, 막 소재 안정성·이온 전도도 면에서 아직 PEM 수준까지 도달하지 못해 상용화 초기 단계 → 미국, 유럽에서 시범 적용 중

AEM(Anion Exchange Membrane), PEM과 AE와 비교

구분	PEM (Proton Exchange Membrane)	AEM (Anion Exchange Membrane)	AE (Alkaline Electrolysis)
이온 전도체	양이온(H^+)	음이온(OH^-)	음이온(OH^-)
막 종류	소포(H^+) 전도성 고분자막 (예: Nafion®)	소포(OH^-) 전도성 고분자막 (쿼터너리암모늄 도입)	멤브레인 없음 (혹은 저가 멤브레인), 액체 전해질 사용
전해질(셀 내부)	순수 물 + 산성 촉매(산성 환경)	순수 물 혹은 희석 알칼리 용액	KOH, NaOH 20–30 wt% 수용액
촉매(음극/양극)	Pt/C (음극), IrOx/RuOx (양극)	Ni 기반 또는 Fe, Co 복합체 (양/음극)	Ni-Ca 페스트, Ni-Fe, Ni-Pd 등의 저가 금속
작동 압력/온도	고압(10–30 bar), 50–80 °C	중간압(1–10 bar), 40–80 °C	저압(1–3 bar), 60–90 °C
전류밀도	1.5–3.0 A/cm ² 이상 (고전류밀도 운전 가능)	0.5–1.5 A/cm ² (현재 기술 수준, 점진적 개선 중)	0.3–1.0 A/cm ²
수소 순도	≥99.9 %	≥99.5 % (약간의 물기, 추후 정제 필요)	≥99.0 % (수분·알칼리 잔류 가능)
시스템 복잡성	복잡(고순도 급수 및 고가 막 스택)	비교적 단순(저가 막+저가 촉매)	가장 단순(배관·탱크·열교환기 등)
비용(200 Nm ³ /H ₂ 기준)	높은 자본비용(CAPEX): 막+귀금속 촉매가 지배적	중간 수준(CAPEX 감소 가능성 있음)	낮음 (액체 알칼리+저가 촉매)
내구성(추정)	40,000–80,000 h 이상 (운전 중막 열화 문제)	3,000–10,000 h (막 사이즈업 및 안정화 필요)	50,000 h 이상 (액체 전해질 교체는 필요)

[참고] 수소 생산 기술 – 원자력 수소

원자력 수소 생산방식

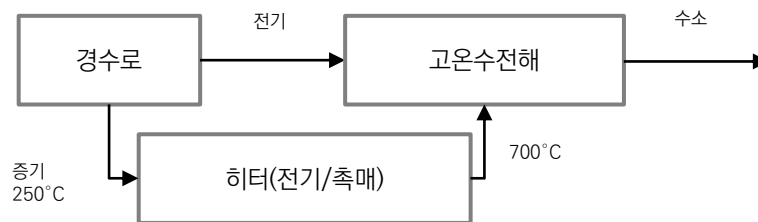
경수로를 이용한 수소 생산

저온수전해



: 그린수소와 동일 방식, 전력만 원전 이용

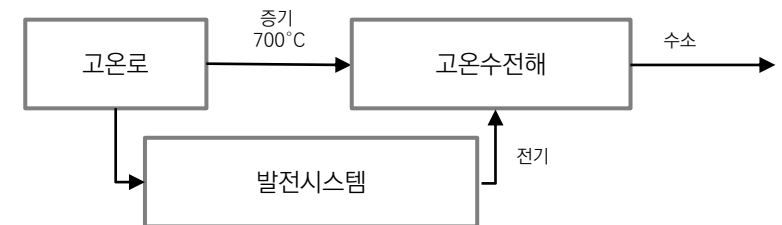
고온수전해



: 경수로에서 생산된 증기와 전기를 공급하여 고온수전해 적용

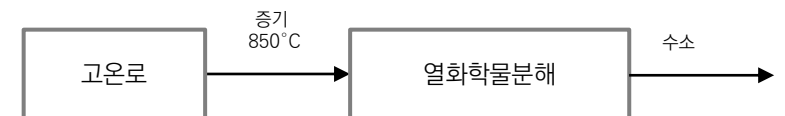
고온로를 이용한 수소 생산

고온수전해



: 고온가스로의 고온증기/ 전력을 공급하여 고온수전해 기술 적용

열화학



: 초고온가스로 고온을 이용한 열화학법 적용

[참고] 수소 생산 기술 – 원자력 수소

- 아래 표, 국제원자력기구(IAEA)에서 개발한 수소 경제 평가 프로그램인 HEEP를 통해 비교한 수소 생산 비용 결과
- 표에 나와있는 수소 생산 시스템에는 모두 원전의 열 또는 전기를 활용. SMR 즉, 수증기 메탄 개질 방식은 원전에서 발생하는 열을 활용. AEC, PEMEC 는 원전의 전기를 활용, SOEC 는 원전의 열 및 전기를 모두 활용
- 그 결과, PEMEC는 블루수소 수준 까지 생산비 하락이 가능하며, SOEC의 경우, 현재 기술 수준에서도 수소 생산비가 \$2.24~ 3.73/kg 정도밖에 되지 않음

원자력 열 또는 전기를 활용한 수소 생산 방식 비교

	AEC	PEMEC	SOEC	SMR	Thermochemical S-I
Technology readiness	9	6~8	5	9	4
Temperature (°C)	60	60	800	870	910
Pressure (atm)	1	1	1.57	4.1	3.85
Efficiency (HHV, %)	30	27	36	79	25
Electricity (MJ)	180	200	146	1.4	75
Heat (MJ)	26	26	30	0	375
Water (kg)	11.5	11.5	83	10.3	9
Natural gas (kg)	0	0	0	2.9	0
CO2 out (kg)	0	0	0	5~11	0
Production cost (\$/kg)	5.92	3.56~5.46	2.24~3.73	1.54~2.3	2.18~5.65

자료: IAEA, 유안타증권 리서치센터

2) 수소 저장 기술 트렌드 및 현황

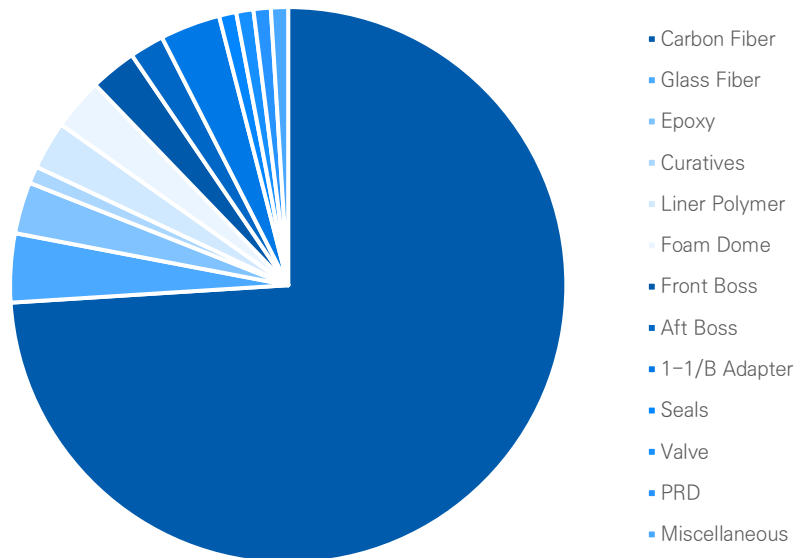
수소 저장 기술 – 1) 기체 용기 (압력용기)

• 기체 용기 기술 핵심은 ‘소재’

기체 용기는 이미 상용화 중. 주로 탄소섬유(생산비 75% 이상 차지) 가격 경제성 확보가 중요 → kg 당 \$19 까지 내려옴. 최근 중국 기업들의 탄소섬유 생산 확대로 kg당 \$10수준까지 하락

- 수소 생태계에서 기체 압력 용기가 적용되는 곳은 1) 충전소(약 6개 정도), 2) 운반: 튜브트레일러, 3) FCEV: 저장탱크 등
- 기체 압력용기는 압력을 높여 많은 양의 기체 수소를 저장하는 것이 핵심. 충전소 수소 가격을 낮출 수 있고, 운반비도 낮출 수 있음
- 탄소섬유 소재는 다양한 가공방법 즉, Fabric, Paper 등을 적용 시, 압력 용기 뿐 아니라 연료전지 내 GDL 등에도 적용가능

수소저장탱크 생산비 비중



자료: 아르곤국립연구소, 카본메카, 유안타증권 리서치센터

수소저장탱크 구조



자료: 아르곤국립연구소, 카본메카, 유안타증권 리서치센터

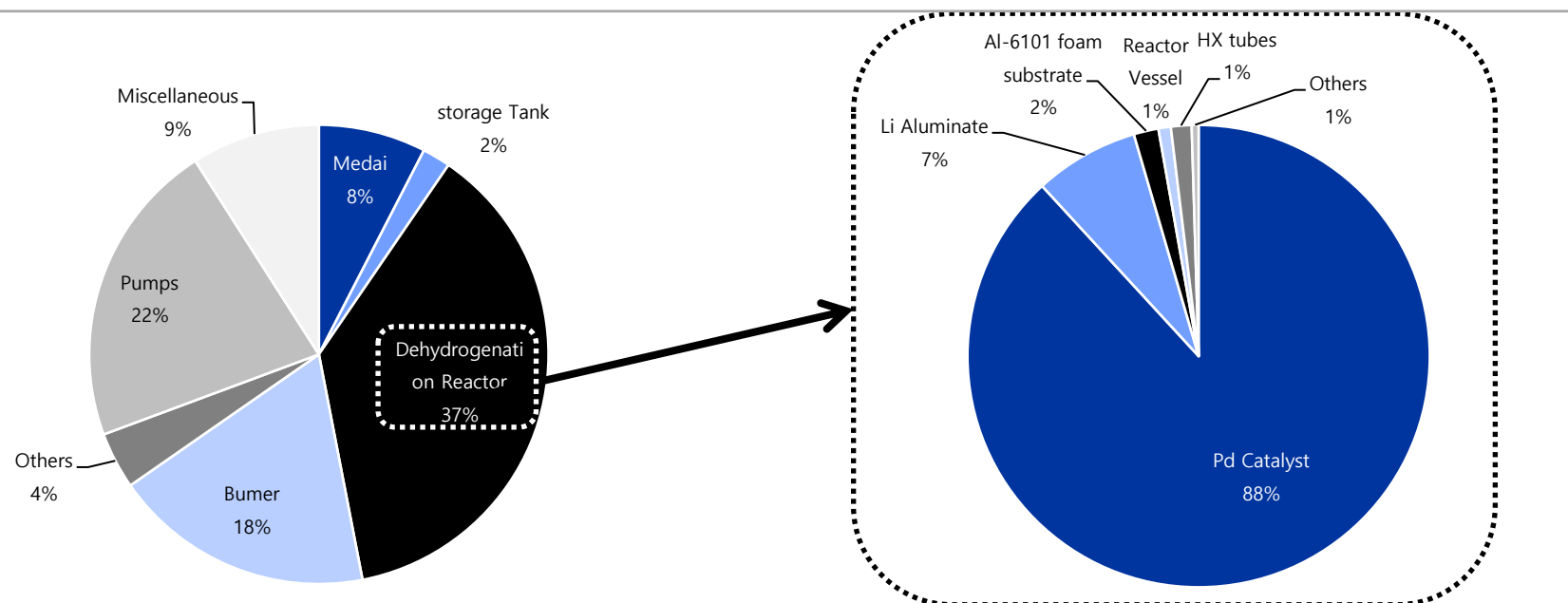
수소 저장 기술 – 2) 액체: 액화 – 액화수소 용기

• 액화수소 용기 기술 핵심은 ‘전체 시스템’

장거리 운송을 위해 액체 용기에 대한 연구도 지속 중. 현재 린데, 에어리퀴드, 에어프로덕트 등 해외 기업들이 기술력 높음

- 수소 액체 형태 저장 방법은 1) 다른 물질과의 결합을 통한 물질변환 저장, 2) -253°C 로 수소 액화 저장 방법이 있음
- 물질변환 저장은 단위 무게 당 수소 함량 낮아 운송 효율 떨어지고 수소를 화합물화 후 다시 추출하는 공정을 거쳐야 해서 재생 손실이 큼 → 이를 줄이기 위한 기술 연구 필요
- 액화수소는 기체수소 대비 크게 부피가 감소, 동일 압력에서 기체수소 대비 800배 체적 에너지밀도 가지고 있음. 다만, 액화 공정 시, 대규모 시설투자가 필요하고 많은 에너지가 필요. 또한 외부 열 유입 시 손실이 커짐. 액화수소 용기는 소재보다는 전체 시스템 구성에 대한 경쟁력이 핵심

액화수소 시스템 생산비 비중



수소 저장 기술 – 2) 액체: 물질 변환 – 화합물화+재생 기술

• LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers)

물질 변환을 통한 액체 저장 방식은 대표적으로 1) LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers)와 2) 암모니아가 있음

이 중 LOHC는 액체 상태의 유기 화합물에 수소를 화학적으로 결합하여 저장하고, 필요 시 탈수소화 반응을 통해 고순도 수소를 회수하는 기술. 이 기술의 핵심은, 저장체가 상온, 상압에서 액체 상태로 존재할 수 있다는 점임

• LOHC는 크게 1) 수소화 반응, 2) 탈수소화 반응으로 구성.

1) 수소화 반응: 반응기에서 수소와 촉매 발열 반응으로 수소화됨. 반응기의 특정 온도와 고압으로 가열되어 탄소 이중 결합이 포화되어 수소가 풍부한 LOHC 형태가 생성됨. 수소화 반응은 낮은 온도와 고압을 선호. 온도는 일반적으로 80~240°C, 압력은 5~50bar. 반응 속도는 주로 유체, 촉매 및 작동 조건의 특성에 영향 받음. 촉매로 Pt/C, Pd/Al₂O₃, NiMo 기반 사용

2) 탈수소화 반응: 촉매 흡열 반응으로 LOHC와 촉매의 조합에 따라 50~420°C가 필요. 대기압과 같이 낮은 압력에서도 수행될 수 있음. 이 공정에는 수소 원자를 분리하는 데 필요한 에너지와 C-H 결합의 활성화 에너지 차이로 인해 에너지 필요. 따라서 고온 요구 사항은 현재 공정의 주요 문제. 현장에 외부 열원이 없는 경우 탈수소화에 필요한 에너지를 충당하기 위해 추가 수소가 필요. 탈수소화에 필요 압력이 낮은 경우, 반응 중 에너지 사용량이 낮음을 의미 하지만 공정에 고압 수소가 필요한 경우 제품 가스를 압축하는 데 추가 에너지가 소요됨

• 기술 개발 주요 관심사: LOHC 탈수소화 반응기에서의 핫스팟(hot spot) 발생 최소화. 핫스팟 발생 시, 1) LOHC 분자의 열분해 또는 탄화, 2) 촉매의 소결(sintering) 및 비활성화, 3) 반응기 벽면의 열응력에 따른 구조적 손상 가져옴

LOHC 기술 개발 방향

기술 접근 방식	구현 방법	기대 효과	비고
고열전도 지지체	다공성 금속 폼, 세라믹 스폰지	열 확산 균일화	Musavuli et al. (2025): Pt/Al ₂ O ₃ 촉매를 금속폼에 코팅
반응기 구조 최적화	다관형, 냉각재 순환	국부 고온 억제	상용 Chiyoda LOHC 프로젝트에 적용된 방식
유동 해석 및 설계	CFD 모델링, 배플 삽입	유속 불균형 해소	Zhang et al. (2025)
촉매 다층화	희석층 + 반응성층 Pt catalyst + inert support 혼합층 활용	반응 속도 제어	

수소 저장 기술 및 현황 – 2) 액체: 물질 변환 – 화합물화+재생 기술

LOHC 관련 완료 또는 진행 중인 프로젝트

프로젝트 명	기간	위치	주요 기술	LOHC 화합물
SPERA Hydrogen	2020~2025	브루나이→일본	세계 최초 상용 LOHC 국제 수소 해상운송	톨루엔/메틸시클로헥산
아쿠아벤투스	2023~2035	Helgoland	해상풍력, 전기분해, LOHC 저장	정보 없음
스마트쿼트	2020~2024	Bedburg 외	스마트 수소 인프라, LOHC 시나리오	디벤질톨루엔
H2	2024~2030	Lingen	전국 인프라 구축, Power-to-Gas	디벤질톨루엔
TransHyDE / H2 Mare	2021~2025	헬골란트/함부르크	오프그리드 풍력, 해상 수소 공급망	정보 없음
코페르니쿠스 PtX	2016~2025	전국	화학 에너지 전환 연구	디벤질톨루엔 → 벤질톨루엔
LOHC 연료 스테이션	2021~	Erlangen	독일 최초 LOHC 연료 충전소	디벤질톨루엔
브레머하펜 수소연구소	~2022	브레머하펜	테스트 수소 공급망	디벤질톨루엔
LOHC 열차	2019~2023	Jülich	LOHC 기반 통근 열차	정보 없음
수소물류	2017~2019	독일(전국)	ReleaseBOX 모듈 시스템	디벤질톨루엔
헬름홀츠 수소 클러스터	2021~	Jülich	수소 기술 연구 클러스터	정보 없음
HECTOR	2023년까지	Dormagen	LOHC 저장 파일럿 플랜트	디벤질톨루엔

자료:유안타증권 리서치센터

수소 저장 기술 및 현황 – 2) 액체: 물질 변환 – 화합물화+재생 기술

• 암모니아 활용 수소 저장

암모니아는 17.8wt%의 높은 H₂저장 밀도를 가지며 H₂에 비해 화학적으로 안정하여 저장 및 전달이 용이. 또한 상온에서 비교적 쉽게 액화가 가능하며(약 -33.3°C, 1atm), 액체 암모니아 1m³는 약 108 kg의 수소 저장 가능. 이는 액화 수소(약 71 kg/m³)보다 높은 수소 밀도를 가지며, 고압 수소 가스(700 bar)의 5~8배에 해당. 기존 화학산업 인프라를 거의 그대로 전환하여 사용할 수 있다는 장점도 있음. 다만, 무색의 자극성 냄새를 가진 기체로, 물에 잘 용해되며 대기 중에 누출될 경우 휘발성 강함. 따라서 운송 및 저장 과정에서 밀봉 기술, 누출 감지, 독성 제어 기술이 반드시 동반되어야 함

- 암모니아 활용 수소 저장 화학반응은 크게 1) 암모니아 합성 반응: 질소와 수소를 반응시켜 암모니아 생성, 2) 암모니아 분해(크래킹) 반응: 암모니아를 열적 또는 전기화학적으로 분해하여 수소 회수에 기반. 암모니아의 합성은 일반적으로 하버-보슈(Haber-Bosch) 공정을 기반으로 하며, 고온(400~500°C), 고압(150~300 atm) 환경에서 반응. 암모니아 분해는 일반적으로 500~700°C의 고온 조건과 금속 촉매가 필요. 니켈(Ni), 루테튬(Ru), 코발트(Co) 등의 금속 촉매가 대표적으로 사용. 루테튬은 높은 활성을 보이지만 고가, 니켈 기반 촉매는 저비용이나 활성과 내구성이 낮은 문제가 있음
- 기술 개발 주요 관심사: 1) 분해 반응의 높은 에너지 소모: 저온 고효율 촉매 또는 전기화학 기반 분해 방식 연구 필요, 2) 수소 정제 필요성: 고순도 수소 연료전지 연계 시 압력 스윙 흡착(PSA) 또는 막 분리 기술 요구 등

주요 저탄소 암모니아 프로젝트

Project Name	Country	Capacity (Mt/y)	Status	Technology	Start Year
Blue Point No.1 ATR	USA	1.4	Firm	ATR + CCS	2025
Villela Project	Paraguay	0.1	Mature	Electrolysis	2025
Project Cormorant	USA	0.88	Mature	ATR + CO ₂ Capture	2027
Louisiana CCS Ammonia	USA	1	Firm	Steam Reforming + CCS	2026
Salalah2	Oman	1	Developing	Electrolysis + RE	2028
Mundra Green H ₂ & NH ₃	India	1	Developing	Electrolysis + RE	2028
Solatiao Brazil	Brazil		Developing	Electrolysis	2029
Norway Electrolysis Plant	Norway	0.0205	Operational	Electrolysis	2024
USA Electrolysis Plant	USA	0.02	Operational	Electrolysis	2024
China Flexible Electrolysis	China	0.02	Operational	Electrolysis + RE	2024
USA Small Electrolysis	USA	0.007	Operational	Electrolysis	2024
Canada Small Electrolysis	Canada	0.0001	Operational	Electrolysis	2024

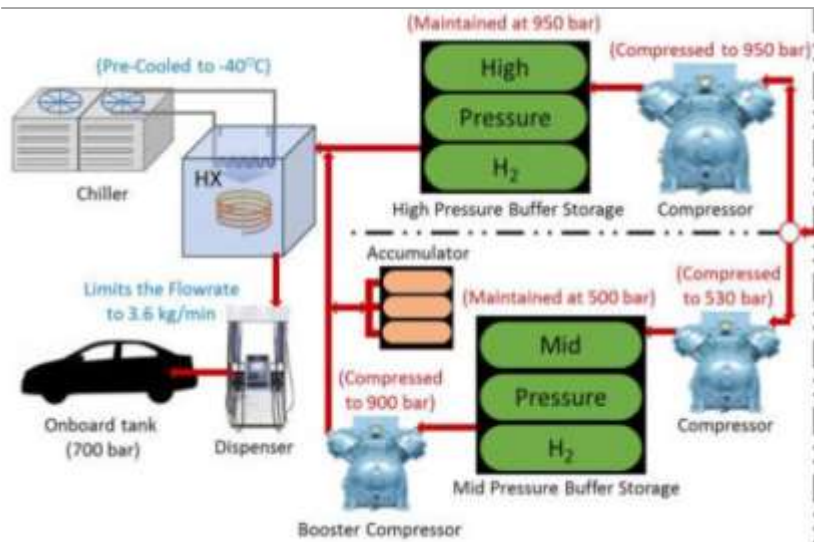
수소 저장 기술 – 수소 충전소: 기체(GHRS)

• 기체 용기 기준 수소 충전소

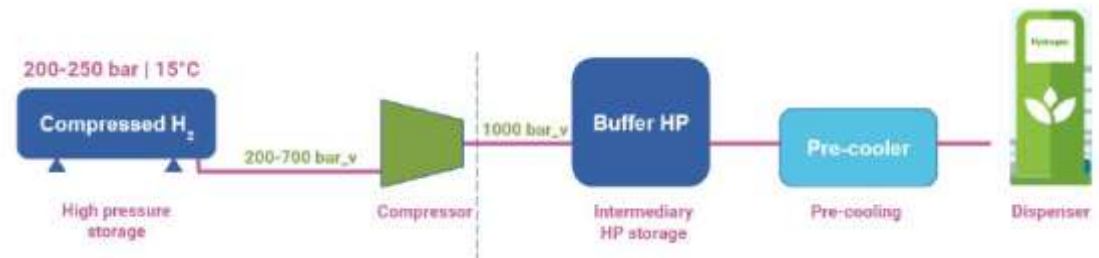
기체 수소충전소는 수소를 저장하는 '수소저장용기', 수소 압력 높이기 위한 '압축기', 발생 열 제거를 위한 '냉각기', '디스펜서' 등으로 구성

- 수소 저장용기는 400bar 정도의 수소를 저장하고 공급되는 수소의 압력이 낮을 경우에는 압축기를 사용하여 압력을 높임.
보통 수소 전기차 기준으로 5~7kg의 수소를 충전하는데, 걸리는 시간은 3분 이내 정도(700 bar H70, -40 °C 사전 냉각 기준). 고압 수소를 고속으로 주입하면 발열이 일어나고 이 때, 발생하는 열을 제거하기 위해 냉각기가 필요
- 수소충전소의 규모는 시간당 공급할 수 있는 수소의 양으로 표현. 보통 상업용 수소충전소는 300Nm³/h 정도의 수소 공급 능력 보유. 수소 11Nm³는 약 1kg이기 때문에 한 시간에 5~6대의 수소 전기차 충전이 가능하다고 보면 됨.
- 수소를 충전소로 운반하는 튜브트레일러의 경우, 수소생산단가를 낮추기 위해 고압의 용기가 필요. 중압용기 555bar, 고압용기 990bar. 2025년 기준, Type4 930 bar 신형 (Quantum × OneH2, 이동식 충전소 486 kg 적재) → 모바일 스테이션·백업 가스 배관용

기체 수소 충전소 설비 구성(GHRS)



GHRS 도식도



수소 저장 기술 – 수소 충전소: 액체(LHRS)

• 액화 용기 기준 수소 충전소

액화 수소충전소는 수소를 저장하는 ‘액화수소 저장 탱크’, -250°C 의 액화수소를 압송한 후 기화기로 이동하는 ‘크라이오 펌프 (Cryogenic Pump)’, 액화수소를 기체로 전환하고 고압(최대 900 bar)으로 증가시키는 ‘기화기’, ‘밸브 패널’, ‘기체 저장 버퍼’, ‘디스펜서’ 등으로 구성

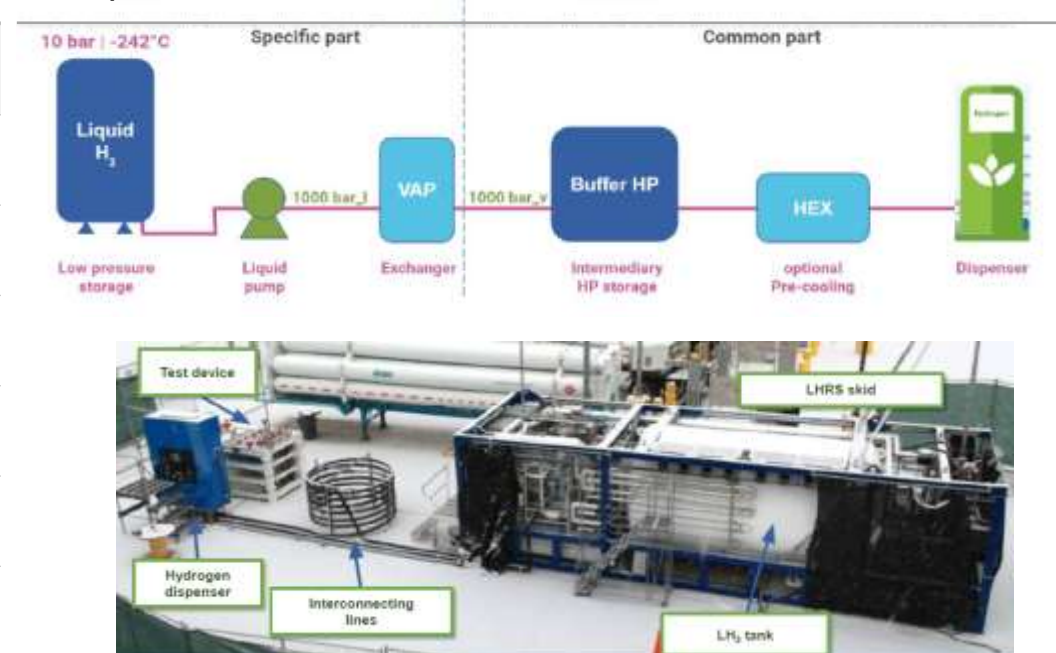
- 고압 기체 수소 기반 충전소(GHRS)는 대용량 충전에 한계. 액화수소는 밀도가 높아 저장 및 운송 효율이 높아, 총 소유 비용(TCO)을 낮추는 데 유리
- 충전소의 핵심은 극저온(-250°C)의 수소를 안정적으로 저장 및 압송하고, 고압 기체로 변환하여 차량에 주입하는 전 과정의 기술 통합. 기체 기반 충전소보다 설치비용이 높지만, 운영 효율성과 확장성 측면에서 유리

LHRS 2020 vs 2024 기술 비교

항목	2020 Linde Type CP90 데모 스테이션	2024 Wörth am Rhein sLH ₂ 시범소
펌프 유형	Cryogenic piston pump (LH ₂ 에 직접 잠김)	sLH ₂ 전용 서브쿨드 펌프
최대 처리량	50 kg H ₂ /시간	> 400 kg H ₂ /시간
에너지 소비량	1.2 kWh/kg-H ₂	0.05 kWh/kg-H ₂
Boil-off 손실	4 kg/day (약 1%)	미공개 (N/A)
호스·커플러	표준 SAE J2601 PV 70 MPa 커플러 (수동 잠금)	MannTek DN20 공압식 잠금, 무누설 커플러
지원 차량	승용 FCEV 6 대/시간 (소형차 중심)	중장거리 중·대형 트럭 1-2대 동시 충전

자료: 유안타증권 리서치센터

LHRS 구조



자료: EU, FCH

3) 수소 활용 기술 트렌드 및 현황

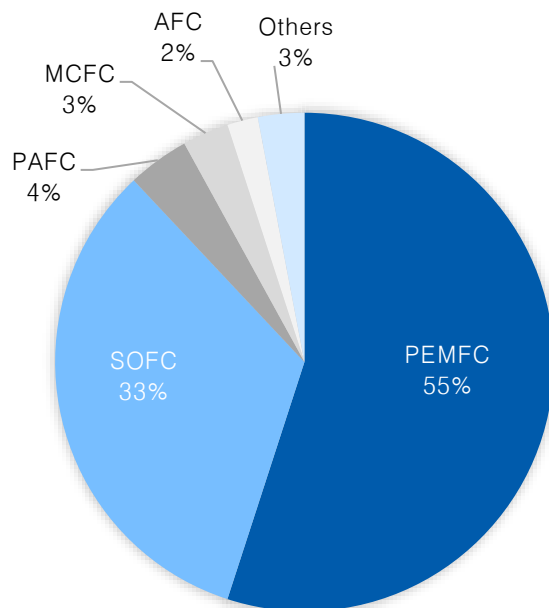
수소 활용 기술 - 수소 연료전지: 운송용 -PEMFC, 고정형 -SOFC

- 수소 연료전지 - 수전해수소와 기반 시스템 유사

LT-PEMFC(저온형) → 승용·경상용 FCEV 대부분 채택, HT-PEMFC 및 SOFC-Aux가 버스·트럭용 범용 보조전원(APU)로 진입

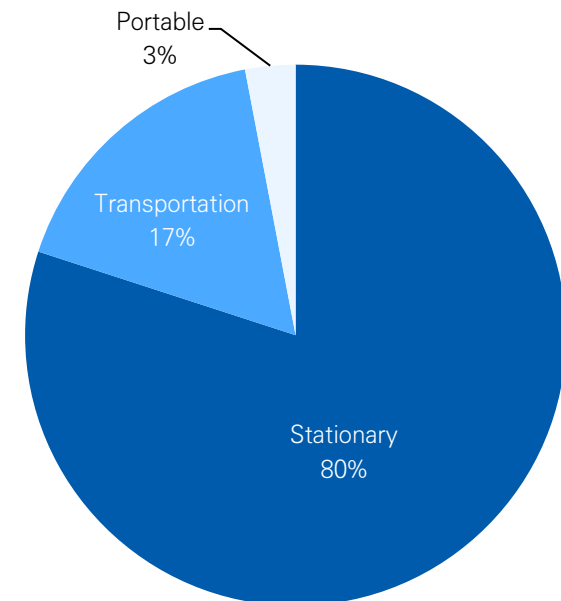
- 고정용 연료전지 시장에서 SOFC가 각광받는 이유: 높은 CHP 효율성, 연료 유연성 및 최대 수 메가와트 범위의 공정 중 높은 출력 등으로 인한 것
- 2024년, 2023년 대비 SOFC 33 % 증가, MCFC 3 % 감소 → 마이크로 CHP·데이터센터 백업 전원 수요 확대
- SOFC 평균 전기 효율: > 60 % (열병합 85 %증가), H₂ / NG 블렌딩 30 % 이상 실증 성공 (Bloom Energy SK e-Firm 4Q24)

수소 연료전지 타입별 시장 점유율(2024년)



자료:IDTechEX, 유안타증권 리서치센터

어플리케이션별 SOFC 시장 점유율(2024년)



자료:IDTechEX, 유안타증권 리서치센터

수소 활용 기술 - 수소 연료전지: 운송용 - PEMFC

• 운송용 PEMFC 구조

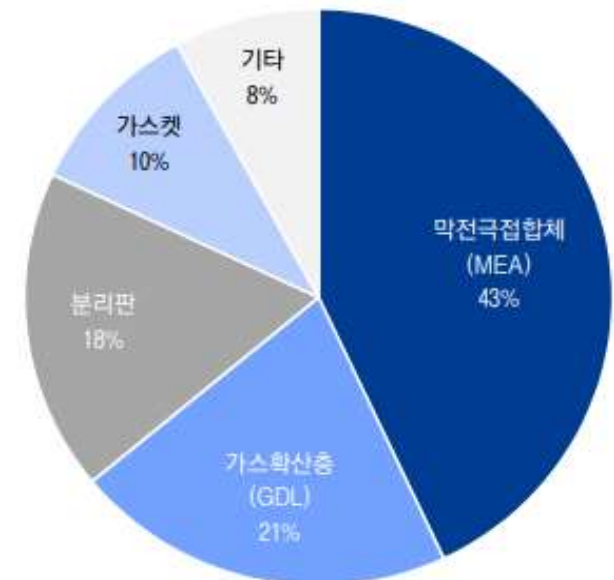
PEMFC 스택 구조: 분리판 - GDL(탄소섬유) - 촉매층(백금 코팅) - 멤브레인막(나피온) - 분리판으로 구성

- MEA는 PEMFC 원가의 43% 비중. MEA 내 GDL은 일본 기업 중심, 멤브레인막은 미국 Gore 독점, 촉매층 역시 일본 기업 중심
- 멤브레인막 원가 비중 높음. 제조공정이 복잡한 불소계 적용하고 있기 때문. 이에 다른 소재로의 개발이 이루어지고 있음. 탄화수소계 전해질막은 생산단가는 낮출 수 있으나 고온 및 저습도에서 이온전도도가 낮으며 H⁺ 이온 통과율의 불안정성으로 오히려 촉매량을 늘리는 효과. 다른 소재에 대한 연구 지속 중

PEMFC 구조: 관련 밸류 체인



PEMFC 스택 원가 구성



수소 활용: 글로벌 FCEV(수소연료전지차) 현황

FCEV 판매량 규모 (국가별) (2023.01 – 2024.12)

Country	2023.1~12 (대)	2024.1~12 (대)	Growth Rate (%)	2023 점유율 (%)	2024 점유율 (%)
China	7,562	7,113	-5.90%	46.10%	55.30%
Korea	4,631	3,688	-20.40%	28.20%	28.70%
Europe	773	736	-4.80%	4.70%	5.70%
Japan	424	686	61.80%	2.60%	5.30%
USA	2,992	586	-80.40%	18.20%	4.60%
Others	31	57	83.90%	0.20%	0.40%
Total	16,413	12,866	-21.60%	100.00%	100.00%

FCEV 판매량 규모 (기업별) (2023.01 – 2024.12)

Maker	2023.1~12 (대)	2024.1~12 (대)	Growth Rate (%)	2023 점유율 (%)	2024 점유율 (%)
HYUNDAI	5,012	3,836	-23.50%	30.50%	29.80%
TOYOTA	3,839	1,917	-50.10%	23.40%	14.90%
YUTONG	1,193	1,137	-4.70%	7.30%	8.80%
China Commercial	6,369	5,976	-6.20%	38.80%	46.40%
Total	16,413	12,866	-21.60%	100.00%	100.00%

수소 활용: 글로벌 FCEV(수소연료전지차) 현황

• 2025년 FCEV 시장은 여전히 중국 수요 증가 주목

중국: 2022년 8월에 시작된 중국의 FCEV 프로그램은 정부의 인센티브 지급 확장을 통해 수소 연료전지 기술의 상용화 및 개발 가속화 목표. 1년차 자금은 2024년 4월 지급, 2년차 2024년 11월에 지급, 현재 3년차 자금은 2025년 4월에 지급. 3년차는 2년차 대비 44.2% 증가한 금액. 루량, 푸양, 지위안, 다렌, 창저우, 하미 등 6개 도시를 추가했으며, 2025년 말까지 4,000대 이상의 FCEV를 추가로 배치할 예정

• 한국 이재명 정부 정책 주목 – 친환경차 6개 품목(18개 세부 과제)에 FCEV 포함

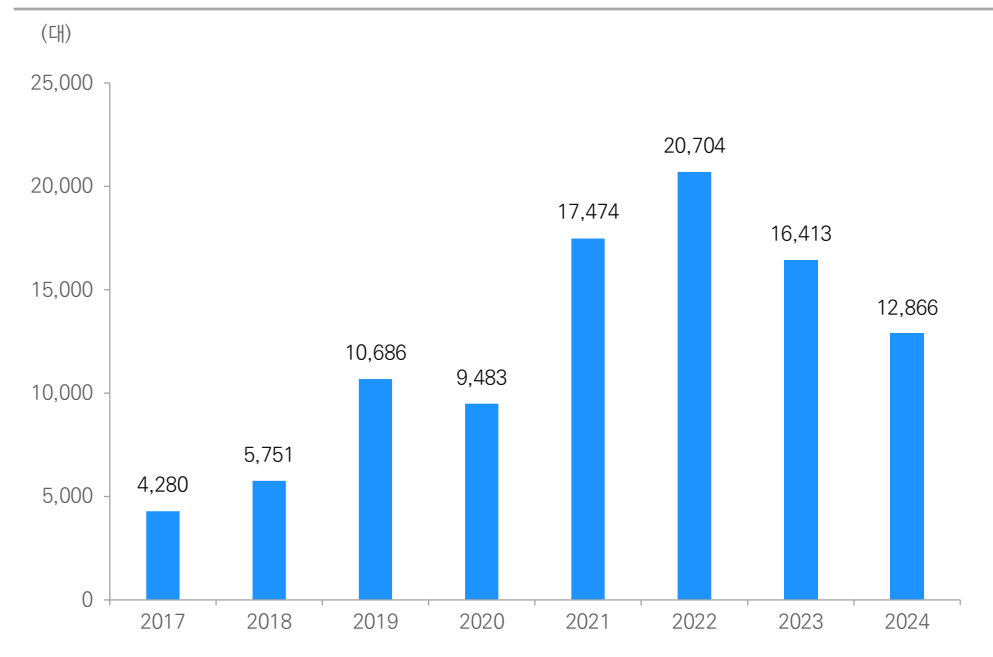
산업통상자원부가 친환경차 분야에 본격 지원 돌입. 신규과제에는 친환경차 6개 품목 포함. 수소, 전기 저상버스용 공용 플랫폼, 내연기관 부품 기업 업종 전환 기술 등이 FCEV에 해당 → 대부분 신규 과제 채택 기업은 핵심 기술이 아닌 경우가 많았음. 장기 경쟁력을 위한 핵심 기술에 지원 확대 필요

FCEV 모델별 누적 판매량 비교

모델	제조사	출시 연도	누적 판매량 (2024년까지)	주요 시장
Toyota Mirai	Toyota	2014	약 27,500대	미국, 일본, 유럽
Hyundai Nexo	현대차	2018	약 39,172대	한국, 미국, 유럽
Honda Clarity FCV	Honda	2016	약 2,000대	미국, 일본
Hyundai ix35 FCEV	현대차	2013	약 1,000대 미만	유럽
Mercedes GLC F-Cell	Mercedes	2018	약 500대 미만	독일

자료:유안타증권 리서치센터

글로벌 FCEV 판매량 추이



자료:SNE Research, 유안타증권 리서치센터

수소 활용: 글로벌 FCEV(수소연료전지차) 현황

• 2025E~2030E FCEV CAGR 40% 이상 – 주로 중국 주도

글로벌 FCEV 2025~2030년 연평균 성장률 40% 이상 예상. 주로 중국 중심 성장 지속. 승용 부문은 일본, 한국 중심으로 3세대 연료전지가 2026년~2027년에 등장

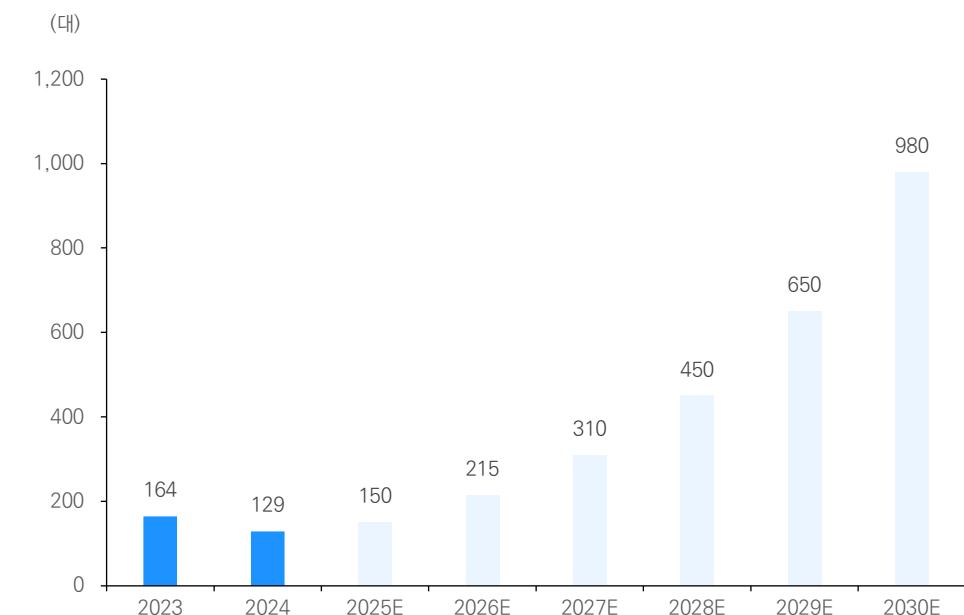
- 중국은 2025년부터 이미 출고되고 있는 상용 수소트럭을 기반으로 물류 수송 중심인 베이징-톈진-허베이, 광둥, 장거리 구간 운송이 많은 중국 내륙권을 중심으로 빠르게 확산 중. 충전 인프라도 540기 → 1,000기로 빠른 속도로 보급률 증가

2026년 출시 예정 FCEV

지역	모델	제조사	구분	출시 시기	주요 사양 및 비고
한국	넥쏘 후속 모델	Hyundai	승용	2025.05	2.5세대 연료전지 적용
일본	Next-Gen Mirai (3세대 FC 시스템)	Toyota	승용 (세단)	2026년	3세대 연료전지 시스템, 일본·중국·EU·미국 순차 출시
중국	Beacon (Cavan)	Foton Cavan	상용 (중·장거리 트럭)	2026년	순수 전기+수소 듀얼모드, 수소 주행 1,100 km 이상, 300 kW FC 스택
미국	Zero-Emissions Trucks	Autocar	상용 (직업용 덤프·트럭)	2026년	GM 연료전지 탑재

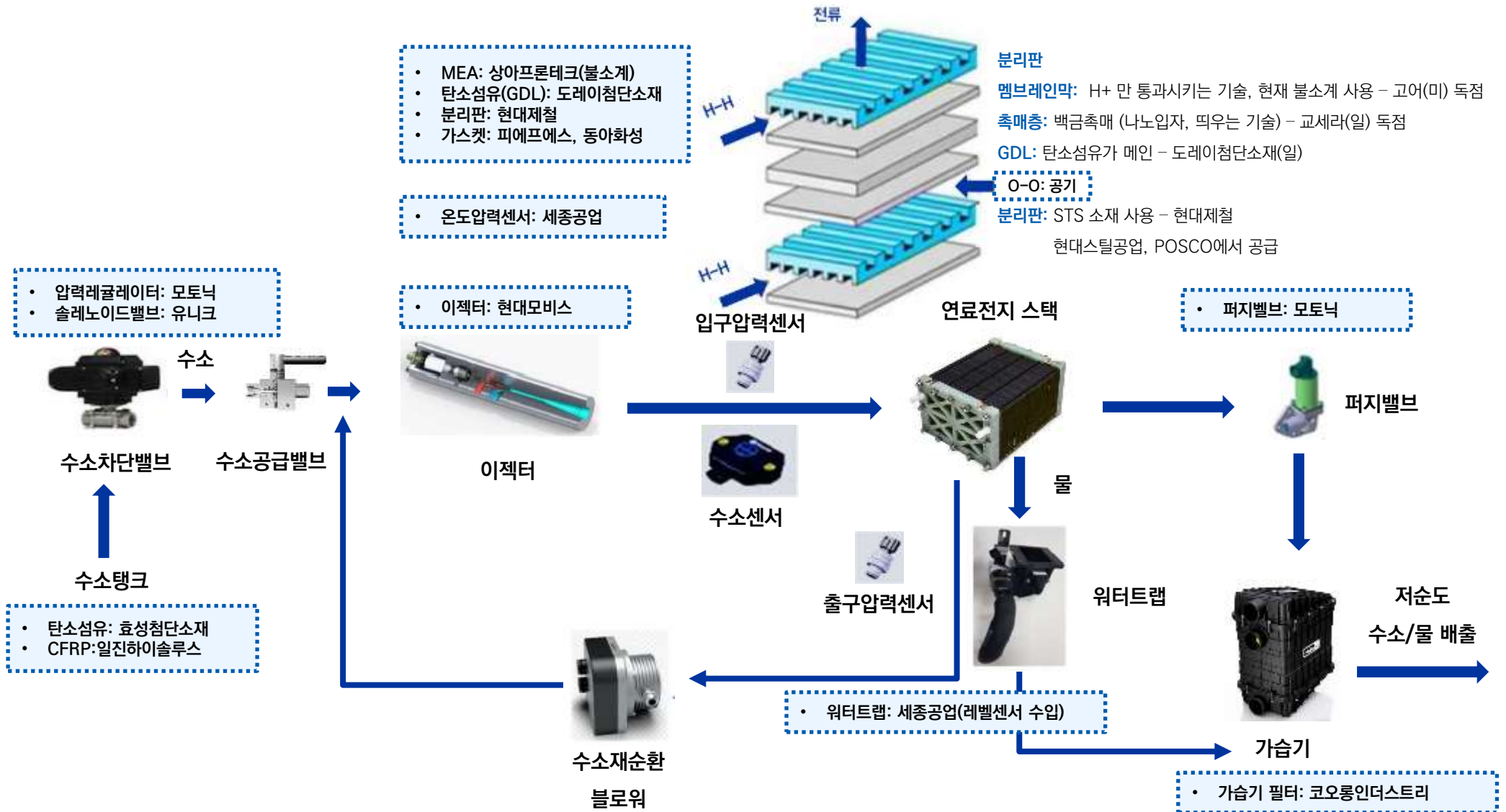
자료:유안타증권 리서치센터

글로벌 FCEV 판매량 추이 및 전망



자료:유안타증권 리서치센터

FCEV 부품별 Supply Chain – 현대차 기준



V. 수소 경제 투자전략 및 Top Pick

국가별 수소 경제 포트폴리오 제시

국가별 수소 경제 투자전략

- 2025년은 ‘한국: 정책’과 ‘중국: 수요’에 주목하라

- 미국: IRA 정책 리스크로 프로젝트 지연 및 취소 가능성 높음

- 미국 수소 관련 투자는 IRA 정책 불확실성으로 매력도 떨어짐. 잠시 숨고르기 필요

- 유럽: 생산 및 인프라 구축 기업 중심 관심 유효

- 유럽은 블루/그린 수소 생산 특히, PEMEC 중심 인프라 구축 위주. 친환경 정책에 있어서 비교적 예측 가능하고 안정적이라는 특징이 있으나 수소 경제 인프라 구축에 대한 비용 부담 여전. 따라서 Capex 감당 능력이 있는 대형 상장사 중심으로의 전략이 유효. 그러나 중국 저렴한 전해조에 대한 제재 등으로 비용 부담이 증가하는 시기에는 높은 기술 혁신성과 EU 보조금이 직접 지원되는 비상장 기업에 관심 필요

- 중국: 수전해조, 모빌리티 중심 성장 지속

- 글로벌 수소 관련 정책이 주춤하던 시기에도 중국은 2022년부터 수소 관련 정책을 빠르게 확대시켜 옴. 2023년에는 모빌리티 분야 상용 부문 글로벌 M/S 1위, 수전해조 설치량 점유율 60% 이상에 이어 프로젝트 지연도 거의 없는 상황. 2025년에도 수전해조와 모빌리티 중심 성장 지속. 따라서 알카라인, PEM 수전해조 기업 및 상용 수소 모빌리티 기업에 대한 관심 지속 필요

- 한국: 수소 관련 정책 다시 시작된다

- 거의 연이은 민주당 집권으로 다시 친환경 관련 정책 특히, 수소 관련 정책이 주목받기 시작. 주로 정부 정책 주도형에 모빌리티, 연료전지 등 활용에 치우쳐 있고 핵심 기술에 대한 경쟁력이 낮은 편. 따라서 모빌리티, 연료전지 대형 상장사 및 핵심 밸류체인 위주 관심 유효

국가별 수소 경제 포트폴리오 제시

미국

테마	상장 기업(티커)
수소 생산: 블루/그린 수소	Plug Power (PLUG), Bloom Energy (BE)
수소 저장: 인프라 구축	Air Products (APD), Chart Industries (GTLS)
수소 활용: 산업, 발전, 모빌리티 등	FuelCell Energy (FCEL), Nextera Energy (NEE), Plug Power (PLUG), Bloom Energy (BE)

유럽

테마	상장 기업(티커)
수소 생산: 블루/그린 수소	Nel ASA (NEL.OL), ITM Power (ITM.L), Sunfire(비상장)
수소 저장: 인프라 구축	Linde plc (LIN)
수소 활용: 산업, 발전, 모빌리티 등	Siemens Energy (ENR.DE), Hexagon Purus (HPUR.OL), ArcelorMittal(MT), SSAB(SSAB-A.ST)

중국

테마	상장 기업(티커)
수소 생산: 블루/그린 수소	LONGi(601012.SH), PERIC Hydrogen(688146 (SHH), Sungrow Hydrogen(Sungrow: 300274.SH), Jiangsu Guofu Hydrgrn Enrgy (HKG: 2582)
수소 활용: 모빌리티 등	Weichai Power (000338.SZ)
수소 활용: 산업, 발전 등	Baosteel(600019.SH), Sinopec(600028.SH)

한국

테마	상장 기업(티커)
수소 활용: 모빌리티 등	현대자동차 (005380.KS), 현대모비스 (012330.KS), 상아프론테크 (089980.KQ), 코오롱인더 (120110.KS)
수소 생산: 블루/그린 수소	SKE&S(SK이노베이션: 096770.KS), SK어스톤(비상장) 등 SK그룹
수소 저장: 인프라 구축	효성첨단소재 (298050.KQ), 일진하이솔루스(271940.KS), 효성중공업(298040.KS)
수소 활용: 산업, 발전 등	두산퓨얼셀 (336269.KS), 포스코홀딩스 (005490.KS), 두산에너빌리티 (034020.KS), 상아프론테크 (089980.KQ)

이안나



02 3770 5599

anna.lee@yuantakorea.com

투자의견	Not Rated (I)
목표주가	- 달러 (I)
현재주가(06/09)	109.60 달러
상승여력	-

시가총액	87 억달러
총발행주식수	106,733,168 주
90일 평균 거래대금	16,304,670 달러
90일 평균 거래량	121,509 달러
52주 고	157.20 달러
52주 저	76.80 달러
주요주주	Wu Pinfang 외 2인 30.5%

주가수익률(%)	1개월	3개월	12개월
절대	-9.1	-26.5	-

Jiangsu Guofu Hydrgrn Enrgy (HKG: 02582)

• 수전해·액화 수소 기술 통합형 기업

동사는 대부분 AEC 기술력만 보유하고 있는 중국에서 AEC와 PEMEC 기술력 모두 높은 기업. 특히, AEC 강자 불리는 LONGi Green Energy도 PEMEC는 파일럿 시범 단계. 동사는 PEMEC 실증 마무리 단계. 액화수소 기술도 Fives(프랑스)와 공동으로 저온 압축기, 증발기, 저장탱크 등 개발 완료. 설계도 모듈형으로 국내외 수소 허브 구축 시 EPC 적용 유연성 높음

• 수직 계열화 + 해외 확장력 + 정책 연계

동사는 14·5 계획' 국가 중대 프로젝트 참여사로 지정된 후 중국 내 PEM 수전해 국산화 프로젝트 컨소시엄 리더로 활동 중. 2차전지에서 CATL의 성장과 유사. 이에 제품 표준화 및 국산화율이 높아 중국 내 정부 보조금 연계 사업에 유리. 또한 기체, 액화 충전소에서 전해조부터 모듈, 시스템까지 수직계열화된 생산 체계로 내재화 기술력 높으며 2024~2025년 기준 중동(사우디 NEOM), 인도, 호주, 스페인 등 10개국에 수전해조를 수출 하는 등 해외 확장력도 높음

• 중국 형 수소 산업 시스템 구축 리더로 관심 유요:

동사는 기술 내재화-제품 상용화-글로벌 확장-정책 참여가 유기적으로 연결. 특히 액화 수소 기술 경쟁력은 중국 내 거의 유일하며, PEM 기술도 조만간 상용화 진입. 장기적으로 주목할만한 기업

Forecasts and Valuation (GAAP 연결)

(백만달러, %, 배)

결산(12월)	2020	2021	2022	2023	2024
매출액	-	51	53	74	64
매출액증가율	-	-	9.2	45.3	-12.2
영업이익	-	-13	-16	-9	-31
영업이익률	-	-	18.1	-41.1	230.5
지배주주귀속순이익	-	-11	-14	-10	-29
지배주주 귀속 EPS	-	-0.1	-0.2	-0.1	-0.3
EPS증가율	-	-	26.4	-25.8	182.1
PER	-	-	-	-	-
PBR	-	-	-	-	7.8
EV/EBITDA	-	-	-	-	-
ROA	-	-	-6.8	-3.9	-9.0
ROE	-	-	-14.4	-12.5	-27.0

자료: 유안타증권 리서치센터

Jiangsu Guofu Hydrgrn Enrgy Eqpmnt Co Ltd (HKG: 02582) 추정재무제표 (GAAP 연결)

손익계산서 (단위: 백만달러)

결산	2020	2021	2022	2023	2024
매출액	-	51	53	74	64
매출액 증가율 (%)	-	-	9.2	45.3	-12.2
매출원가	-	46	48	61	57
매출총이익	-	5	6	13	6
판매비	-	10	16	19	26
영업이익	-	-13	-16	-9	-31
영업이익 증가율 (%)	-	-	18.1	-41.1	230.5
EBITDA	-	-11	-12	-5	-23
영업외손익	-	1	2	3	5
외환관련손익	-	0	0	0	0
이자손익	-	1	2	3	4
관계기업관련손익	-	0	0	0	0
기타	-	0	0	0	0
법인세비용차감전순이익	-	-14	-17	-13	-35
법인세비용	-	-2	-3	-2	-6
계속사업순이익	-	-12	-14	-11	-29
중단사업순이익	-	0	0	0	0
당기순이익	-	-11	-14	-10	-29
지배순이익 증가율 (%)	-	-	26.4	-25.8	182.1

재무상태표 (단위: 백만달러)

결산	2020	2021	2022	2023	2024
유동자산	-	113	127	162	173
현금및현금성자산	-	26	11	47	46
매출채권 및 기타채권	-	43	51	63	81
재고자산	-	26	42	25	18
비유동자산	-	62	115	133	178
유형자산	-	46	90	105	123
관계기업등 지분관련자산	-	3	4	5	21
기타투자자산	-	3	5	5	3
자산총계	-	175	241	295	351
유동부채	-	45	103	154	155
매입채무 및 기타채무	-	35	66	60	75
단기차입금	-	9	34	63	71
유동성장기부채	-	-	-	-	-
비유동부채	-	21	50	61	60
장기차입금	-	18	44	55	56
부채총계	-	66	153	216	215
자본금	-	-	-	-	-
자본잉여금	-	115	106	106	-
이익잉여금	-	-20	-32	-41	-
비지배자본	-	0	0	0	0
자본총계	-	109	89	80	136
순차입금	-	-2	56	66	77
총차입금	-	27	77	118	127

현금흐름표 (단위: 백만달러)

결산	2020	2021	2022	2023	2024
영업활동 현금흐름	-	-40	-28	-3	-13
당기순이익	-	-11	-14	-10	-29
유무형자산상각비	-	2	4	5	8
기타비현금손익 조정	-	0	-3	0	6
매출채권증감	-	-	-	-	-
재고자산증감	-	-11	-18	16	7
매입채무증감	-	-	-	-	-
투자활동 현금흐름	-	-23	-40	-35	-51
인수 및 사업	-	-3	-1	-3	-17
유형자산 증가 (CAPEX)	-	-19	-36	-31	-28
유형자산 감소	-	-	-	-	-
기타현금흐름	-	-2	-4	-1	-6
재무활동 현금흐름	-	77	54	74	64
차입금 증감	-	6	54	43	12
자본금 증감	-	70	0	3	48
현금배당	-	0	0	0	0
기타현금흐름	-	0	0	29	4
현금의 증감	-	13	-14	36	0
기초 현금	-	14	24	11	46
기말 현금	-	26	11	47	46
NOPAT	-	-8	-13	-7	-22
FCF (Free Cash Flow)	-	-59	-64	-34	-41

자료: Bloomberg, 유안타증권

재무비율 및 Valuation 지표 (단위: 달러, 배, %)

결산	2020	2021	2022	2023	2024
EPS	-	-0.1	-0.2	-0.1	-0.3
BPS	-	-	-	-	1.7
EBITDAPS	-	-0.5	-0.3	0.0	-0.1
SPS	-	0.6	0.6	0.8	0.6
DPS	-	0.0	0.0	0.0	0.0
PER	-	-	-	-	-
PBR	-	-	-	-	7.8
EV/EBITDA	-	-	-	-	-
PSR	-	-	-	-	21.0
ROIC	-	-	-14.4	-12.5	-27.0
ROA	-	-	-8.3	-4.0	-9.8
ROE	-	-	-6.8	-3.9	-9.0
부채비율 (%)	-	24.4	87.4	148.2	93.4
순차입금/자기자본 (%)	-	-2.1	63.4	83.4	56.7
매출총이익률 (%)	-	7.7	9.1	20.7	10.0
영업이익률 (%)	-	-20.8	-24.6	-14.5	-47.9
매출순이익률 (%)	-	-17.3	-21.9	-16.3	-45.9
EBITDA 마진 (%)	-	-17.4	-18.5	-7.2	-35.4

이안나

02 3770 5599

anna.lee@yuantakorea.com



투자의견 Not Rated (I)

목표주가 -원 (I)

현재주가(06/09) 18,070원

상승여력 -

시가총액	11,835억원
총발행주식수	81,844,226주
60일 평균 거래대금	38억원
60일 평균 거래량	236,210주
52주 고	23,200원
52주 저	12,770원
외인지분율	10.08%
주요주주	두산에너지빌리티 외 16인 37.85%

주가수익률(%)	1개월	3개월	12개월
절대	12.9	13.7	(19.7)
상대	1.9	2.1	(23.4)
절대(달러환산)	16.5	21.3	(19.2)

두산퓨얼셀(336260): 2025년 다시 동사의 시대가 열린다

• 차세대 연료전지 기술 전환 가속화

동사는 PAFC 중심으로 안정적 성장을 이어왔으나 PAFC의 기술 성숙도 및 중국 기업들의 경쟁 심화로 점유율 하락. 특히, 고정형 연료전지 시장이 PEM에 이어 SOFC로 넘어가고 있어 기술 다변화가 필요했음. 동사는 2024년 3월 선박용 SOFC 시스템 전반에 대한 테스트와 인증을 완료. 2025년 하반기에는 발전용 중저온형 SOFC 상용화를 앞두고 있음

• 수주 및 계약 불확실성 마무리, 향후 계약 진행이 관건:

동사는 장기 미진행된 계약 취소가 지속되고 있음. 2025년 상반기에만 3건 이상이 취소. 다만, CHPS 제도 밖에서 추진돼 장기 미진행된 건이기 때문에 재무적 영향은 없음. 아직까지 추가 수주가 진행된 부분이 없어 향후 수주 계약 진행이 관건

• 이재명 정부, 그린 수소 정책에 주목:

이재명 정부에서 친환경 특히, 그린 수소 정책에 대한 부분 주목. 산업통상자원부는 올해 총 4천 300GWh 규모 청정수소 발전 및 일반 수소 발전 입찰을 시작한다고 밝힘. 국내 연료전지 부문 1위 기업인 만큼 일반수소 입찰 시장에서 매년 과반 이상을 차지하고 있어 이에 대한 기대감 있음. 특히, 대기 중인 CHPS 낙찰분이 있기 때문에 수주 및 매출로 연결된다면 흑전 가능할 것

Forecasts and Valuation (K-IFRS 별도)

(십억원, 원, %, 배)

결산(월)	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A
매출액	462	381	312	261	412
매출액증가율	109.0	-17.5	-18.1	-16.3	57.9
영업이익	26	18	7	2	0
영업이익률	5.6	4.7	2.2	0.8	0.0
지배주주귀속순이익	14	9	4	-9	-8
지배주주 귀속 EPS	133	59	-130	-123	0
증가율	-46.4	-55.6	-320.3	-5.4	-100.0
PER	110.4	379.5	592.6	-211.9	-159.2
PBR	4.4	8.0	5.5	4.4	3.2
EV/EBITDA	42.9	130.2	138.4	133.7	93.9
ROA	2.2	1.2	0.4	-0.8	-0.7
ROE	4.2	1.7	0.7	-1.6	-1.6

자료: 유안타증권 리서치센터

두산퓨얼셀(336260) 추정재무제표 (K-IFRS 별도)

손익계산서						(단위: 십억원)
결산 (12월)	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A	
매출액	462	381	312	261	412	
매출원가	411	333	267	221	376	
매출총이익	51	48	45	40	36	
판매비	25	30	37	38	36	
영업이익	26	18	7	2	0	
EBITDA	33	27	20	17	18	
영업외손익	-8	1	-3	-14	-8	
외환관련손익	-2	5	4	1	6	
이자손익	-2	-5	-3	-16	-17	
관계기업관련손익	2	0	0	1	1	
기타	-5	1	-4	-1	2	
법인세비용차감전순손익	18	19	4	-13	-8	
법인세비용	4	10	0	-4	0	
계속사업순손익	14	9	4	-9	-8	
중단사업순손익	0	0	0	0	0	
당기순이익	14	9	4	-9	-8	
지배지분순이익	14	9	4	-9	-8	
포괄순이익	14	8	5	-10	-10	
지배지분포괄이익	14	8	5	-10	-10	

주1 : 조정영업이익은매출총이익에서 판매비를 차감한 금액임

주2: EBITDA는 조정영업이익기준임

현금흐름표						(단위: 십억원)
결산 (12월)	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A	
영업활동 현금흐름	-76	-140	-258	8	103	
당기순이익	14	9	4	-9	-8	
감가상각비	6	7	10	12	15	
외환손익	4	-5	-5	-2	-3	
중속,관계기업관련손익	-2	0	0	-1	-1	
자산부채의 증감	-133	-188	-331	-37	48	
기타현금흐름	34	37	64	45	53	
투자활동 현금흐름	-255	42	93	-96	-90	
투자자산	-2	0	-2	0	-2	
유형자산 증가 (CAPEX)	-13	-35	-74	-114	-68	
유형자산 감소	0	0	0	0	0	
기타현금흐름	-241	77	168	18	-20	
재무활동 현금흐름	331	-28	191	105	71	
단기차입금	0	0	64	-4	40	
사채 및 장기차입금	0	-24	130	42	34	
자본	332	0	0	0	0	
현금배당	0	0	0	0	0	
기타현금흐름	-1	-4	-3	67	-3	
연결법위변동 등 기타	0	0	0	1	0	
현금의 증감	-1	-126	26	18	84	
기초 현금	133	132	6	32	50	
기말 현금	132	6	32	50	134	
NOPLAT	26	18	7	2	0	
FCF	-112	-196	-385	-134	-3	

자료: 유안타증권 주1. EPS, BPS 및 PER, PBR은 지배주주 기준임 2. PER는 valuation 지표의 경우, 확정치는 연평균 주가 기준, 전망치는 현재주가 기준임 3. ROE, ROA의 경우,

자본,자산 항목은 연초,연말 평균을 기준으로 함 4. 2012년 이전은 K-GAAP기준, 2013년 이후는 K-IFRS 기준임

재무상태표						(단위: 십억원)
결산 (12월)	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A	
유동자산	652	498	676	648	666	
현금및현금성자산	132	6	32	50	134	
매출채권 및 기타채권	119	67	171	109	100	
재고자산	112	209	431	460	379	
비유동자산	138	201	351	423	514	
유형자산	51	91	176	271	332	
관계기업등 지분관련자산	3	3	2	4	5	
기타투자자산	5	5	7	8	10	
자산총계	790	699	1,027	1,071	1,180	
유동부채	265	78	313	287	364	
매입채무 및 기타채무	89	37	137	71	77	
단기차입금	0	0	64	60	100	
유동성장기부채	100	3	80	126	127	
비유동부채	13	103	191	271	313	
장기차입금	0	0	30	70	60	
사채	0	75	97	71	148	
부채총계	278	181	504	558	677	
자본지분	513	518	523	513	503	
자본금	8	8	8	8	8	
자본잉여금	479	478	478	478	478	
이익잉여금	24	32	37	26	16	
비지배지분	0	0	0	0	0	
자본총계	513	518	523	513	503	
순차입금	-292	-102	227	332	300	
총차입금	101	85	278	384	456	

Valuation 지표						(단위: 원, 배, %)
결산 (12월)	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A	
EPS	248	133	59	-130	-123	
BPS	6,263	6,332	6,392	6,265	6,144	
EBITDAPS	453	326	239	208	220	
SPS	6,268	4,660	3,814	3,188	5,032	
DPS	0	0	0	0	0	
PER	110.4	379.5	592.6	-211.9	-159.2	
PBR	4.4	8.0	5.5	4.4	3.2	
EV/EBITDA	42.9	130.2	138.4	133.7	93.9	
PSR	4.4	10.8	9.2	8.6	3.9	

재무비율						(단위: 배, %)
결산 (12월)	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A	
매출액 증가율 (%)	108.8	-17.4	-18.2	-16.4	57.9	
영업이익 증가율 (%)	33.6	-30.9	-59.9	-77.3	-80.6	
지배순이익 증가율 (%)	19.5	-38.7	-55.6	적전	적지	
매출총이익률 (%)	11.0	12.6	14.3	15.2	8.8	
영업이익률 (%)	5.6	4.7	2.3	0.6	0.1	
지배순이익률 (%)	3.1	2.3	1.2	-3.3	-2.0	
EBITDA 마진 (%)	7.2	7.0	6.3	6.5	4.4	
ROIC	18.8	6.7	1.4	0.2	0.0	
ROA	2.2	1.2	0.4	-0.8	-0.7	
ROE	4.2	1.7	0.7	-1.6	-1.6	
부채비율 (%)	54.2	34.9	96.3	108.9	134.7	
순차입금/자기자본 (%)	-56.9	-19.8	43.4	64.8	59.6	
영업이익/금융비용 (배)	5.3	3.6	1.5	0.1	0.0	

이안나

02 3770 5599

anna.lee@yuantakorea.com



투자의견	Not Rated (I)
목표주가	-원 (I)
현재주가(06/09)	16,930원
상승여력	-

시가총액	2,707억원
총발행주식수	15,989,037주
60일 평균 거래대금	10억원
60일 평균 거래량	65,470주
52주 고	28,450원
52주 저	13,800원
외인지분율	3.64%
주요주주	이상원 외 22인 42.32%

주가수익률(%)	1개월	3개월	12개월
절대	7.1	7.0	(32.0)
상대	1.2	1.9	(22.9)
절대(달러환산)	10.5	14.1	(31.6)

상아프론테크(089980): 수소 관련 핵심 기술력 보유 국내 기업

• e-PTFE MEA 핵심 기술력 보유 기업

동사는 PEMEC, PEMFC 등의 핵심 기술인 불소계 멤브레인 적용 MEA 기술 보유. e-PTFE 지지체 위에 세라믹 나노입자 코팅층을 더한 다층형 복합 멤브레인으로 주로 멤브레인막 자체는 Gore 제품 적용. 동사는 국내에서 유일하게 e-PTFE 멤브레인 원천 기술을 국산화한 점이 강점

• 핵심 산업용 멤브레인 공급 파이프라인 강화:

동사의 제품은 정책 영향을 많이 받는 수소 산업에만 국한되어 있지 않음. 반도체·디스플레이용 고순도 PTFE 부품, 전기차 배터리용 Vent 모듈, 수소연료전지용 PEM 멤브레인, 위성용 열차폐용 멤브레인 등까지 핵심 산업용으로서의 확장성 큼. 이미 공급 산업군이 다변화되어 있음

• 이재명 정부 정책 - 수소 모빌리티 및 연료전지 주목:

이재명 정부에서 친환경차 관련 지원 정책 발표. 여기에 수소 연료전지차 포함. 수소 연료전지는 PEMFC가 중요한 부품 중 하나로 그 중에서도 MEA가 생산비의 큰 부분 차지. 주로 해외에서 수입하기 때문에 동사의 국산화는 국내 핵심 기술 보유 측면에서 중요. 국내 수소 연료전지차 주요 밸류체인이기 때문에 정책 수혜의 핵심 기업이 될 것

Forecasts and Valuation (K-IFRS 연결)

(십억원, 원, %, 배)

결산(월)	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A
매출액	153	178	181	184	172
매출액증가율	-17.7	16.3	1.7	1.7	-6.5
영업이익	7	12	13	9	6
영업이익률	4.6	6.7	7.2	4.9	3.5
지배주주귀속순이익	2	9	7	12	6
지배주주 귀속 EPS	589	464	750	385	0
증가율	295.3	-21.2	61.6	-48.7	-100.0
PER	195.1	94.0	74.2	35.4	56.7
PBR	2.9	4.8	2.9	2.1	1.7
EV/EBITDA	29.2	40.3	24.0	21.5	20.7
ROA	0.9	3.1	2.3	3.5	1.7
ROE	1.6	5.6	4.1	6.3	3.1

자료: 유안타증권 리서치센터

상아프론테크(089980) 추정재무제표 (K-IFRS 연결)

손익계산서	(단위: 십억원)				
결산 (12월)	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A
매출액	153	178	181	184	172
매출원가	122	140	141	147	139
매출총이익	32	38	40	36	33
판매비	24	26	27	27	27
영업이익	7	12	13	9	6
EBITDA	17	23	26	23	20
영업외손익	0	-1	-4	8	1
외환관련손익	0	2	0	1	2
이자손익	-2	-4	-4	-5	-5
관계기업관련손익	0	0	0	0	0
기타	2	1	0	12	4
법인세비용차감전순이익	7	11	9	17	7
법인세비용	5	2	1	5	1
계속사업순이익	2	9	7	12	6
중단사업순이익	0	0	0	0	0
당기순이익	2	9	7	12	6
지배지분순이익	2	9	7	12	6
포괄순이익	2	14	8	11	11
지배지분포괄이익	2	14	8	11	11

주1 : 조정영업이익은매출총이익에서 판매비를 차감한 금액임

주2: EBITDA는 조정영업이익기준임

현금흐름표	(단위: 십억원)				
결산 (12월)	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A
영업활동 현금흐름	12	21	16	29	22
당기순이익	2	9	7	12	6
감가상각비	9	11	13	14	14
외환손익	0	-1	0	0	-1
중속, 관계기업관련손익	0	0	0	0	0
자산부채의 증감	-6	-8	-9	6	2
기타현금흐름	7	10	5	-3	0
투자활동 현금흐름	-28	-31	-21	-31	-15
투자자산	-15	6	6	-4	11
유형자산 증가 (CAPEX)	-15	-40	-28	-29	-28
유형자산 감소	1	2	1	1	0
기타현금흐름	1	1	0	2	2
재무활동 현금흐름	22	10	8	2	-7
단기차입금	0	0	0	0	0
사채 및 장기차입금	32	15	14	10	0
자본	0	0	0	0	0
현금배당	-2	-2	-3	-3	-3
기타현금흐름	-8	-3	-3	-4	-4
연결범위변동 등 기타	0	1	-1	0	1
현금의 증감	6	1	2	0	0
기초 현금	10	17	18	19	19
기말 현금	17	18	19	19	20
NOPLAT	7	12	13	9	6
FCF	-4	-25	-12	0	-7

자료: 유안타증권 주1: EPS, BPS 및 PER, PBR은 지배주주 기준임2. PER는 valuation 지표의 경우, 확정치는 연평균 주가 기준, 전망치는 현재주가 기준임 3. ROE, ROA의 경우,

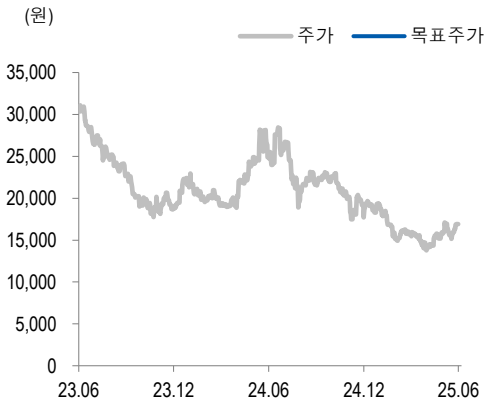
자본 자산 항목은 연초, 연말 평균을 기준으로 함 4. 2012년 이전은 K-GAAP기준, 2013년 이후는 K-IFRS 기준임

재무상태표	(단위: 십억원)				
결산 (12월)	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A
유동자산	160	164	159	158	154
현금및현금성자산	17	18	19	19	20
매출채권 및 기타채권	64	66	53	45	33
재고자산	30	38	53	53	58
비유동자산	124	156	176	190	208
유형자산	114	146	162	179	200
관계기업등 지분관련자산	0	0	0	0	0
기타투자자산	2	1	1	2	0
자산총계	283	320	336	349	362
유동부채	94	96	135	93	154
매입채무 및 기타채무	27	28	26	28	25
단기차입금	63	54	68	61	72
유동성장기부채	3	0	3	0	0
비유동부채	39	42	16	63	7
장기차입금	6	5	9	2	0
사채	26	30	0	36	0
부채총계	133	138	151	156	161
자배지분	150	182	185	193	201
자본금	8	8	8	8	8
자본잉여금	55	73	72	72	72
이익잉여금	94	102	108	116	119
비지배지분	0	0	0	0	0
자본총계	150	182	185	193	201
순차입금	35	41	62	60	57
총차입금	98	98	114	117	113

Valuation 지표	(단위: 원, 배, %)				
결산 (12월)	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A
EPS	149	589	464	750	385
BPS	9,873	11,648	11,865	12,381	12,894
EBITDAPS	1,077	1,437	1,599	1,410	1,230
SPS	9,841	11,304	11,330	11,483	10,742
DPS	160	200	200	200	200
PER	195.1	94.0	74.2	35.4	56.7
PBR	2.9	4.8	2.9	2.1	1.7
EV/EBITDA	29.2	40.3	24.0	21.5	20.7
PSR	3.0	4.9	3.0	2.3	2.0

재무비율	(단위: 배, %, %)				
결산 (12월)	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A
매출액 증가율 (%)	-17.6	16.4	1.5	1.3	-6.5
영업이익 증가율 (%)	-50.4	62.1	7.8	-30.6	-34.7
지배순이익 증가율 (%)	-81.4	300.8	-20.1	61.5	-48.6
매출총이익률 (%)	20.5	21.3	22.2	19.7	19.0
영업이익률 (%)	4.8	6.7	7.1	4.9	3.4
지배순이익률 (%)	1.5	5.2	4.1	6.5	3.6
EBITDA 마진 (%)	10.9	12.7	14.1	12.3	11.5
ROIC	4.1	5.9	5.6	3.6	2.3
ROA	0.9	3.1	2.3	3.5	1.7
ROE	1.6	5.6	4.1	6.3	3.1
부채비율 (%)	88.9	76.0	81.6	80.8	80.2
순차입금/자기자본 (%)	23.5	22.3	33.4	31.2	28.4
영업이익/금융비용 (배)	2.4	2.1	2.2	1.2	0.8

상아프론테크 (089980) 투자등급 및 목표주가 추이



일자	투자 의견	목표가 (원)	목표가격 대상시점	과리율	
				평균주가 대비	최고(최저) 주가 대비
2025-06-10	Not Rated	-	1년		

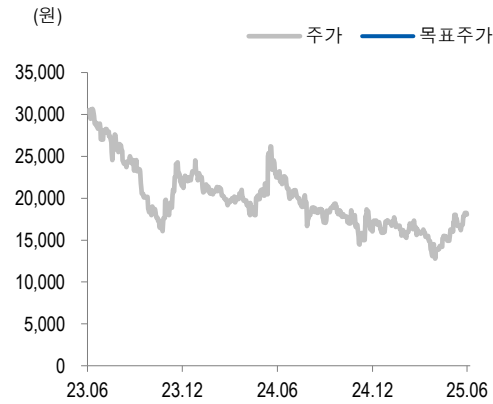
자료: 유안타증권

주: 과리율 = (실제주가* - 목표주가) / 목표주가 X 100

* 1) 목표주가 제시 대상시점까지의 "평균주가"

2) 목표주가 제시 대상시점까지의 "최고(또는 최저) 주가"

두산퓨얼셀 (336260) 투자등급 및 목표주가 추이



일자	투자 의견	목표가 (원)	목표가격 대상시점	과리율	
				평균주가 대비	최고(최저) 주가 대비
2025-06-10	Not Rated	-	1년		
2025-02-20	Not Rated	-	1년		

자료: 유안타증권

주: 과리율 = (실제주가* - 목표주가) / 목표주가 X 100

* 1) 목표주가 제시 대상시점까지의 "평균주가"

2) 목표주가 제시 대상시점까지의 "최고(또는 최저) 주가"

구분	투자의견 비율 (%)
Strong Buy(매수)	0
Buy(매수)	93.6
Hold(중립)	6.4
Sell(비중축소)	0
합계	100.0

주: 기준일 2025-06-09
※해외 계열회사 등이 작성하거나 공표한 리포트는 투자등급 비율 산정시 제외

- 이 자료에 게재된 내용들은 본인의 의견을 정확하게 반영하고 있으며 타인의 부당한 압력이나 간섭 없이 작성되었음을 확인함. (작성자: 이안나)
- 당사는 자료공표일 현재 동 종목 발행주식을 1%이상 보유하고 있지 않습니다.
- 당사는 자료공표일 현재 해당 기업과 관련하여 특별한 이해관계가 없습니다.
- 당사는 동 자료를 전문투자자 및 제 3자에게 사전 제공한 사실이 없습니다.
- 동 자료의 금융투자분석사와 배우자는 자료공표일 현재 대상법인의 주식관련 금융투자상품 및 권리를 보유하고 있지 않습니다.
- 종목 투자등급 (Guide Line): 투자기간 6~12개월, 절대수익률 기준 투자등급 4단계(Strong Buy, Buy, Hold, Sell)로 구분한다
- Strong Buy: +30%이상 Buy: 15%이상, Hold: -15% 미만 ~ +15% 미만, Sell: -15%이하로 구분
- 업종 투자등급 Guide Line: 투자기간 6~12개월, 시가총액 대비 업종 비중 기준의 투자등급 3단계(Overweight, Neutral, Underweight)로 구분
- 2014년 2월21일부터 당사 투자등급이 기존 3단계 + 2단계에서 4단계로 변경

본 자료는 투자자의 투자를 권유할 목적으로 작성된 것이 아니라, 투자자의 투자판단에 참고가 되는 정보제공을 목적으로 작성된 참고 자료입니다. 본 자료는 금융투자분석사가 신뢰할만 하다고 판단되는 자료와 정보에 의거하여 만들어진 것이지만, 당사와 금융투자분석사가 그 정확성이나 완전성을 보장할 수는 없습니다. 따라서, 본 자료를 참고한 투자자의 투자의사결정은 전적으로 투자자 자신의 판단과 책임하에 이루어져야 하며, 당사는 본 자료의 내용에 의거하여 행해진 일체의 투자행위 결과에 대하여 어떠한 책임도 지지 않습니다. 또한, 본 자료는 당사 투자자에게만 제공되는 자료로 당사의 동의 없이 본 자료를 무단으로 복제 전송 인용 배포하는 행위는 법으로 금지되어 있습니다.

