



V. 수소생산 및 저장

- Part I 수소생산기술
- Part II 수소저장 및 운송방식
- Part III 수소생산 및 저장 · 운송 Supply chain
- Part IV 의미있는 관련주 뽑아내기

정유/화학/신소재

Analyst 이안나

02 3779 8936

annalee@ebestsec.co.kr



이베스트투자증권 이안나입니다.

뺏속시리즈의 기본적인 취지는 자세한 기술적 분석 및 이해를 통해 성장산업 속 중요한 소재 및 제품을 제대로 선택하기 위한 일종의 '**기술서**'입니다.

저의 모든 Report에서 강조 드렸듯이 이제 석유화학산업의 Spread Play 시대는 끝났습니다. 점점 원유 베이스 화학 소재에 대한 가동률은 감소할 것이며 성장 산업에 대한 소재 개발 및 M&A가 지속될 것입니다. 이미 석유화학산업의 프리미엄 요인으로 'EV 배터리', '수소경제 관련 소재', '태양광 관련 소재', '친환경 바이오 소재' 등이 시장에 등장하였습니다. 저는 그 동안 수소경제에서 '탄소섬유'를, 그린뉴딜에서 간과했던 '바이오플라스틱'을 시장에 화두로 던져왔습니다. 그리고 그 기준은 항상 기술의 방향성이었습니다. 기술력 좋은 소재라고 다 성장산업이 되는 것은 아닙니다. 이에 깊은 기술분석을 통해 성장산업 속 제대로 된 기업을 찾을 필요가 있습니다.

최근 주요국들은 탄소중립을 위한 탄소저감에 중심을 둔 정책을 타이트하게 가져가고 있습니다. 이에 '수소경제'도 단순히 수소연료전지차, 발전용 연료전지 보다는 '수소 생산 자체'에 주목하고 있으며, 이에 그린수소가 아닌 블루수소부터 단계적으로 적용하고자 하는 움직임을 보이고 있습니다. 또한 수소생산단가를 낮추기 위해, 수전해수소 수소용량 개발, 수소운송용량 확대 등의 노력을 하고 있습니다. 다만, 수소 생산 관련 기술 등은 국내에서 경쟁력 있는 기업을 찾기는 아직 어렵습니다. 또한 기술이 표준화되어 있지 않다면, 선불리 예상해서 투자하는 것은 리스크가 큼니다. 따라서 기술의 표준이 정해져 있고 방향성이 뚜렷하며, 없어지지 않을 만한 기술에서 경쟁력을 가지고 있는 기업이 당장 수소경제에 투자하기에 적합하다는 판단입니다.

수소생산 및 저장에서도 역시 중요한 것은 수전해수소 용량이 가장 큰 '**PEMEC**', 저장에 꼭 필요한 '**압력용기**'입니다.

PEMEC의 핵심 소재, 불소계 멤브레인막, 습도 유지를 위한 막가습기용 멤브레인막, 액화수소로 가도 꼭 필요한 기체 압력용기를 중심으로 보면, 국내기업 Top Pick은 '**효성첨단소재**', '**코오롱인더**', '**상아프론테크**'입니다. 다만, 저평가되어 있는 기업까지 고려한다면, '**효성첨단소재**', '**코오롱인더**'를 주목할 필요가 있습니다.

감사합니다.

Contents



뺏속시리즈 | V. 수소생산 및 저장 |

Part I	04	수소생산기술
Part II	33	수소저장 및 운송방식
Part III	43	수소생산 및 저장 · 운송 Supply chain
Part IV	52	의미있는 관련주 뽑아내기

Part I

수소생산기술

Key-point

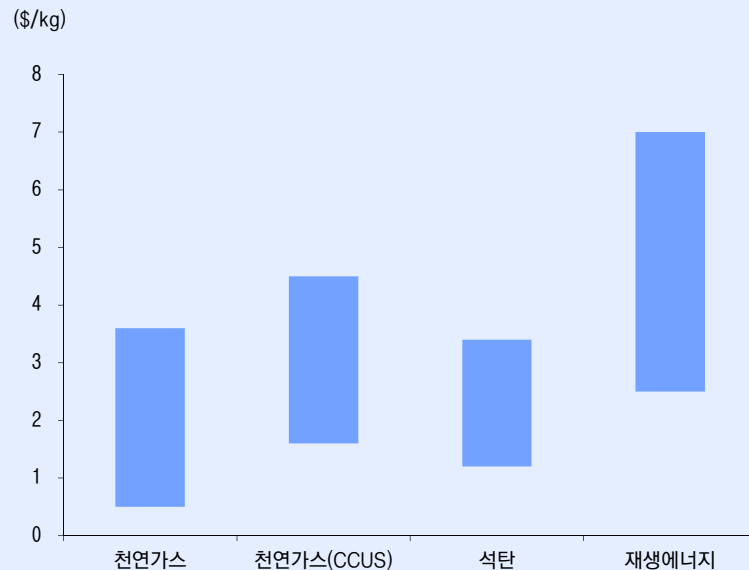
- 탄소 저감을 위한 수소생산 – ‘블루수소+CCS’ 부터 시작
- 그린수소는 ‘PEMEC’ 주목

수소생산기술 투자포인트

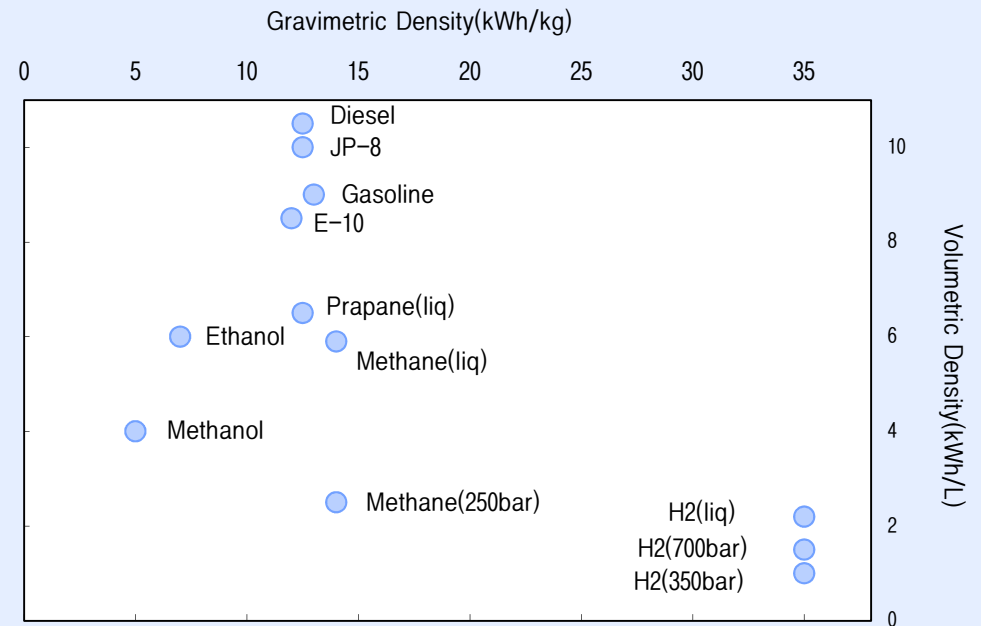
수소생산기술

- 'Fit for 55' 의 연장선상에서의 수소는 '탄소저감' 이 핵심
- '탄소저감' → 탄소 저감 수소 에너지원 → CCS or CCUS 설비 적용 수소(블루수소)부터 시작
- 수소생산단가: 그레이 수소(석탄, \$1.2~2.2/kg. 천연가스, \$0.5~3.1/kg)와 블루 수소(천연가스, \$1.6~2.9/kg) 가격 차이 크지 않음
- 그린수소는 kg 당 \$2.5~4.5로 아직 생산단가 높음. 다만, 그린수소 중 수전해수소 방식은 연료전지와 설비가 겹침. 이에 모든 생태계에 적용 가능한 PEMEC에 주목.
- 결론: 수소생산관련 투자 1) **블루수소** 관련 기업이 우선 순위. 그 안에 핵심은 '**CCUS**' 가 될 것. 2) 그린수소는 **수전해수소** 중 **PEMEC**에 주목

수소 생산비용



저장 형태별 에너지 밀도



국가별 수소전략

● 수소 생산 관련 인프라에 집중해야 하는 이유

- 글로벌 주요국들이 바라보는 수소는 ‘탄소저감’에 있음. 이에 블루수소 이상의 수소 생산이 아니라면 의미 없다고 생각
- 이러한 이유로 ‘수소연료전지차, 발전용 연료전지 등은 아시아 국가에 대부분 정책 집중. 미국, 유럽은 수소 생산 위주 정책 펼치고 있음
- 실제 발전용 연료전지도 대형 발전용 기준, 한국이 세계 보급량의 40%를 차지하고 있으며, 2020년 기준, 국가별 수소연료전지차 판매량을 살펴보면, 한국이 5,786대 수준으로 글로벌 수소연료전지차 시장의 50% 이상을 차지
- 다만, CCS 등 블루수소 및 그린수소 프로젝트는 미국이 70% 이상, 유럽 20% 이상, 중국, 일본이 그 나머지 비중을 차지하고 있음
국내에는 1개의 프로젝트를 시작하고 있음

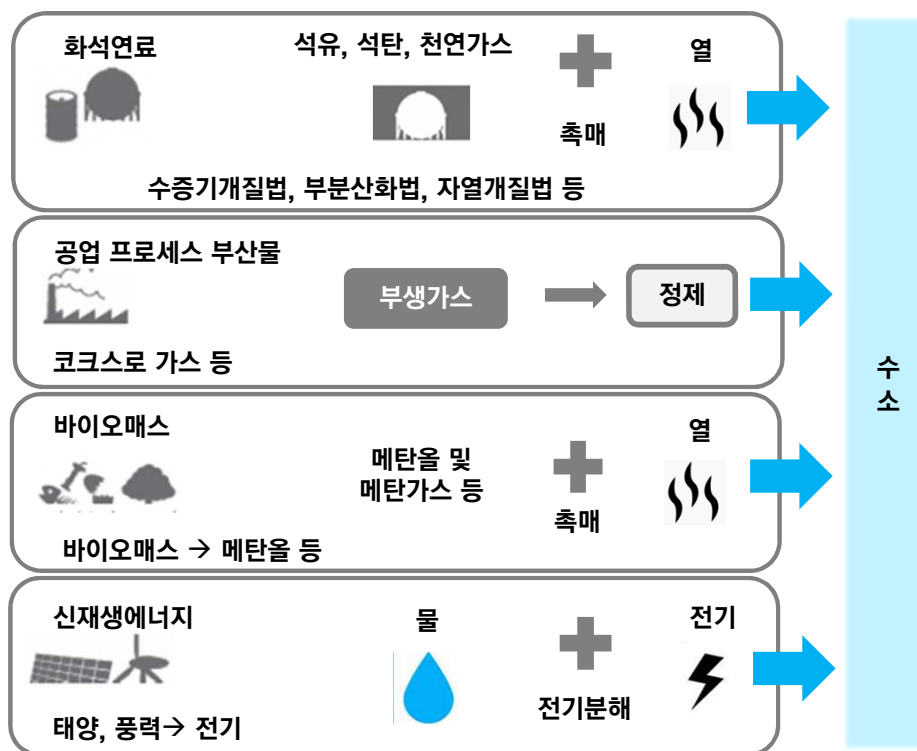
국가별 수소차 판매량 추이 및 전망

단계	주요 추진 전략
1단계(2020~2024)	- 6GWh 이상 규모의 수전해 설비 구축 및 최대 100만톤 그린수소 생산 - GWh 단위의 그린수소 생산 위해 대규모 풍력, 태양광 발전소 설립 - 기존 에너지원과의 가격차 축소를 위해 수요 및 공급 시장에 인센티브 제공
2단계(2025~2030)	- 40GWh 이상 규모의 수전해 설비 구축 및 최대 1,000만톤 그린수소 생산 - 저탄소 수소 활용에 따른 탄소 배출 저감을 위해 탄소포집 (CCS, Carbon Capture and Storage) 기술 활용 - 산업이나 교통수단 외 주거/상업용 건물 난방에도 수소가 이용되는 '수소 밸리' 개발 - 범유럽 수소 그리드 및 수소충전소 설치 계획 수립 - 동유럽 및 지중해 국가들과의 수소 교역
3단계(2030~)	- 항공, 선박, 산업/상업용 건물 등 탈탄소화가 어려운 광범위한 분야에 그린수소 사용 확대 - 재생에너지 기반 전력의 25% 재생수소 생산에 사용 - 천연가스 대신 바이오가스를 통한 수소 생산

● 수소생산기술

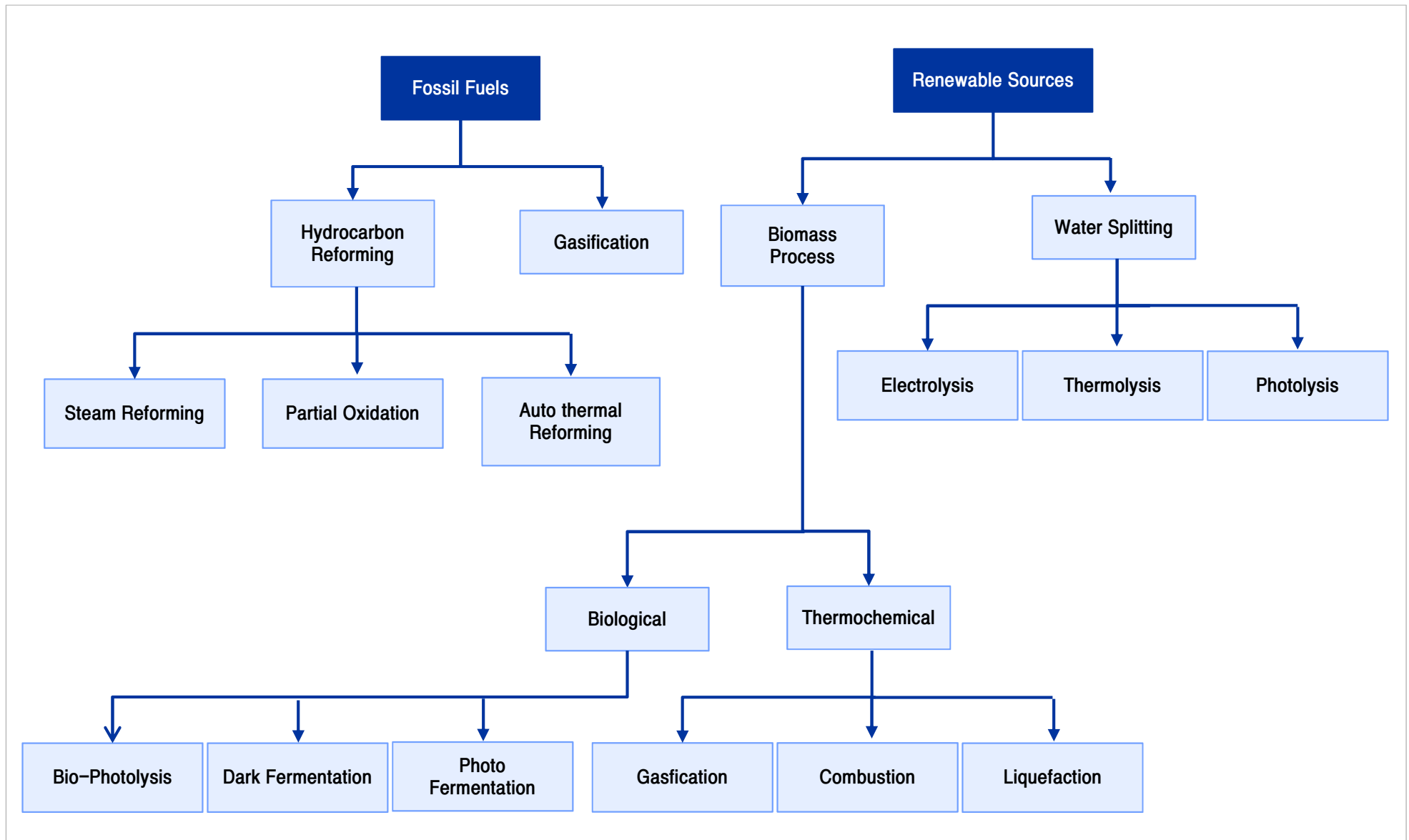
- 수소가 에너지원으로 각광받는 이유: 연소할 때, 공해물질 방출 '0', 원료 고갈 우려 '0', 에너지밀도 높고, 기술 실용화 가능성 높음
- 수소가스 제조 기술: 천연가스, 석탄, 바이오매스의 분자구조에 포함되어 있는 수소를 열분해, 전기분해, 광분해 등에 의해 분리
- 현재, 글로벌리 상용화 중인 공업용 수소 생산은 주로 탄화수소의 '수증기 메탄 개질법' 으로 이루어지고 있음
- 국내의 경우, 대부분 수소 생산은 나프타 열분해를 통한 '부생수소' 로 얻고 있음

수소가스 제조 방법



연료 별 발열량 비교

Fuel	State at ambient temperature and pressure	HHV(MJ kg ⁻¹)	LHV(MJ kg ⁻¹)
Hydrogen	Gas	142.0	120.0
Methane	Gas	55.5	50.0
Ethane	Gas	52.0	48.0
Gasoline	Liquid	47.5	44.5
Diesel	Liquid	45.0	42.5
Methanol	Liquid	20.0	18.0

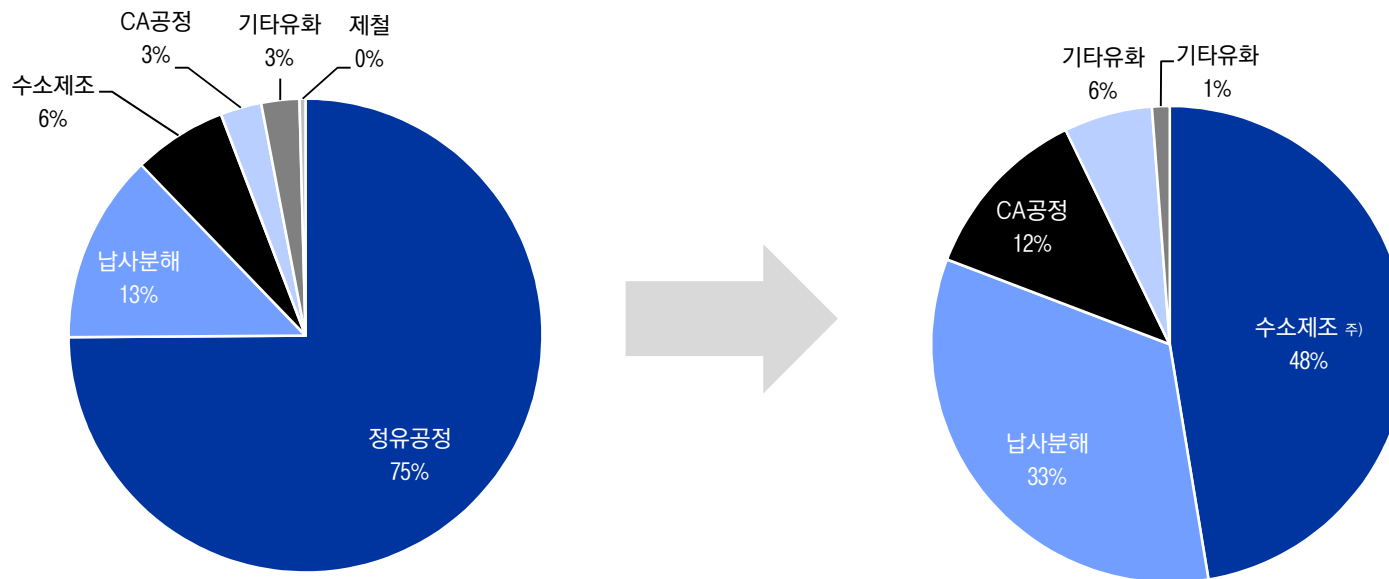


수소생산기술 – Grey 수소: 1) 부생수소

● 부생수소

- 국내 수소 생산량은 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
- 따라서 잉여 수소의 경우, 대부분 공정으로 사용되고, 실제 에너지원으로서의 수소확보는 ‘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)



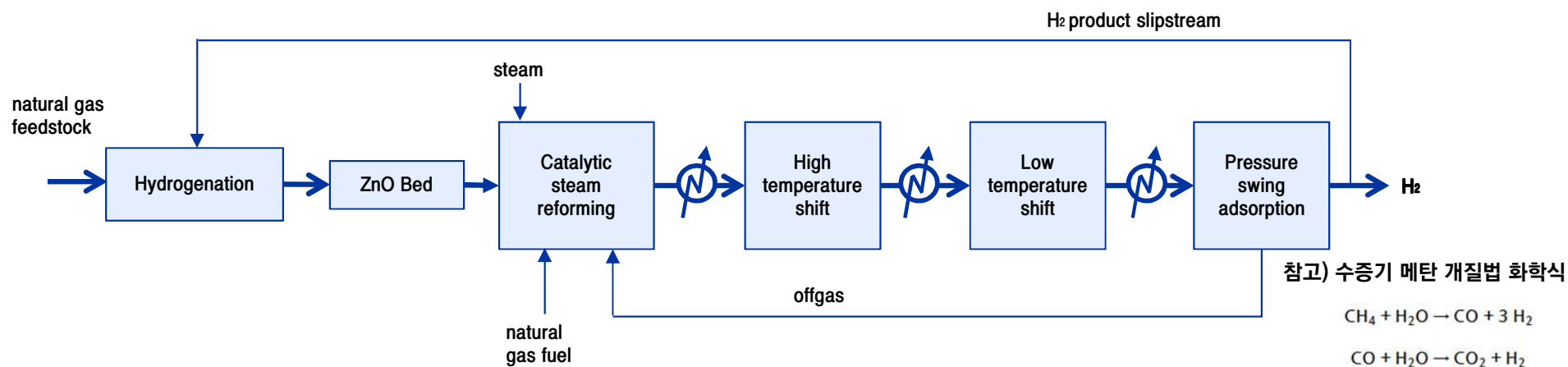
주: 가스회사에서 직접 제조해서 공급하는 수소
자료: 한국가스신문, 이베스트투자증권 리서치센터

수소생산기술 – Grey 수소: 2) Hydrocarbon Reforming

● Hydrocarbon Reforming – 수증기 메탄 개질 방식

- 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) 부분산화 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(CH₄), 프로판(C₃H₈)등을 촉매를 통해 고온 (700~1,000도), 고압 (3~25 Bar_{주1})의 수증기와 반응해 수소를 제조하는 기술
- 메탄과 수증기의 반응을 위해서는 열이 반드시 공급되어야 하는 흡열성이 있음. 이에 물-전기 전환 반응 단계에서 일산화탄소와 수증기는 촉매로 작용하면서 이산화탄소와 추가적인 수소를 생산하게 됨. 그리고 마지막 PSA_{주2} 단계에서 이산화탄소와 다른 불순물이 가스 스팀에서 제거되어 순수 수소가 생산되는 것
- 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
- 이 제조법은 온실가스 발생량이 가솔린 자동차의 60% 정도로 이 역시, 상당량의 CO₂가 발생. 또한 설비 자본 및 운영비 저감, 효율성 증진을 위해 공정 개선 및 시스템 디자인 개발, 촉매 개발 등이 필요

천연가스 개질법 제조 과정



주1: 1bar=14.5psi

주2: PSA: Pressure swing adsorption

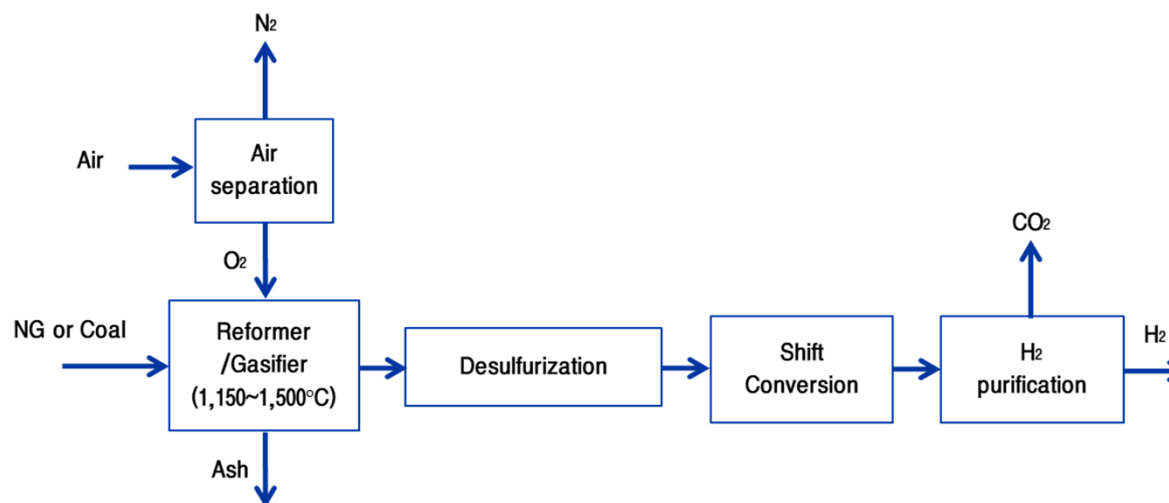
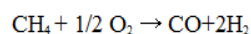
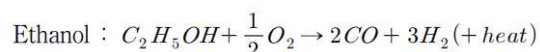
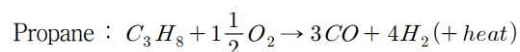
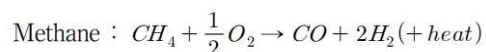
자료: 에너지경제연구원, 이베스트투자증권 리서치센터

수소생산기술 – Grey 수소: 2) Hydrocarbon Reforming

● Hydrocarbon Reforming – 부분산화 방식

- **부분산화 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
- 즉, 메탄가스는 산소가 소모될 때까지 빠른 연소가 이루어지며, 이로 인한 산물인 수소와 일산화탄소가 생성되는 반응으로 이루어짐
- 부분산화는 발열성 프로세스로 열을 발산시키며, 수증기 개질법보다 빠르게 진행되는 프로세스이며 작은 원자로 용기(reactor vessel)가 쓰임
- 또한 이 반응은 특정한 환경에서는 스스로 유지되고, 최소의 에너지 비용으로 높은 수준의 변환을 일으킨다는 장점이 있음
- 다만, 반응온도에 따라 수소와 일산화탄소 외에 CO₂, C, H₂O 등이 1,200℃까지 소량으로 나오며 공기를 산소원으로 사용할 시에는 NO_x 배출된다는 단점이 있음

부분산화 방식 화학식



천연가스 개질에 의한 수소제조방법의 비교

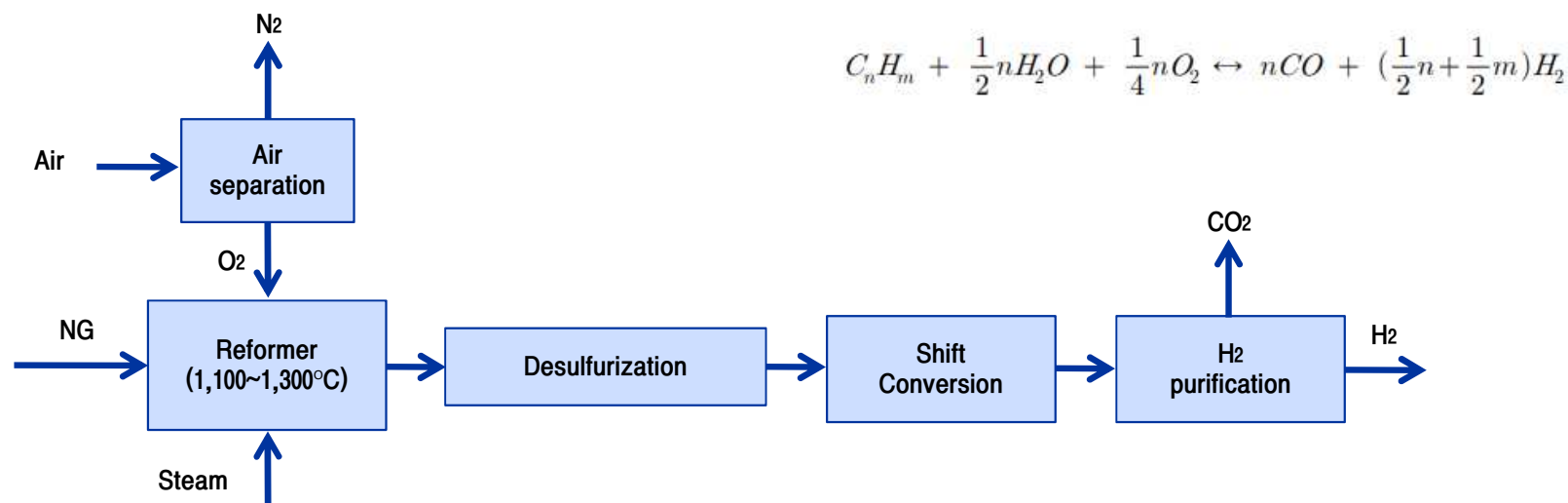
수소 제조방법	CH ₄ 및 첨가물	반응온도(°C)	수율(%)	발생가스	특징	비고
스팀 개질법	CH ₄ /H ₂ O	800~900	75	수소, CO ₂ , CO	공정이 복잡함, 공해발생	가장 많이 상용 중임
부분산화법	CH ₄ /H ₂ O(공기)	1,150~1,500	-	CO, CO ₂ , soot, H ₂ O, NO _x		에너지효율 높음

수소생산기술 – Grey 수소: 2) Hydrocarbon Reforming

● Hydrocarbon Reforming – 자열개질 방식

- **자열개질 방식:** 수증기 메탄 개질과 부분산화 방식을 혼합한 반응. 수증기 개질 반응에 필요한 열량을 부분산화 반응에서 공급함. 이 때, 생성물 중 H_2/CO 비율과 반응온도는 공급하는 스팀과 산소 양으로 조절 가능
- 기본적으로 천연가스 등 유기 원료와 증기가 개질기에서 산소 또는 공기와 직접 혼합됨. 개질기는 용기 상단에 위치한 주입기와 연소, 촉매 반응이 일어나는 내화 라이닝(refractory lining) 압력용기로 구성
- 자열개질은 공정조건, 짧은 시작 시간 및 빠른 부하 변경, 다양한 공급원료 활용 측면에서 유연성이 높음. 이에 수증기 메탄 개질보다 에너지 효율이 높고, 부분산화 방식보다는 수소 수율이 높음
- 현재는 암모니아 및 메탄올 합성을 위한 합성가스 제공을 위해 상업적으로 사용되고 있음. 일반적으로 산화반응에 있어 순산소 또는 농축산소를 사용하나 암모니아 합성용 수소 생산 시에는 공기 사용

자열개질 방식 Process 및 화학식

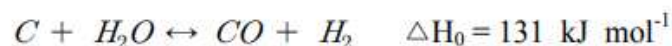


수소생산기술 – Grey 수소: 2) Hydrocarbon Reforming

● Hydrocarbon Reforming – 가스화

- **가스화 방식:** 고체상 연료가 산소, 스팀과 반응하면서 수소가 포함된 합성가스로 전환. 이 중에서 수소를 막(membrane)을 통해 분리하거나, 흡착기를 통해 포집하는 방법
- 대규모 집중식 수소 제조에 가장 적합한 기술로 제조과정에서 이산화탄소를 분리 포집할 수 있어 탄소저감에 유리하고 설계에 따라 전력생산도 가능
- 다만, 이산화탄소를 포집할 탄소 포집 기술과, 이를 저장 및 처리할 기술이 뒷받침되지 않으면 이를 다시 배출시켜야 함
- 가스화기 상업화는 GE와 shell이 함. GE 가스화 장치는 1,350~1,500°C에 운전압력 100atm, Shell은 1,440~1,600°C에 운전압력 20~40atm임
- **수성가스 전환반응(WGS):** 가스화 반응 후 합성가스는 일산화탄소(건조가스 기준) 10~60% 포함. 이를 스팀 반응으로 이산화탄소와 수소 생성. 수성가스 전환반응 후단 수소 농도는 연료 종류, 개질 방법, 가스화기 종류 등에 영향 받음. 일반적으로 천연가스 연료에 수증기 개질 방법 사용할 때, 수소 농도가 가장 높음

가스화 방식 화학식



연료 종류 별 수소 농도

Components	SMR + WGS	Air-blown ATM + WGS	Coal gasification + WGS
H ₂	70~80	44~49	54~57
CO ₂	15~25	17.0	38~44
CO ₂	0.5~3	0.52~0.58	0.6~1.7
N ₂	-	33~38	1.0~4.8
CH ₄	3~6	0.07~0.09	≤ 1.3

수소생산기술 – Blue 수소: Grey +CCS (or CCUS)

● CCS (or CCUS), CO₂ 배출감소 목표 달성을 위한 필수 기술

- **CCS(Carbon dioxide Capture and Sequestration)**: 일반적으로 CO₂를 포집 및 처리기술 의미. 국제표준화기구인 ISO 기준으로 CCS (Carbon dioxide Capture, Transportation and Geological Storage) 즉, 이산화탄소 포집, 수송 및 지중 저장으로 한정함
- CCS는 다량의 CO₂가 대기로 방출되는 것을 방지하기 위한 배출 감소 프로세스
- CCUS는 Carbon dioxide Capture Utilization and Storage로 CO₂의 활용도 가능하게 하는 것
- Green 수소 전 단계인 Blue 수소부터 단계별로 적용되면 이는 곧 CCS 및 CCUS 수요 증가임
- **CCS가 필요한 이유**: 여러 기후 관련 글로벌 조직은 대규모 CCS 없이 CO₂ 배출감소 목표 달성 불가능하다고 인식
- CO₂가 지구온난화의 가장 큰 원인. 2021년부터 적용되는 파리 기후변화협정 기준, 지구 평균온도 상승폭은 산업화 이전 수준 대비 2°C 이하 목표에서 2018년 10월, 상승폭 1.5°C 목표로 변경. 그리고 2021년 8월, 상승폭 1.5°C 도달 시점을 2021~2040년으로 기존 2030~2052년 대비 앞당김^{주1)}
- 이를 위해 IEA, IPCC 등 다양한 협의체에서는 2050년까지 탄소 중립을 실현해야 한다고 언급. 그러면서 CCS의 중요성도 더 높아짐
- CCS가 없을 경우, 지구온난화 완화를 위한 경제적 비용 중앙값 증가는 138%임. 신/재생에너지 기술 제한 시보다 비용 증가 폭 훨씬 높음

특정 기술 적용 제한으로 인한 완화 비용 증가 비교

기술의 제한적 사용에 따른 완화 비용 증가율 ^{주2)}					2030년까지 추가 완화 정책의 지연에 따른 비용 증가율	
[각 기술의 제한적 사용에 따른 총 완화 비용 증가율 (2015~2100년), %]					[현재 대비 완화 비용 증가율, %]	
2100년 이산화탄소 농도 시나리오 (CO ₂ 환산 ppm)	CCS 비사용	원자력 폐기	태양력/풍력 제한	바이오에너지 제한	중기 비용 (2030~2050)	장기 비용 (2050~2100)
450 (430~480)	138% (29~297%)	7% (4~18%)	6% (2~29%)	64% (44~78%)	44% (2~78%)	37% (16~82%)
550 (530~580)	39% (18~78%)	13% (2~23%)	8% (5~15%)	18% (4~66%)	15% (3~32%)	16% (5~24%)

주1: 2021년 7.26~8.6, IPCC 제54차 총회에서 제 1실무그룹 보고서 승인. 2차는 2022년 2월, 3차는 2022년 3월, 종합보고서 2022년 9월로 최종 승인 예정

주2: CCS 없는 경우: CCS는 위 시나리오에 포함되지 않음. 원자력 단계적 폐지: 현재 공사 중인 원자력 발전소 이외에 향후 추가 건설 없을 것, 기존 발전소는 수명 다할 때까지 운영.

제한된 태양광/풍력: 전 세계 발전량 중 태양광, 풍력 발전 최대 20% 기준, 바이오에너지 공급은 최대 100 EJ/yr (2008년 기준, 약18EJ/yr이었음)

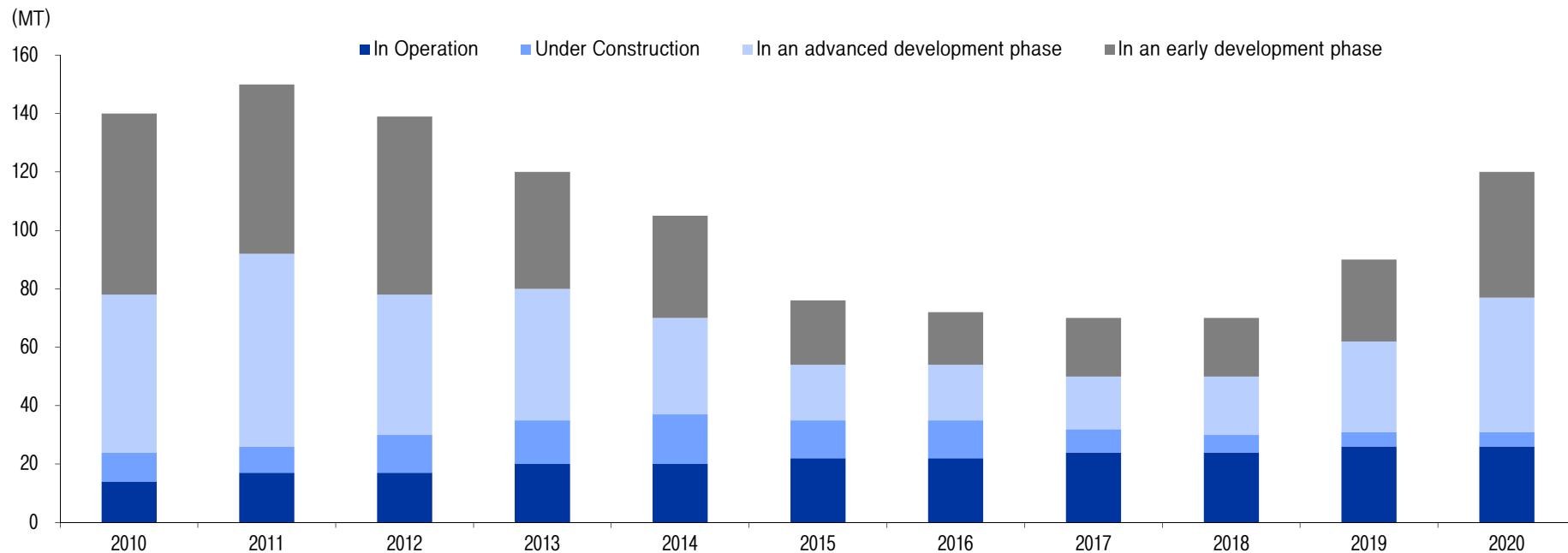
자료: IPCC, 이베스트투자증권 리서치센터

수소생산기술 – Blue 수소: Grey +CCS (or CCUS)

● CCS (or CCUS)의 시작

- 해외에서는 이미 오래 전부터 CCS 기술 활용해왔음. 특히, CCS 기술 중 하나인 EOR^{주1)}은 1972년부터 미국에서 활용해오던 방식
- 이렇듯 1972년 텍사스 Sharon Ridge 유전에서 최초 대규모 CO₂ Storage Project를 시작으로 CO₂는 석유 회수 향상을 포함한 다양한 목적으로 수십 년 동안 지질 형성으로 주입되어 옴
- 최근 주목 받고 있는 CO₂의 장기 지중저장^{주2)} 중심으로 진행된 최초의 상업적 사례는 1996년 Norway에서 시작된 Sleipner CO₂ Storage Project임
- CCS는 2021년 08월 기준, 전세계적으로 25개 프로젝트가 상업운영 중에 있으며, 38개의 추가 프로젝트가 계획되어 있음

CCUS 플랜트 파이프라인 현황



주1: CO₂를 석유·가스전에 주입하여 석유·가스 회수율을 높이는 방식

주2: CO₂를 온실가스 배출저감을 위해 지중에 저장하여 대기과 격리하는 방식

자료: Global CCS Institute, 이베스트투자증권 리서치센터

상업 생산 중인 CCS 설비 현황

Name	Status	Country	Operational	Industry
Terrell Natural Gas Processing Plant	Operational	USA	1972	Natural Gas Processing
Enid Fertilizer	Operational	USA	1982	Fertilizer Production
Shute Creek Gas Processing Plant	Operational	USA	1986	Natural Gas Processing
Sleiper CO2 Storage	Operational	Norway	1996	Natural Gas Processing
Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale	Operational	USA	2000	Synthetic Natural Gas
Core Energy CO2-EOR	Operational	USA	2003	Natural Gas Processing
Sinopec Zhongyuan Carbon Capture Utilization and Storage	Operational	China	2006	Chemical Production
Snøhvit CO2 Storage	Operational	Norway	2008	Natural Gas Processing
Arkalon CO2 Compression Facility	Operational	USA	2009	Ethanol Production
Century Plant	Operational	USA	2010	Natural Gas Processing
Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS	Operational	Brazil	2011	Natural Gas Processing
Bonanza BioEnergy CCUS EOR	Operational	USA	2012	Ethanol Production
Air Products Steam Methane Reformer	Operational	USA	2013	Hydrogen Production
Coffeyville Gasification Plant	Operational	USA	2013	Fertilizer Production
PCS Nitrogen	Operational	USA	2013	Fertilizer Production
Boundary Dam 3 Carbon Capture and Storage Facility	Operational	Canada	2014	Power Generation
Karamay Dunhua Oil Technology CCUS EOR Project	Operational	China	2015	Methanol Production
Quest	Operational	Canada	2015	Hydrogen Production
Uthmaniyah CO2-EOR Demonstration	Operational	Saudi Arabia	2015	Natural Gas Processing
Abu Dhabi CCS (Phase 1 being Emirates Steel Industries)	Operational	United Arab Emirates	2016	Iron and Steel Production
Illinois Industrial Carbon Capture and Storage	Operational	USA	2017	Ethanol Production
CNPC Jilin Oil Field CO2 EOR	Operational	China	2018	Natural Gas Processing
Gorgon Carbon Dioxide Injection	Operational	Australia	2019	Natural Gas Processing
Qatar LNG CCS	Operational	Qatar	2019	Natural Gas Processing
Alberta Carbon Trunk Line with North West Redwater Partnership's	Operational	Canada	2020	Oil Refining
Alberta Carbon Trunk Line with Nutrien CO2 Stream	Operational	Canada	2020	Fertilizer Production

자료: Global CCS Institute, 이베스트투자증권 리서치센터

추가 CCS 프로젝트 현황

Facility Name	Facility Status	Country	Operational	Facility Industry
Project Interseqt – Plainview Ethanol Plant	Early Development	USA	2022	Ethanol Production
Project Interseqt – Hereford Ethanol Plant	Early Development	USA	2022	Ethanol Production
Velocys’ Bayou Fuels Negative Emission Project	Early Development	USA	2024	Chemical Production
Project Pouakai Hydrogen Production with CCS	Early Development	New Zealand	2024	Various
Hydrogen 2 Magnum (H2M)	Early Development	Netherlands	2024	Power Generation
Caledonia Clean Energy	Early Development	United Kingdom	2024	Power Generation
The Illinois Clean Fuels Project	Early Development	USA	2025	Chemical Production
Red Trail Energy BECCS Project	Early Development	USA	2025	Ethanol Production
Net Zero Teesside – CCGT Facility	Early Development	United Kingdom	2025	Power Generation
Dry Fork Integrated Commercial Carbon Capture and Storage	Early Development	USA	2025	Power Generation
Clean Energy Systems Carbon Negative Energy Plant	Early Development	USA	2025	Power Generation and Hydrogen Production
Northern Gas Network H21 North of England	Early Development	United Kingdom	2026	Hydrogen Production
Drax BECCS Project	Early Development	United Kingdom	2027	Power Generation
Ervia Cork CCS	Early Development	Ireland	2028	Power Generation and Refining
Hydrogen to Humber Saltend	Early Development	United Kingdom	2026–2027	Hydrogen Production
OXY and Carbon Engineering Direct Air Capture and EOR Facility	Early Development	USA	Mid 2020s	N/A
LafargeHolcim Cement Carbon capture	Early Development	USA	Mid 2020s	Cement Production
HyNet North West	Early Development	United Kingdom	Mid 2020s	Hydrogen Production
Acorn	Early Development	United Kingdom	Mid 2020s	Oil Refining
Sinopec Shengli Power Plant CCS	Early Development	China	2020s	Power Generation
Korea-CCS 1 & 2	Early Development	South Korea	2020s	Power Generation

자료: Global CCS Institute, 이베스트투자증권 리서치센터

추가 CCS 프로젝트 현황

Facility Name	Facility Status	Country	Operational	Facility Industry
Wabash CO2 Sequestration	Advanced Development	USA	2022	Fertilizer Production
Santos Cooper Basin CCS Project	Advanced Development	Australia	2023	Natural Gas Processing
San Juan Generating Station Carbon Capture	Advanced Development	USA	2023	Power Generation
Bridgeport Energy Moonie CCUS project	Advanced Development	Australia	2023	Various
Langskip CCS – Fortum Oslo Varme	Advanced Development	Norway	2024	Waste Incineration
Lake Charles Methanol	Advanced Development	USA	2025	Chemical Production
Abu Dhabi CCS Phase 2: Natural gas processing plant	Advanced Development	United Arab Emirates	2025	Natural Gas Processing
Project Tundra	Advanced Development	USA	2025–2026	Power Generation
Prairie State Generating Station Carbon Capture	Advanced Development	USA	Mid 2020s	Power Generation
Plant Daniel Carbon Capture	Advanced Development	USA	Mid 2020s	Power Generation
Mustang Station of Golden Spread Electric Cooperative Carbon Capture	Advanced Development	USA	Mid 2020s	Power Generation
Gerald Gentleman Station Carbon Capture	Advanced Development	USA	Mid 2020s	Power Generation
Cal Capture	Advanced Development	USA	Mid 2020s	Power Generation
Sinopec Qilu Petrochemical CCS	In Construction	China	2021	Chemical Production
Langskip CCS – Brevik Norcem	In Construction	Norway	2024	Cement Production
Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration	In Construction	China	Early 2020s	Chemical Production
The ZEROS Project	In Construction	USA	Late 2020s	Power Generation

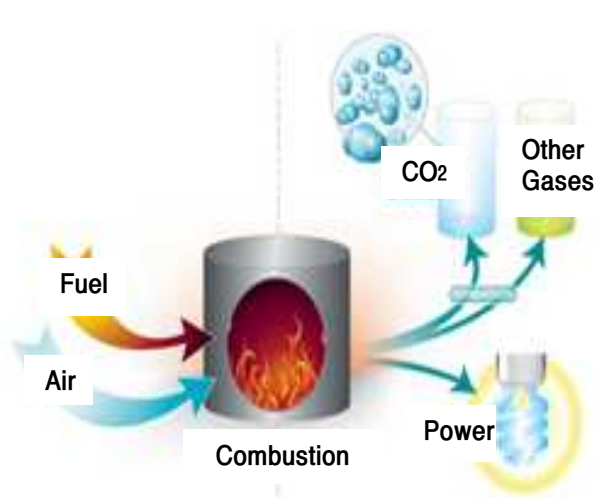
자료: Global CCS Institute, 이베스트투자증권 리서치센터

수소생산기술 – Blue 수소: Grey +CCS (or CCUS)

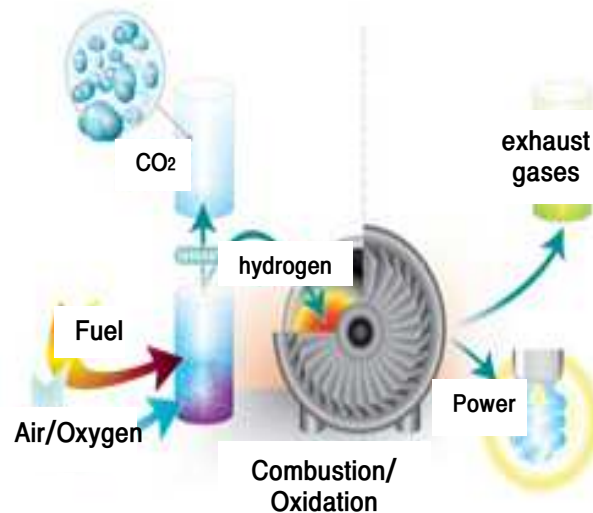
● CCS (or CCUS) 공정 중 CO₂ Capture 기술의 종류

- 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

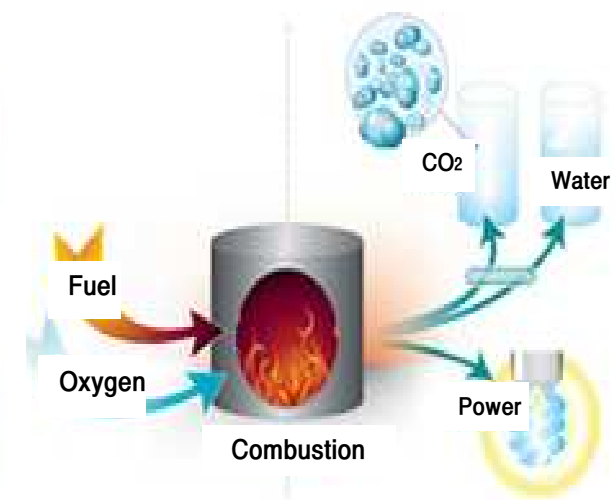
연소 후 Capture 기술



연소 전 Capture 기술



순산소 연소법 Capture 기술



수소생산기술 – Blue 수소: Grey +CCS (or CCUS)

● 연소 후 CO₂ Capture 기술의 종류

- 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 CO₂를 포함하는 연소 배가스(=배기가스)와 CO₂에 대한 선택성을 갖는 흡수제를 반응시켜 CO₂만 분리하는 기술. 분리 이후, 탈거¹⁾, 재생 공정을 거쳐 CO₂를 다시 탈거시켜 수송, 저장하고, 재생된 흡수제는 재사용함
- 흡착법은 고체 흡착제를 사용해서 CO₂만 분리하는 기술. 흡착제로 채워진 흡착탑을 배가스가 고압상태로 통과하면 선택도가 높은 성분들을 우선 흡착하고 선택도가 낮은 성분은 흡착탑 밖으로 배출하는 방식. 이에 CO₂에 대한 선택성이 높은 흡착제를 사용해야 함
- 막분리법은 일종의 필터를 이용해서 CO₂만 분리하는 기술. 에너지소비가 적고 흡수법보다 효율이 높다는 장점이 있으나, 막오염 문제와 대용량 공정에는 부적합하다는 단점이 있음

연소 후 CO₂ Capture 기술 별 장단점

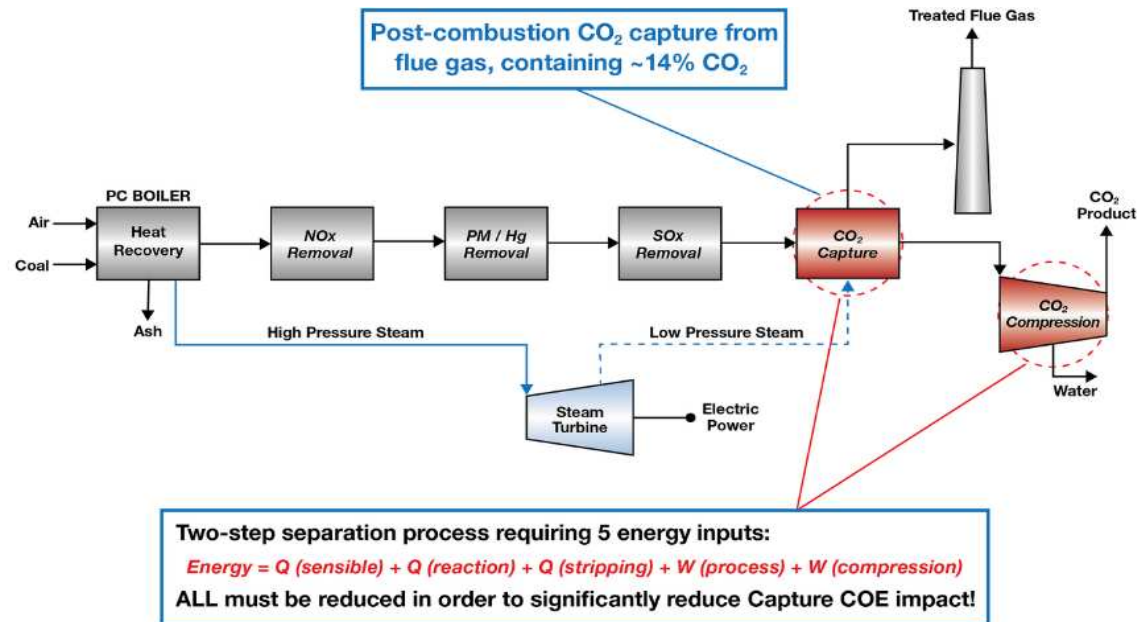
기술		장점	단점
흡수	습식	- 대용량 가스 처리에 용이 - 이산화탄소 농도 변화에 적응성이 큼	- 흡수제 재생에 다량의 에너지 소비 - 흡수제 열화 및 재료부식
	건식	- 저농도 대용량 가스 분리 가능 - 고온, 고압의 가스시스템에 적용가능	- 장치 및 운전이 복잡 - 기체-고체 반응으로 반응속도가 느림
흡착		- 장치와 운전이 비교적 간단 - 환경영향 및 에너지 효율 우수	- 분리 효율 낮아 비정상 상태에서의 운전 가능성 높음 - 대용량 가스 처리 곤란 및 흡착제 비활성화
막분리		- 장치와 운전이 비교적 간단 - 에너지 소비가 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

주1: 하나 이상의 성분이 증기 스트림에 의해 액체 스트림으로부터 제거되는 물리적 분리 공정
 자료: KISTI, 이베스트투자증권 리서치센터

수소생산기술 – Blue 수소: Grey +CCS (or CCUS)

● 연소 후 CO₂ Capture 기술 – 흡수법 중 습식 Capture 기술

- 연소 후 CO₂ Capture 기술 중 흡수법은 액상 흡수제를 사용하는 습식, 고체 흡수제를 사용하는 건식으로 구분
- 흡수제의 성능 평가 기준은 빠른 흡수/재생 속도와 큰 흡수능력¹⁾임
- **습식 Capture 기술:** 흡수제 특성에 따라 화학 또는 물리 흡수공정으로 구분. 즉, CO₂와 흡수제 결합이 화학적²⁾인지, 물리적³⁾인지에 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 아민계(alkanolamine)는 CO₂를 흡수하는 다양한 알카놀아민을 물과 혼합하여 20~30wt% 용액을 만들어 사용하는 방법. 빠른 이산화탄소 흡수 속도 때문에 1970년대부터 상용화



주1: Absorption power, 물체 표면에 입사한 복사 에너지가 그 표면에서 흡수되는 정도

주2: 분자 내 양이온이나 음이온의 이동으로 분자단위가 변화하면서 결합력이 생기는 것

주3: 두 가지 물질이 성분 변화 없이 분자단위로 결합하거나 제3의 매개물질의 작용으로 다른 성분들끼리 결합하는 것

자료: IGCC, 이베스트투자증권 리서치센터

수소생산기술 – Blue 수소: Grey +CCS (or CCUS)

● 연소 후 CO₂ Capture 기술 – 흡수법 중 습식 Capture 기술

- 알카놀 아민은 수소 치환 수에 따라 1, 2, 3급으로 분류. 1, 2급은 수용액이 CO₂와 직접 반응하지만, 3급은 산-염기 중화반응에 의해 비휘발성 이온을 생성하는 화학반응을 통해 CO₂와 결합
- 대표적인 알카놀 아민 중 하나이면서 가장 먼저 상용화된 흡수제인 **MEA(Mono Ethanol Amine)**는 분자량이 작기 때문에 동일 무게 기준으로 비교했을 때, 상대적으로 mol농도가 높음. 이에 mol농도비의 화학반응인 CO₂ 흡수에 유리하고 흡수탑 크기가 작음. 다만, 부식성, 재생에 필요한 높은 에너지 요구량 등의 단점 보유. MEA 2mol당 1mol의 CO₂와 반응하여 최대 부하는 0.5mol CO₂/mol MEA로 제한되나 실제 장치에서 부식으로 인해 높은 부하 사용이 어려워 보통 0.25~0.4 CO₂/mol MEA이 일반적
- MEA는 석유화학공정에서 배가스 등에 포함된 H₂S와 CO₂ 제거 공정으로 널리 사용. 다만, 입체장애아민 등장으로 점유율 상당부분 감소
- 현재는 천연가스 생산 시, 천연가스와 동시 배출되는 CO₂를 고효율로 분리하기 위한 공정으로 전환 중
- **3급 알카놀 아민인 TEA, MDEA**는 H₂S와는 반응이 빠르나 CO₂와는 상대적으로 느리게 반응. 따라서 3급 알카놀 아민의 경우, H₂S와 CO₂가 동시에 함유되어 있는 가스 흐름에서 H₂S를 선택적으로 분리하는 공정에 흔히 사용. 특히, CO₂ 대비 H₂S 비가 높은 비탄화수소계 가스 정제, 석탄 가스화 공정의 생성가스 정제 등에 많이 사용. 그러나 CO₂와의 느린 반응 속도 때문에 반응 활성화제를 첨가하는 연구가 진행 중
- **AMP**는 입체장애아민(sterically hindered amine)의 대표적 흡수제로, CO₂ 흡수 용량과 빠른 흡수 및 재생속도에 장점이 있음. 입체장애아민(sterically hindered amine) 수용액은 치환되지 않는 기존 아민 수용액 대비 CO₂ 탈거 정도가 우수하고 CO₂ 흡수에 재사용 될 경우에도 우수한 CO₂ 흡수를 나타냄. AMP는 MEA의 α -methylated 유도체로 CO₂와의 흡수반응에 의해 형성된 carbamate는 거의 전량이 bicarbonate로 가수분해되어서 아민 수용액에 보이지 않음
- 이에 현재 아민계 흡수제인 MEA의 대체 흡수제로 빠르게 확대되고 있으며, 기존 MEA 대비 재생열도 낮아 향후 AMP 중심 흡수제 성장이 기대됨. 다만, 흡수속도가 MEA 대비해서는 느리기 때문에 흡수 속도 개선을 위해 첨가제나 촉매 혼합방안 등이 연구되고 있음
- **AMP는 일본의 MHI사의 KS-1 흡수제로** 현재 상용 흡수제가 가장 기술적으로 앞서 있음. CCS 프로젝트가 가장 많은 미국에서도 AMP 흡수제 중심으로 프로젝트를 확대하고 있음

수소생산기술 – Blue 수소: Grey +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	28.0	21.2	-21.0	31.0
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)	●	○	X	△	○
	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)

수소생산기술 – Blue 수소: Grey +CCS (or CCUS)

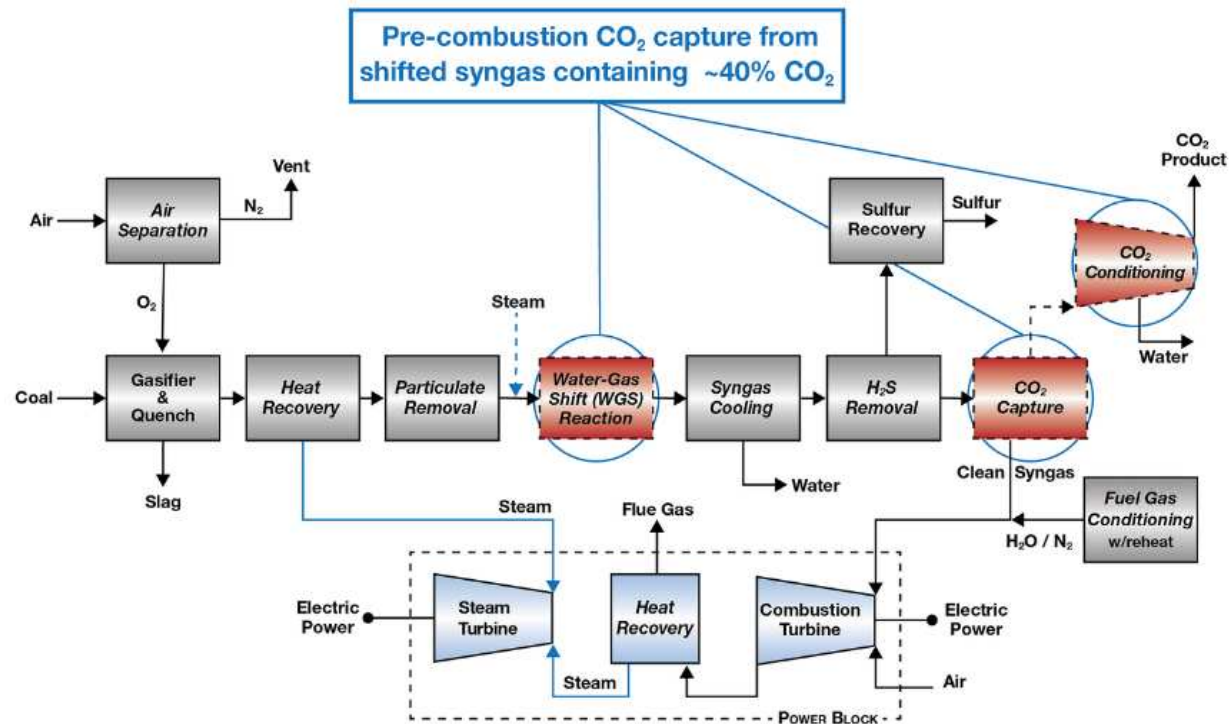
- 국내 흡수제 대표 기술 'KIER SOL'. 대표적 상용 흡수제로 보기에는 아직 무리

- KIER SOL은 2006년 개발을 시작, 2012년 9월에 기술 개발 완료. 미국, 유럽, 호주, 캐나다, 중국, 인도, 한국에 특허 출원되어 있음
- 흡수력에 있어서는 기존 상용 공정들과 유사. 차별성은 1톤의 이산화탄소 포집 후 이를 재생할 때 필요한 에너지량이 미국 Fluor사의 Econamine (3.8~4.0GJ/t CO₂), 일본 MHI의 KS (2.8~3.2GJ/t CO₂)보다 낮은 2.2~2.5GJ/t CO₂라는 점
- 기존의 알카놀 아민 이온 공정은 아민 두 분자가 하나의 CO₂를 만나 다른 아민은 염기로 작용하고 다른 아민은 직접 CO₂와 결합해서 carbamate 이온을 형성하는 반응. 이에 반응 속도가 굉장히 빠름
- 다만, CO₂와 아민 분자와의 결합력이 너무 강해 이를 떼어내는 재생과정에서 많은 열에너지가 소요됨. 이에 바이카보네이트(HCO₃⁻) 메커니즘을 이용하는 경우가 증가하고 있는데 이는 비록 반응속도가 느리지만, carbamate보다 안정성이 떨어져 재생에너지 소요가 낮다는 장점이 있음. 일본 MHI의 AMP, 독일 BASF α-MDEA, 미국 UOP의 Benfield, 한국의 KIER SOL이 이를 이용한 메커니즘임
- 또한 재생을 위해 주입되는 열에너지 때문에 알카놀 아민 자체가 중합되거나 분자 사슬이 끊어져 다른 부산물을 형성, 알카놀 아민 자체 증발력으로 인한 손실, 흡수액의 높은 염기성으로 인한 장치 내벽 부식 등의 문제가 있음. 부식성은 부식 방지제를 혼합하면 해결 가능하나, 다른 부반응에 의한 손실은 흡수제를 계속 구매하며 보충해야 하기 때문에 큰 단점으로 작용
- KIER SOL은 탄산칼륨 수용액 즉, 알칼리탄산염이 주 물질이기 때문에 알카놀 아민이 가지고 있는 부반응 손실, 증발 손실, 높은 재생에너지 부분 해결이 가능함. 다만, 탄산칼륨 역시, 물에 대한 낮은 용해도, 느린 CO₂ 흡수속도 특성이 있어 개선해야 할 부분이 많음
- KIER SOL은 우선 속도 촉진제로 시클릭 디아민을 이용하여 개선하고 낮은 용해도 문제를 해결하기 위해 농도를 최적화함
- 2012년 개발 완료 후, 계속되는 홍보에도 불구하고, 기존 상용화 흡수제 대체 움직임이 보이고 있지 않았으나 2021년, SK머티리얼즈에 기술이전으로 그에 대한 기대감이 높아진 상황. 다만, 아직도 개선되어야 할 부분이 많은 산업이며, 당장 글로벌 MS 40% 이상인 기존 흡수제를 대체할 수 있다는 예상으로 투자포인트를 잡기에는 리스크가 큼

수소생산기술 – Blue 수소: Grey +CCS (or CCUS)

- 연소 전 CO₂ Capture 기술 - 블루수소 생산에 유용한 방식

- 연소 전 CO₂ Capture 기술은 가스화공정, 부분산화반응 등을 통해 변환된 수소를 연소를 위한 주원료로 사용하는 방법
- CCU 방식이 대세가 되면서 점점 연소 전 방식이 각광받게 될 것. SMR(천연가스 수증기 개질)+Capture 방식을 통한 수소 생산에 적합
- 연소 전 CO₂ Capture는 이산화탄소를 합성가스 형성 공정에서 분리하는 것으로 H₂, CO, CO₂ 로 주로 구성
- 가스 개질 반응 이후 탄소 포집 공정에 있어서는 앞 서 언급한 연소 후 포집 기술과 동일
- 기존 상용 습식 포집 기술인 Selexol 공정의 경우, 1,000°C 이상의 온도에서 석탄가스화 반응으로 생성된 H₂, CO, CO₂ 등의 합성가스 중 CO는 H₂O와 반응하여 CO₂와 H₂를 생산. 그리고 이들 가스를 냉각한 후 CO₂를 제거하면 고순도 수소 생산 가능



수소생산기술 – 3) Biomass Process

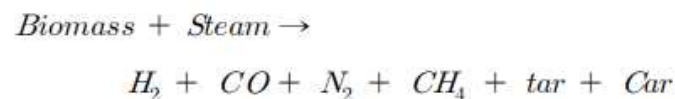
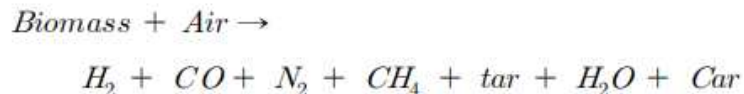
● Biomass Process – Thermochemical(열화학적 방식)

- 바이오매스 활용 열화학적 방식 수소생산은 가스화 반응에서 연료를 바이오매스로 사용한 것으로 보면 됨. 따라서 SMR+WGS 반응이 수소 농도가 높기 때문에 이 방식을 사용. 운전온도는 500~1,400°C, 적용되는 곳, 규모에 따라 상압~33atm 까지 운전 가능

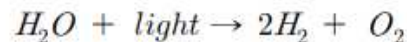
● Biomass Process – Biological(생물학적 방식)

- 바이오매스 활용 생물학적 방식 수소생산은 광분해법과 발효법으로 나뉨. 광분해법은 박테리아와 미세 조류 등 미생물이 반응에 참여하여 수소화 효소^{주1)} 시스템을 통해 직접 물 분해하여 수소 생산하는 방식. 발효법은 탄화수소로 구성된 바이오매스가 미생물에 의해 발효되면서 유기산^{주2)}으로 전환됨과 동시에 수소 생산

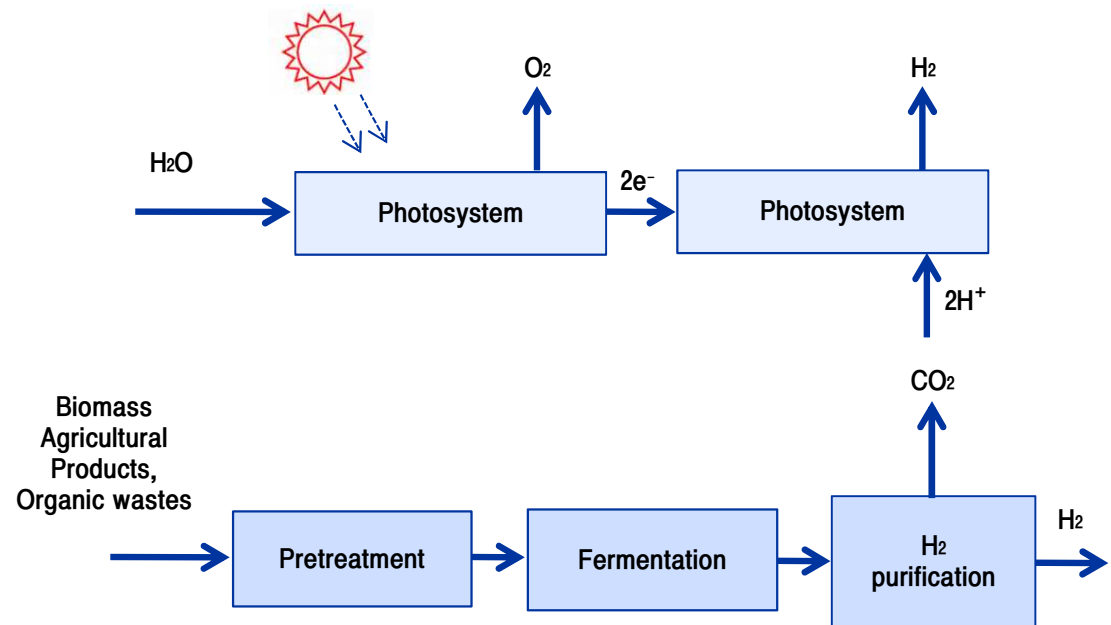
Thermochemical(열화학적 방식) 화학식



Biological(생물학적 방식) 화학식



Bio- 광분해법(위), Bio- 발효법(아래) Process



주1: 미생물의 광합성 작용 시 발생되는 H⁺를 합성하여 수소를 생산하는 효소. 광합성 녹조류 등의 미생물에서 볼 수 있음

주2: 산성을 띠는 유기화합물 총칭. 광물계에서 얻어지는 산은 무기산, 동식물계에서 얻어지는 산을 유기산으로 구별

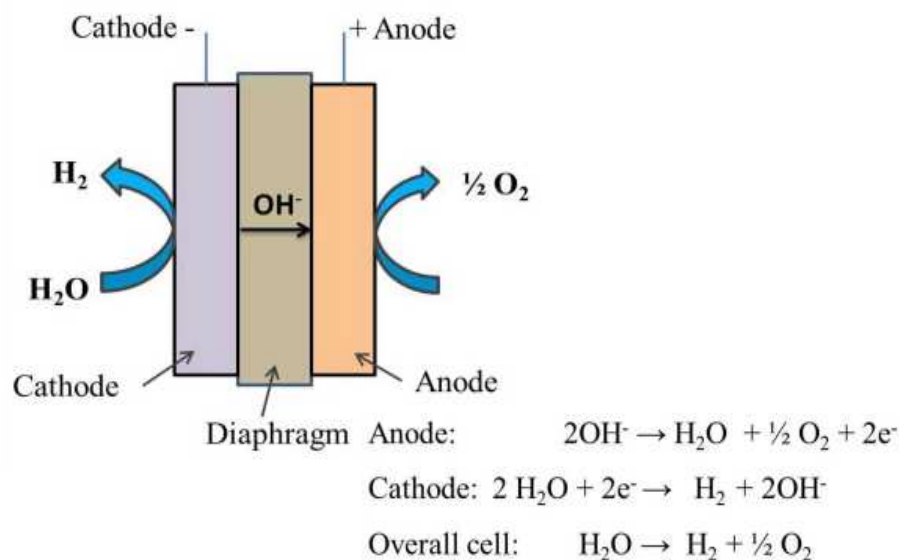
자료: 한국에너지기술연구원, 이베스트투자증권 리서치센터

수소생산기술 – 4) Water Splitting

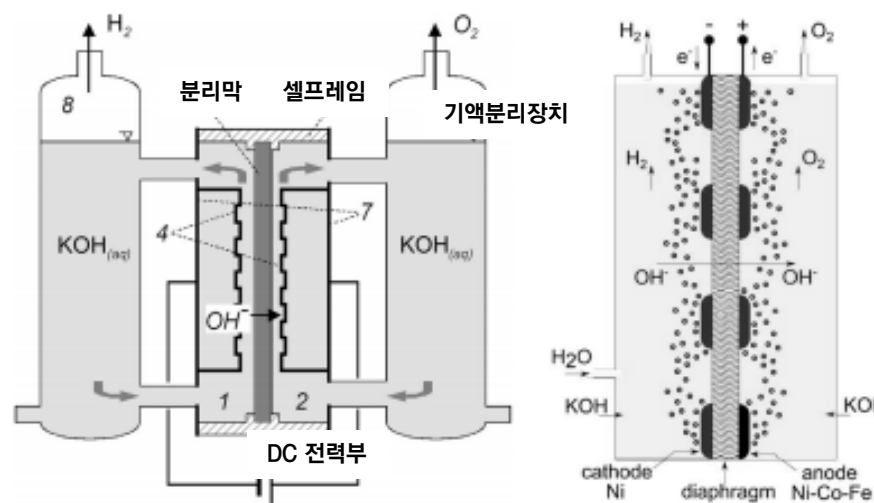
• Water Splitting – 전기분해 1) Alkaline(알카라인)법

- 수전해수소 기본 원리: 물을 전기분해하여 산화환원 반응 유도하여 생산하는 방식. 전기에너지를 이용해서 +극에서 물이 전자를 잃고 산화되어 산소기체 발생, -극에서 전자를 얻고 환원되어 수소기체를 발생시키는 반응. 그런데 순수한 물은 전류가 흐르지 않기 때문에 전기분해하기 위해 수산화나트륨이나 황산을 넣어줘야 함
- 1) 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. 생산가능 수소 압력이 30bar정도로 한정

Alkaline(알카라인)법



Alkaline 수전해 구조 Gap(좌), Zero-Gap(우)

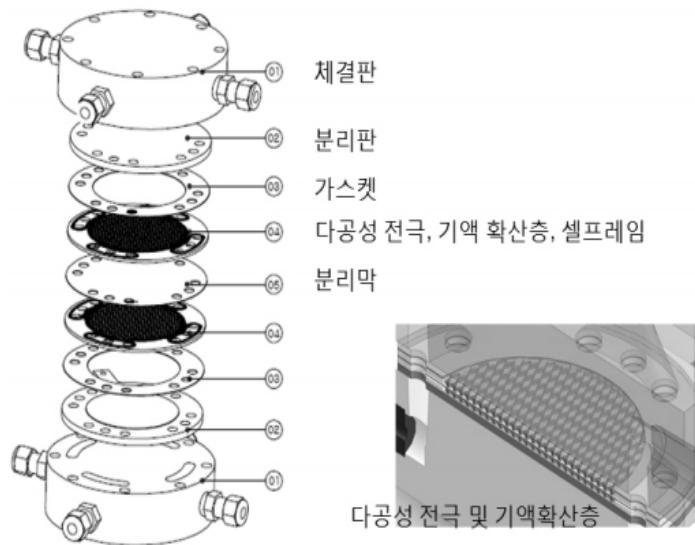


수소생산기술 – 4) Water Splitting

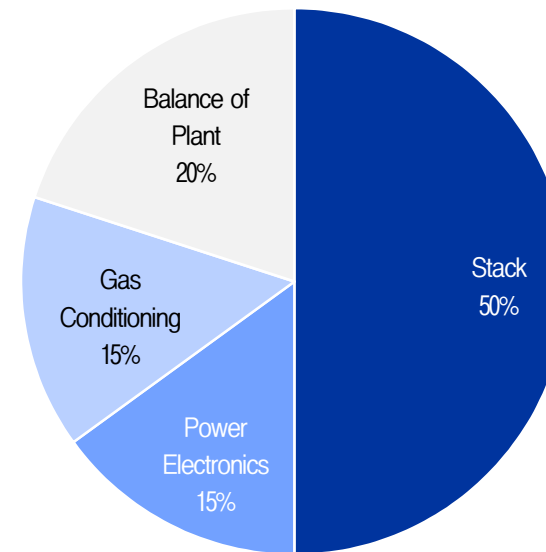
● Water Splitting – 전기분해 1) Alkaline(알카라인)법

- Alkaline(알카라인)법 수전해 시스템 부품: 수전해 스택(수소 및 산소발생 전극, 분리막, 분리판, 전해액)과 BOP(balance of plant)로 구성
- 수전해 스택 구조: Zero-Gap 구조. 전극과 분리막 사이 간격 내 이온 저항 감소 및 물질 전달 저항 증가를 줄이기 위한 구조
- 분리막 소재: 80 ℃이상의 강염기(30% KOH) 속 내구성 유지, 낮은 기체 투과도, 높은 이온전도도 요구 → 다공성 복합체(세라믹 고분자 바인더와 분산), PPS(유리섬유로 강화), 니켈 다공체 매트릭스 – Agfa (벨기에) ‘Zirfon’ 이 대표 상용 소재
- 전극 소재: STS 다공체 위에 Ni, Fe, Co, Mo 등과 같은 전이 금속을 코팅하여 사용 – 대표적 상용 소재 Raney Ni(DLR(독) 등)
- 스택 수명 5~10년, 전류밀도 150~400mA/cm², 용량 최대 760Nm³/h, 효율 4.5~5.5kW/Nm³, 시스템 가격 \$800~2,000/kW
- 장치가격 \$470 /kW, 전류밀도는 800mA/cm², 효율은 48kWh/kg, 비활성화 0.1%/1000h 목표

Alkaline(알카라인)법 Zero-gap형 셀 구조



알카라인 수전해 시스템 단위 부품 별 가격

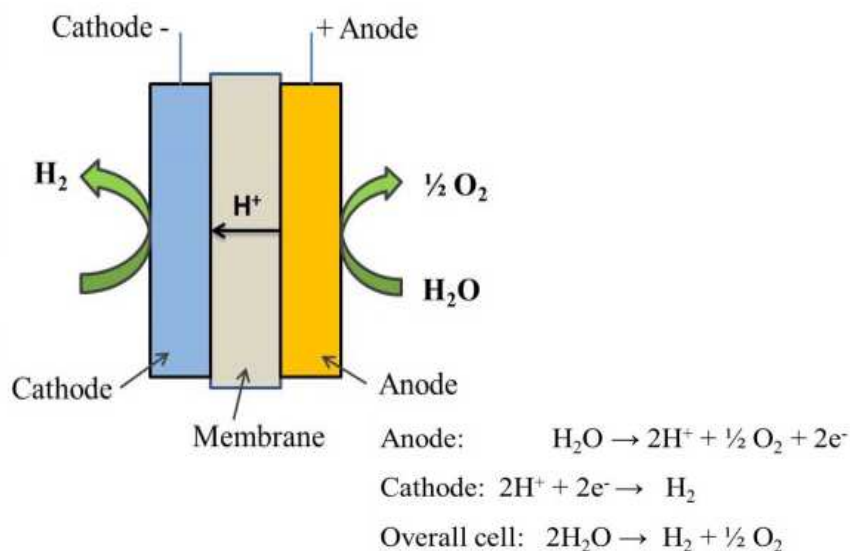


수소생산기술 – 4) Water Splitting

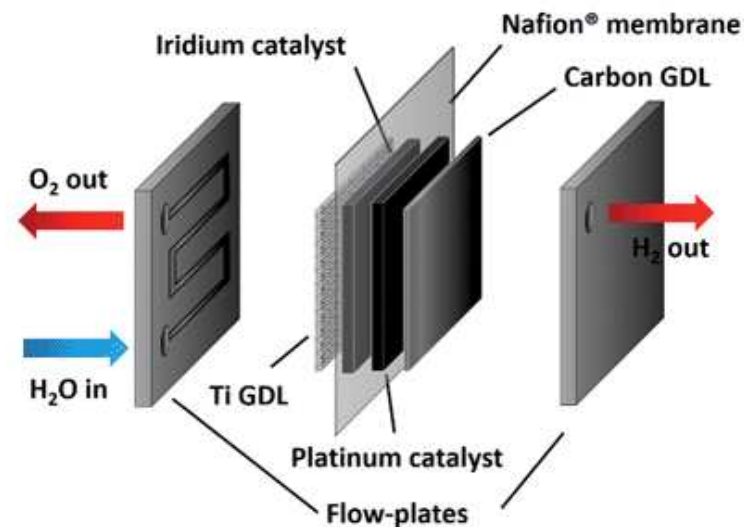
• Water Splitting – 전기분해 2) PEM(Polymer electrolyte membrane)법

- 2) 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
- 고분자 전해질막을 이용하여 얇은 구조의 전해질층 형성이 가능해서 수소이온의 전도도를 개선한 것
- 생산가능 수소압력은 200bar 정도이며, Alkaline electrolysis보다 장치 크기가 10배 정도 축소
- 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 건널 수 있는 재료를 사용하게 되면 비용이 상승

PEM(Polymer electrolyte membrane)법



고분자 전해질막 수전해 셀 구조



수소생산기술 – 4) Water Splitting

● Water Splitting – 전기분해 2) PEM(Polymer electrolyte membrane)법

- 2) PEM(Polymer electrolyte membrane)법: 음극 촉매- Pt/C_{주1}) 주로 사용, 양극 촉매- 이리듐이나 이리듐계 합금
- 전압 높아 에너지 효율 가장 높음. 또한 장치 소형화 및 유지, 보수 용이 함에 강점이 있음
- 다만, 양성자 교환막과 백금 촉매가 비싸 유지비용이 많이 듦
- 해외에서는 일부 업체 상용화 성공, 시판에 들어간 사례 존재. 다만, 국내는 아직 실증 단계
- 스택 수명 2~5년, 전류 밀도는 1~2A/cm², 용량 최대 >200 Nm³/h, 효율 4.5~5.5kW/Nm³, 시스템 가격 \$1200/kW 이상
- DOE 기준, 2030년까지 장치 가격 \$590/kW, 전류밀도 2.5A/cm², 효율 50kWh/kg, 비활성화 0.12%/1000h 목표

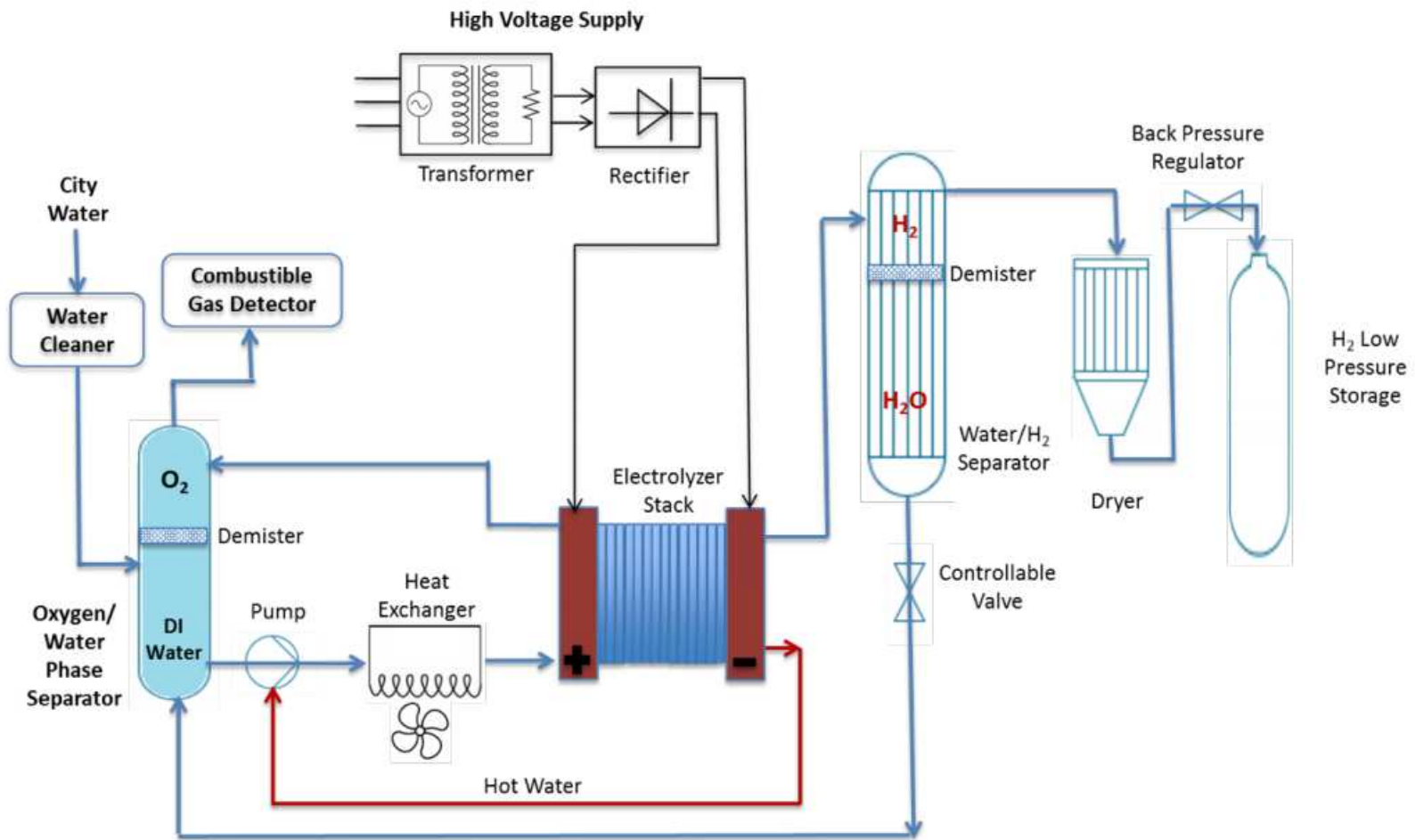
시판 중인 PEM 수전해 시스템

Manufacturer	Series and Operating Pressure	Hydrogen Flow Rate (Nm ³ · h ⁻¹)	Energy consumption (kWh Nm ⁻³ H ₂)	Load Range (%)	Electrolyte	Power
Proton OnSite	S Series 13.8 bar	0.265~1.05	6.7	0~100	SPE	No details
Proton OnSite	H Series 15~30 bar	2~6	6.8~7.3	0~100	SPE	No details
H-TEC Systems	H-TEC Series-S	0.22~1.1	No details	No details	SPE	1~5kW
H-TEC Systems	ME unpressurised 30 bar	13~210	4.9	No details	SPE	225kW~1 mW
Areva h2gen	E Series Up to 35 bar	10~200	4.7~5.3	No details	SPE	80~1,600kVA
Hydrogenics	HyLYZER 0~7.9 bar	1~2	6.7	0~100	SPE	No details
ITM Power	Hpac, Hcore, Hbox, Hfuel 15 bar	0.6~35	4.8~5.0	No details	SPE	2mW
Siemens	SILYZER 200 35 bar	225	No details	No details	SPE	1.25mW
Green Hydrogen	P Series 15~50 bar	1	No details	25~100	SPE	4.95kW
NEL	M Series 30 bar	103~413	4.53	0~100	SPE	0.5~2mW

주1: Platinum on carbon: 탄소 상의 백금은 촉매로 사용되는 백금의 한 형태
 자료: Siemens, 각 사, 이베스트투자증권 리서치센터

수소생산기술 – 4) Water Splitting

- 수소생산기술 – PEM(Polymer electrolyte membrane) system 구조

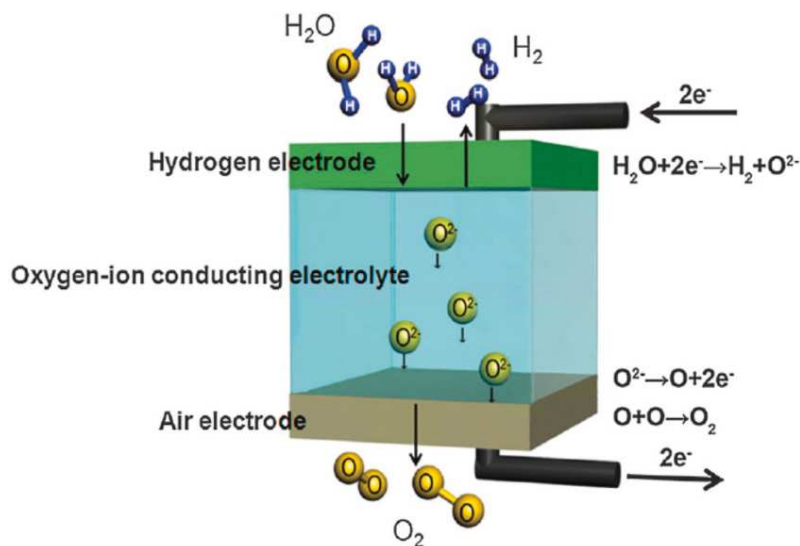


수소생산기술 – 4) Water Splitting

● Water Splitting – 전기분해 3) SOEC(Solid oxide electrolysis)법

- **Solid oxide electrolysis 기술:** 고온의 수증기를 음극에 주입해 수소와 산소 이온으로 분해시키고, 이중 산소 이온은 고체산화물(solid oxide)를 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
- 아직 개발 단계. 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

Solid oxide electrolysis 법



고체 전해질 종류 별 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	20.0	940~1,020
CeO ₂	12.1	300~1,273
LSGM	12.2	300~1,273

Part II

수소저장 및 운송방식

Key-point

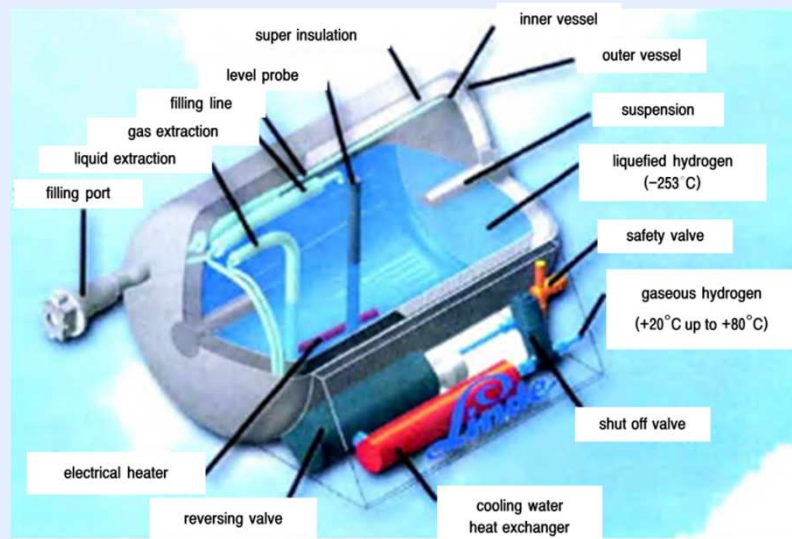
- 수소저장 및 운송 – 기체, 액체 두 가지 방식 공존
- 기체 압력용기: ‘탄소섬유’ 주목
- 액상, 액화수소 저장탱크: ‘저장용기 제조 기업’ 주목

수소저장 및 운송방식 투자포인트

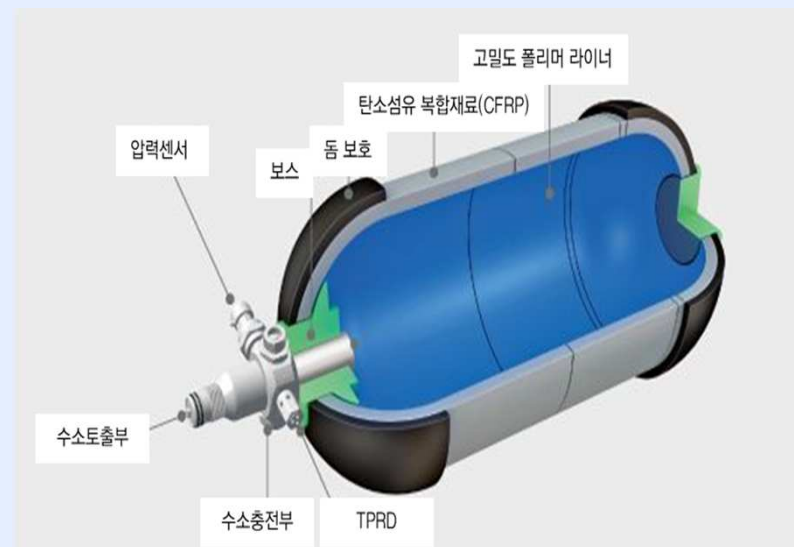
● 수소저장 및 운송방식의 핵심

- 수소 저장: 기체는 고압 압력용기, 액체는 극저온 저장용기 필요
- 수소생산단가를 낮추기 위해 그린수소의 경우, 수전해 수소 용량 확대가 중요하지만 이를 제외하고는 운송횟수 감소가 중요
- 운송횟수 감소를 위해서는 수소저장용기에 많은 수소의 양을 넣고 운반해야 함. 이에 단거리보다는 장거리 운송 시에 액상 및 액화수소운송이 각광받고 있는 것
- 다만, 액상, 액화수소 운송 시에도 충전소에는 기체 저장용기 필요. 이는 자동차 등 운송수단은 기체로 주입해야 하기 때문에 액상, 액화된 수소를 다시 기체로 바꿔 저장해두어야 함
- 액상, 액화수소의 경우, 소재보다는 외부 열유입 방지를 위한 전체적인 시스템 구성이 핵심 기술. 저장탱크 만드는 기업이 의미 있을 것
- 결론: 기체 압력용기는 앞으로 액체, 액화 수소 상용화 시에도 꼭 필요함. 이에 수소 기체 고압 압력용기 소재 - **탄소섬유** 주목
액상, 액화수소 저장탱크는 **소재보다는 저장용기 제조 기업**을 주목

액화수소 저장탱크 구조



기체수소 압력용기 구조



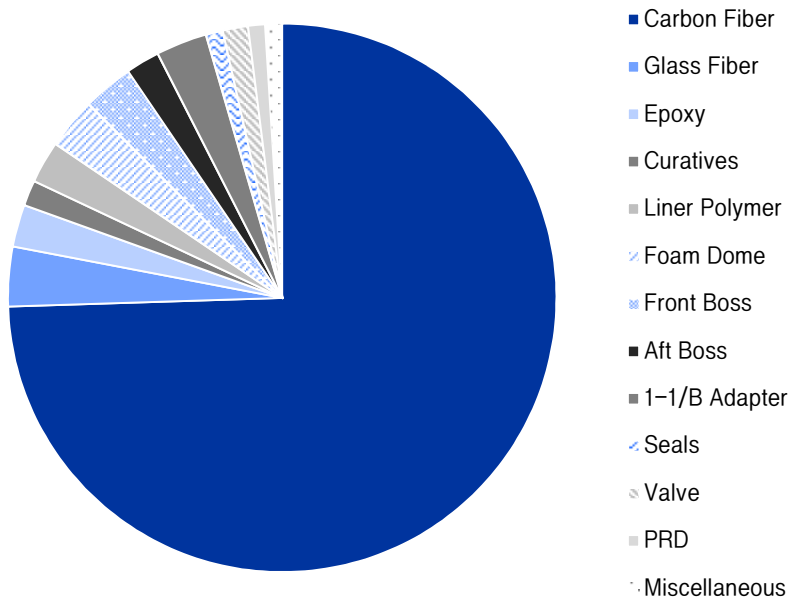
자료: Linde, 카본메카, 이베스트투자증권 리서치센터

수소저장탱크 - 압력용기

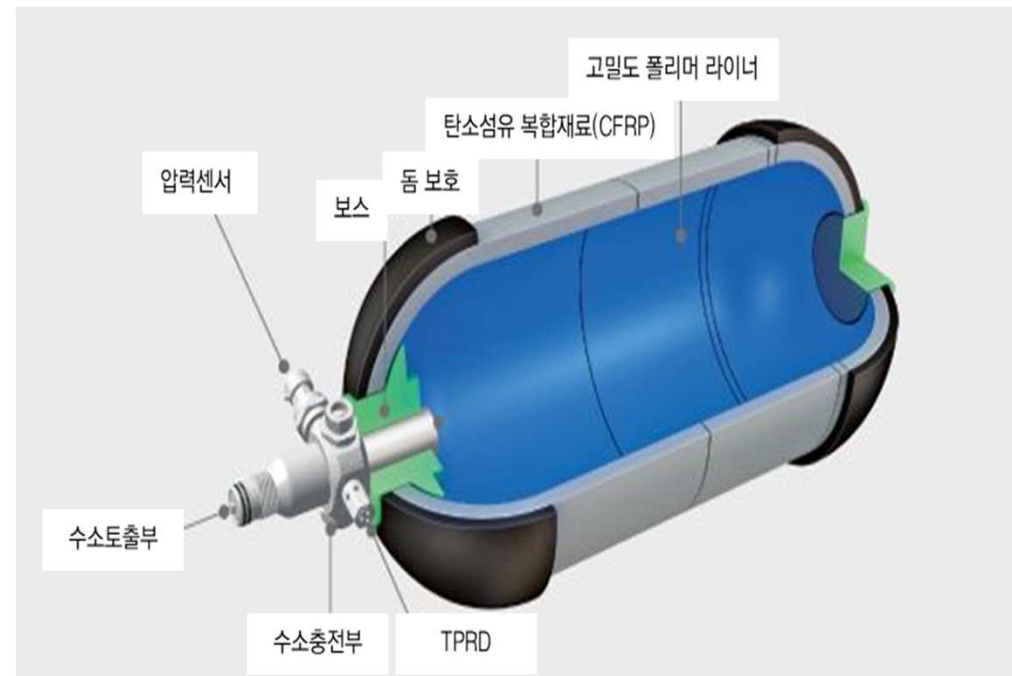
● 수소저장탱크

- 수소를 고압으로 저장하기 위해서는 강도와 탄성이 동시에 높은 탄소섬유가 핵심 소재
- 탄소섬유 자체의 기술력이 어렵지 탄소섬유 복합소재로 만드는 고압수소저장탱크 자체의 기술력이 진입장벽이 높진 않음
- 국내에서는 일진다이아의 자회사인 일진하이솔루스(구.일진복합소재), 한화솔루션이 인수한 '시마론', 엔케이 등이 있으며 해외에서는 완성차 업체들이 자체 제작 중

수소저장탱크 생산비 비중



수소저장탱크 구조

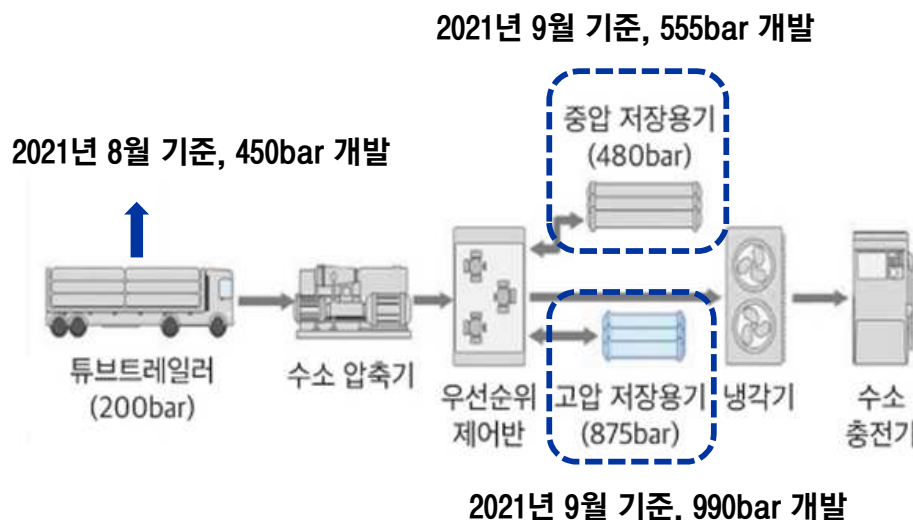


수소충전소

● 수소충전소 구성

- 수소충전소는 수소를 저장하는 수소저장용기, 수소 압력 높이기 위한 압축기, 발생 열 제거를 위한 냉각기, 수소를 차에 충전하는 디스펜서 등으로 구성
- 수소저장용기는 400bar 정도의 수소를 저장하고 공급되는 수소의 압력이 낮을 경우에는 압축기를 사용하여 압력을 높임. 보통 수소전기차 기준으로 5~6kg의 수소를 충전하는데, 걸리는 시간은 3~5분 정도. 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 수소공급 능력 보유. 수소 11 Nm³는 약 1kg이기 때문에 한 시간에 5~6대의 수소전기차 충전이 가능하다고 보면 됨
- 수소를 충전소로 운반하는 튜브트레일러의 경우, 기존에는 200bar 기준으로 운영되어왔지만, 수소생산단가를 낮추기 위해 고압의 용기가 필요했고 이에 Type4 용기 기준 약 450bar 수준으로 확대. 또한 중압용기도 기존 480bar → 555bar, 고압용기도 기존 875bar → 990bar로 확대

수소충전소 설비 구성



엔케이에테르, 충전소용 중압, 고압 저장용기

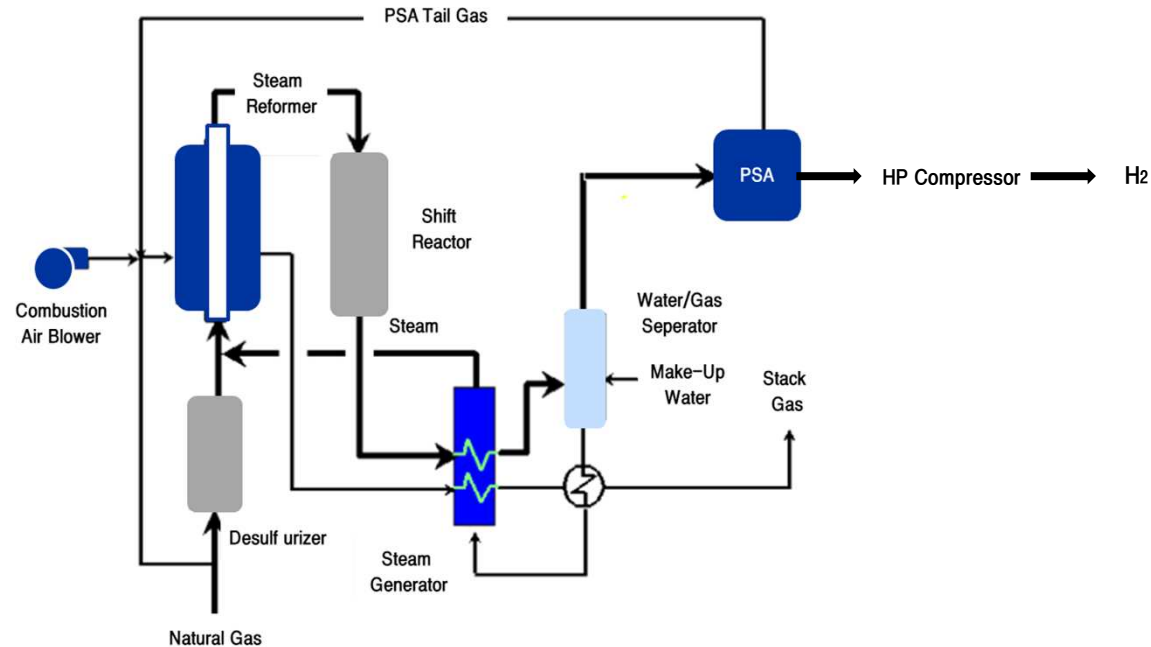


수소충전소

● 수소충전소 종류

- 수소 공급 방식에 따라 1) Off-Site, 2) On-Site로 구분
- Off-Site는 수소를 외부에서 튜브트레이러 또는 파이프라인을 통해 공급하는 것으로 현재 가장 많이 구축되어 있는 방식
- 이는 수소 공급원으로부터 이송거리가 짧은 경우 적합한 방식이며 통상적으로 300Nm³/h급의 Off-Site 충전소 건설 시, 부지비용 제외하고 약 27억원 정도 소요
- On-Site는 수소충전소에서 직접 수소를 생산해 공급하는 방식. 따라서 On-Site는 다시 1) 개질형, 2) 수전해형으로 나뉨
- 개질형 On-Site는 천연가스 개질 수소제조장치를 수소충전소 내부에 두는 것. LPG 활용 시, 도심 내 LPG 충전소를 활용하며, CNG는 도시가스 배관을 통해 공급받은 후 CNG 개질 수소제조장치를 통해 수소를 생산하는 구조
- 수전해형 On-Site는 재생에너지 등 잉여전력을 전력망을 통해 공급받아 충전소 내 수전해수소 장치를 통해 수소를 생산하는 구조

천연가스 개질 수소제조 장치



수소충전소

● 수소충전소에 공급되는 수소비용 낮추기 위해서는?

- 수소충전소에 공급되는 수소 비용은 경제성에 큰 영향을 미치기 때문에 수소 공급원부터의 운송거리가 짧은 것이 좋고, 운송비가 높을 경우에는 On-Site형이 효율적
- 상용규모 300Nm³/h 급 Off-Site 수소충전소의 경우, 연간 운영비는 약 3.25억원이며 세부적으로 보면, 인건비가 6,000만원(안전관리책임자 1명, 충전원 1명 필요), 전기세가 16,200만원(칠러: 5kWh/kg, 압축기 3.3kWh/kg 등), 유지보수비 3,000만원, 고압가스 품질검사 400만원, 연간 도로점용료 500만원(부지 공시지가의 5% 가정 시, 10만원/m²에 1,000m²일 경우), 카드수수료 5,400만원, 기타 1,000만원 정도로 구성되어 있음
- 정부보조금 제외하고 본인 투자금 15억원에 할인율 10%, 회수기간 15년 가정 시, 연간 2억원이 손익분기점. 수소충전소 100% 가동률 가정 시, 판매마진을 위해 3,000원/kg 유지가 필요

액화수소 충전소 구조 및 구축비용



건설비: 골조, 지붕, 조명 등

설비비: 수소공급, 압축, 저장, 충전설비 등

건설비: 부지, 바닥 공사 등

수소충전소 구축 비용

약 **27**억 원

설치 비용 **16~18**억 원

공사 비용 **7~9**억 원

수소충전소

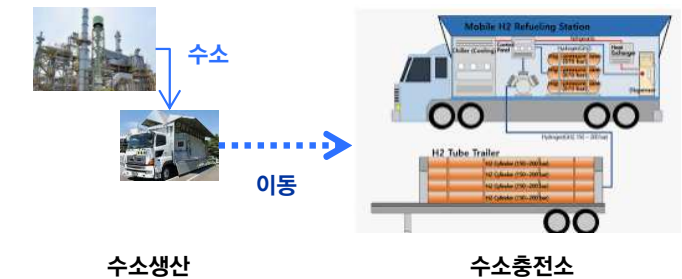
1) 파이프라인 수소충전소



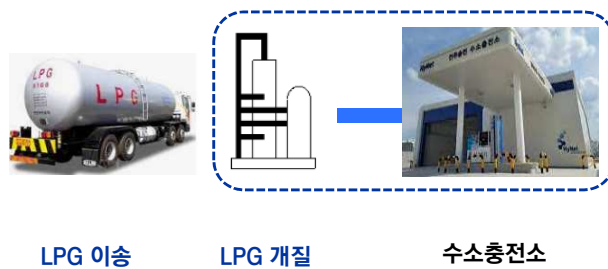
2) 튜브트레일러 수소충전소



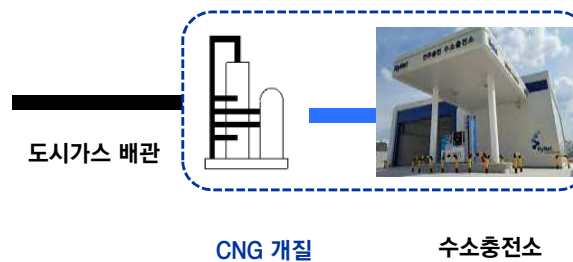
3) 이동식 수소충전소



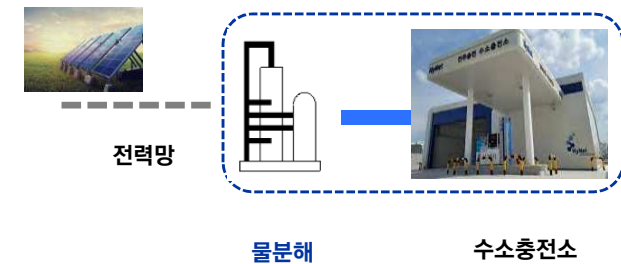
4) LPG 개질 수소충전소



5) CNG 개질 수소충전소



6) 수전해 수소충전소



● 수소생산단가 낮추기 위한 ‘액화수소’ 충전소

- IEA 기준, 수소가격은 대형운송수단은 \$3/kg, 중형차는 \$2.5/kg 수준이었을 때, 경제성이 확보됨. 기준은 화석연료와 비교 시, 경제성이 나오는 수소가격으로 탄소세 부과(\$4/kg 가정) 가정 시에도 경제성이 확보되는 가격 수준. 현재, 그린수소 기준으로 \$6/kg 수준이기 때문에 거의 50% 이상 원가 절감이 필요
- 이를 위해서는 재생에너지 발전단가 하락, 수전해설비비 하락, 전해조 효율 향상 및 운영비 하락 등이 필요. 특히, 운영비에서 수소 운송비용이 전체 충전소 구축 비용 중 설비비에서 20% 이상의 비용을 차지하기 때문에 운송횟수 감소가 중요
- 수소운송방법 중 액화수소 탱크로리 용량이 가장 크며, 이는 튜브트레일러 용량의 20배 이상임. 이에 비록 액화수소 생산비용이 튜브트레일러 대비 2배가 비싸더라도 이송비용이 현저하게 낮아 총 비용이 낮아지게 됨

수소 운송 방법에 따른 용량

수소운송방법	H ₂ (kg)
튜브 트레일러 용량 범위	106~295
일반적인 튜브트레일러 용량	165
액화수소 탱크로리 용량 범위	2,363~4,253
일반적인 액화수소 탱크로리 용량	2,836

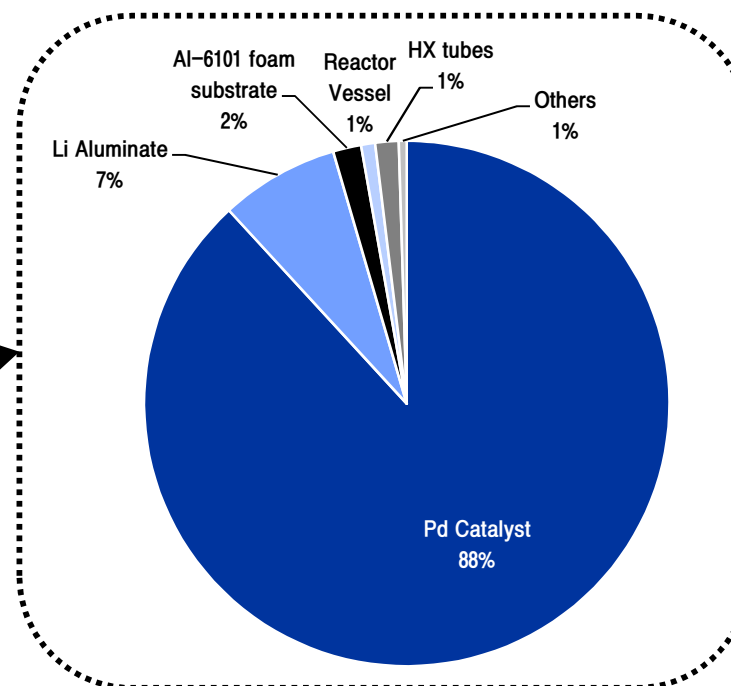
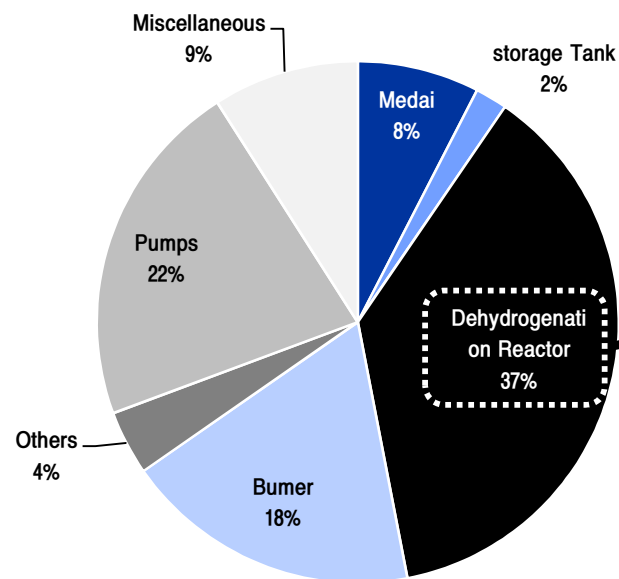
수소 운송 방법에 따른 비용

(\$/kg)	액체수소	파이프라인	튜브트레일러
생산비용	2.21	1	1.3
이송비용	0.18	2.94	2.09
총 비용	3.66	5	4.39

● '액화수소' 의 핵심은 소재가 아니다

- 수소를 액체 형태로 저장하는 방법은 크게 1) 다른 물질과의 결합을 통한 물질변환 저장, 2) -253°C 로 수소를 액화시켜 저장하는 방법으로 구분
- 물질변환의 경우, 액체수소 대비 높은 온도에서 저장 및 운송이 가능하다는 장점이 있으나, 단위 무게당 수소 함량이 낮아 운송 효율이 떨어지고 수소화합물화 및 수소추출 공정을 거쳐야 한다는 단점이 있음
- 액화수소는 기체수소 대비 부피가 약 1/800으로 감소하여 동일 압력에서 기체수소 대비 800배 체적에너지밀도를 가지고 있음. 대기압에서 저장이 가능하기 때문에 저장용기의 안전성에서 장점. 다만, 기체수소 액화공정이 필요하기 때문에 대규모 시설투자가 필요하고 많은 에너지가 필요하며, 단순 압축 저장 방식에 비해 외부 열 유입 시, 손실이 커진다는 단점이 있음
- 이에 액화수소를 저장하는 탱크의 경우, SUS316L과 같은 스테인리스강을 사용하면 되기 때문에 소재에 대한 기술적 강점보다는 전체 시스템 구성 경쟁력이 핵심

액화수소 시스템 생산비 비중



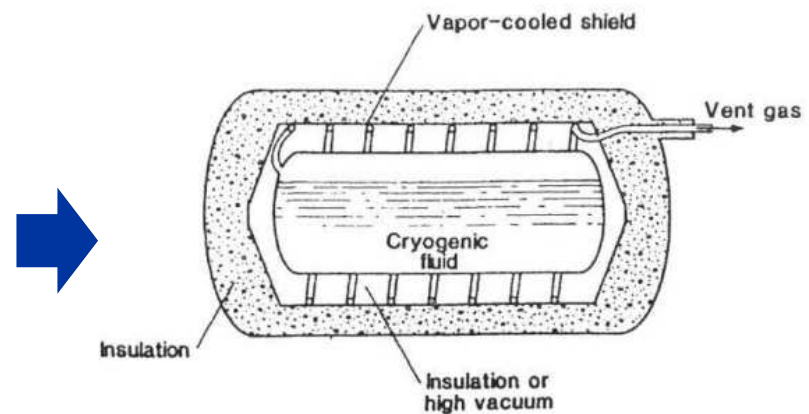
● 액화수소 열손실 최소화하기 위한 설계 필수

- 전도에 의한 열손실은 주로 극저온 액체가 저장되는 탱크 내부 벽은 상온과 연결되어 있는 탱크 목, 지지대, 배출관, 센서연결선 등에서 발생
- 특히, 탱크벽은 충분한 강도를 유지하기 위해서 스테인리스강이나 알루미늄 합금 등 열전도도가 기존 단열재들에 비해 큰 금속을 사용해야 함
- 그럼에도 불구하고 금속 벽을 통한 열유입은 전체 열유입에서 상당부분을 차지. 따라서 이를 최소화하는 설계가 중요
- 우선, 저장탱크 표면에 주름진 표면을 넣어 얇은 벽 설계를 통해 압력 감소 보완하고 비금속, 저 열전도도 물질과 이중 접합하는 등 다양한 기술을 통해 열전도 손실 최소화해야 함
- **진공단열**: 극저온 액체 저장 내부 용기와 상온에 노출되어 있는 외부용기를 일정한 공간을 사이에 두고 이중 용기로 제작
그 사이 공간에 위치한 기체를 제거하여 인위적인 진공을 생성해서 열유입을 차단하는 기술. 이에 모든 극저온 액체 저장탱크는 진공단열을 기본적으로 장착함
- **다층단열재**: 방사율이 매우 낮은 금속을 얇은 polymer sheet 위에 박막 처리한 형태. 두께 5~76 μ m의 Mylar나 Kapton 필름 위에 1x10⁻⁸m 두께의 고반사율을 가진 물질(알루미늄)을 단면 혹은 양면 코팅하여 복사열 전달을 최소화함
- **증기냉각 복사차단막**: 증발된 저온증기를 탱크 내부 압력 유지를 목적으로 탱크 외부로 배출하기 전에 내부저장용기를 감싸는 얇은 복사차단막의 표면을 냉각해서 내부로의 복사열전달 최소화하기 위함

진공단열



다층단열재



Part III

수소생산 및 저장 · 운송 Supply chain

Key-point

- 수소생산: PEMEC – ‘멤브레인막’ , ‘GDL’ 주목
- 수소저장 및 운송: ‘탄소섬유’ 주목

수소생산기술 Supply chain

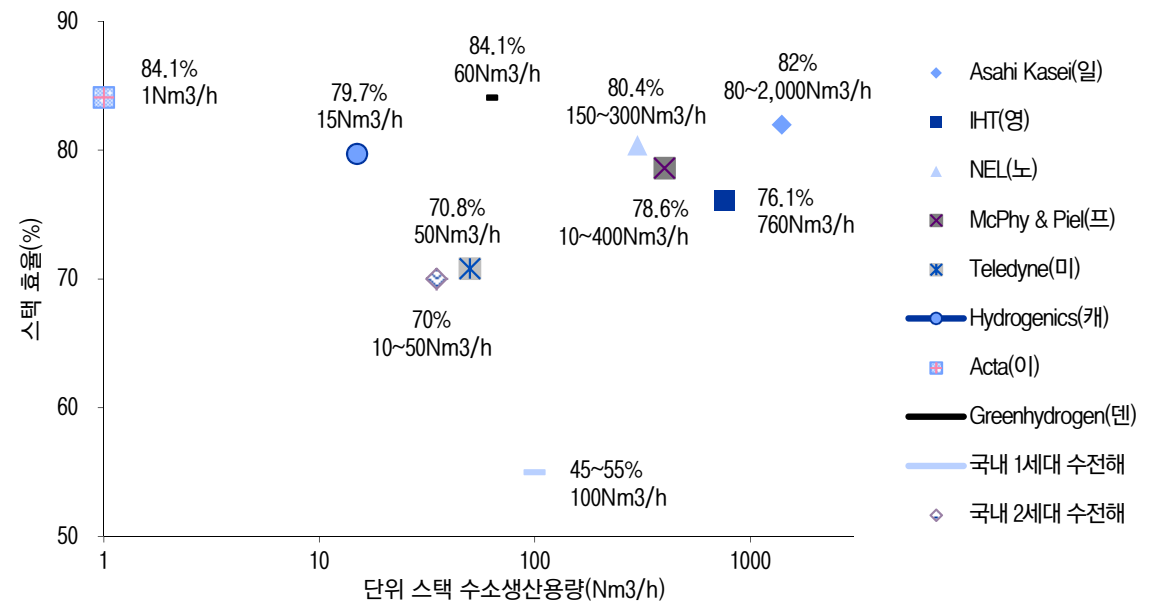
● Water Splitting – 전기분해 1) Alkaline(알카라인)법

- Alkaline(알카라인)법: 현재, 유럽, 미국이 기술 선도 중. 대표적인 기업은 NEL(노), Hydrogenics(캐), IHT(영), McPhy(프) 등
- 특히, NEL(노)은 전력소모량이 49kWh/kg-H₂ 제품을 생산 중에 있음
- 국내에서는 ‘수소에너지’, ‘엘캠텍’ 등이 있음
- 다만, 아직은 해외 기업과의 기술격차가 크고 주요 핵심 소재는 모두 해외에 의존
- 주요 소재: 20~30wt% 고농도 수산화칼륨(KOH), 전극은 탄소강에 니켈 도금 or 니켈 메쉬와 폼 형태(bipolar plate), 분리막은 테플론 계열 고분자와 세라믹 입자로 구성된 소재

수소에너지 알카라인 수전해 시스템



글로벌 Alkaline법 수전해 기업 수준



수소생산기술 Supply chain

● Water Splitting – 전기분해 2) PEM(Polymer electrolyte membrane)법

- 해외에서는 일부 업체 상용화 성공, 시판에 들어간 사례가 존재하나, 국내는 아직 실증단계
- PEM(Polymer electrolyte membrane)법은 전압 높아 에너지 효율 가장 높으며 장치 소형화 및 유지, 보수에 용이한 강점이 있음. 다만, 양성자 교환막과 백금 촉매가 비싸 유지비용이 많이 듦
- 시판 중인 PEM 수전해 시스템은 Hydrogenics(Canada & Germany)사의 'Hylyzer 600' , NEL (Norway)의 'M400' , Siemens (Germany)의 'Silyzer 300' , ITM Power (GB)의 'Hgas' 가 있음

PEMEC 구성부품별 Supply chain

	PEMEC
System	Areva H2Gen, Clean Power Hydrogen, Erredue, Green Hydrogen, H-TEC Systems, iGas Energy, ITM Power, Peak Scientific, Siemens, Swiss Hydrogen/ Plastic Omnium, Enapter
Stack	H-TEC Systems
Bipolar plates	Dana, Cell Impact, Schunk Group, Nisshinbo, Ballard, Vina Tech, Shanghai Zhizhen etc
MEA(Membrane electrode assemblies)	EWI (formerly IRD), Greenerity
Membrane	Gore, Dupont, Fumatech, Solvay
Catalyst	Umicore, Johnson Matthey
GDL	Toray Innovation by Chemistry

PEMEC 스택 구조

- 수십 개의 Cell을 직렬로 연결한 것이 '스택'

- 한 개의 셀이 생산하는 전기 약0.7V수준, 일반 건전지보다도 낮음. 이에 여러 셀을 직렬로 연결해야 함. 이러한 특성 때문에 병렬 연결 어렵고 직렬 연결을 해야 하며 불량 시, 스택 전체를 바꿔야 하기 때문에 비용이 많이 들어감
- 구성요소: 막전극접합체(MEA, Membrane Electrode Assembly), 기체확산층(Gas Diffusion Layer), 분리판(Bipolar Plate), 가스켓(Gasket), 인클로저 등
- MEA: 상아프론테크, 코오롱인더 등 국산화 완료

PEMEC Cell 구조



수소생산기술 Supply chain

● Water Splitting – 전기분해 3) SOEC(Solid oxide electrolysis)법

- SOEC(Solid oxide electrolysis)는 아직 개발 단계로 뚜렷하게 눈에 띄는 기업은 없는 상황
- 이 기술은 생산효율이 높고, 높은 압력에도 잘 작동하며, 귀금속이 없어도 되는 시스템이 장점이라면, 모든 소재가 세라믹 재질이어서 유지 보수 및 내구성 측면에서 열위
- 이에 물질 이동을 막기 위한 연구와 열에 안정적인 세라믹 소재 만드는 연구가 진행 중
- 현재, Sunfire, OxEon Energy, Hogenas AB, Nexceris, Bosch, Haldor Topsoe 등이 기술 개발 및 테스트 중에 있음

SOEC 구성부품별 Supply chain

	SOEC
System	OxEon Energy, Hogenas AB, Bosch, SolidPower, Sunfire, Sylfen
Stack	Ceragen, Ceres Power, Elcogen, ElringKlinger, EneosCelltech, Sunfire
Electrodes	Ceramtec, Ceres Power, Elcogen, Emerson, Fiaxell, Kerafol
Electrolyte	Ceramtec, Fiaxell, Kerafol
Seal	ElringKlinger, Flexitallic, Kerafol, Schott

수소생산기술 Supply chain

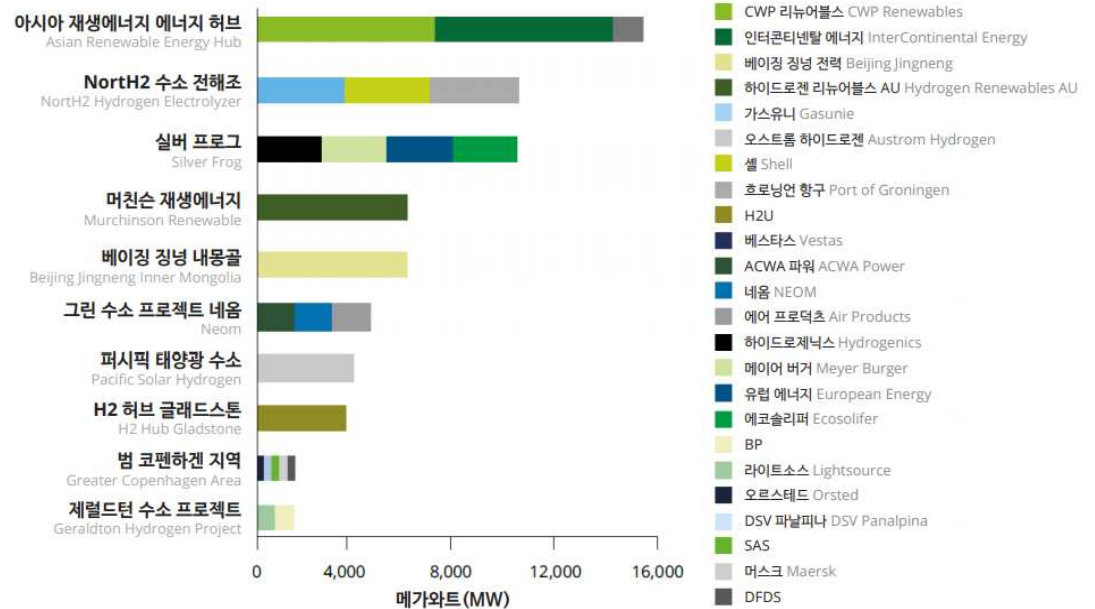
● Water Splitting – 전기분해 3) SOEC(Solid oxide electrolysis)법

- SOEL(Solid oxide electrolysis)는 아직 개발 단계로 뚜렷하게 눈에 띄는 기업은 없는 상황
- 이 기술은 생산효율이 높고, 높은 압력에도 잘 작동하며, 귀금속이 없어도 되는 시스템이 장점이라면, 모든 소재가 세라믹 재질이어서 유지 보수 및 내구성 측면에서 열위
- 이에 물질 이동을 막기 위한 연구와 열에 안정적인 세라믹 소재 만드는 연구가 진행 중
- 현재, Sunfire, OxEon Energy, Hogenas AB, Nexceris, Bosch, Haldor Topsoe 등이 기술 개발 및 테스트 중에 있음

SOEL 구성부품별 Supply chain

	SOEL
System	OxEon Energy, Hogenas AB, Bosch, SolidPower, Sunfire, Sylfen
Stack	Ceragen, Ceres Power, Elcogen, ElringKlinger, EneosCelltech, Sunfire
Electrodes	Ceramtec, Ceres Power, Elcogen, Emerson, Fiixell, Kerafol
Electrolyte	Ceramtec, Fiixell, Kerafol
Seal	ElringKlinger, Flexitallic, Kerafol, Schott

수전해수소 Top 10 Project

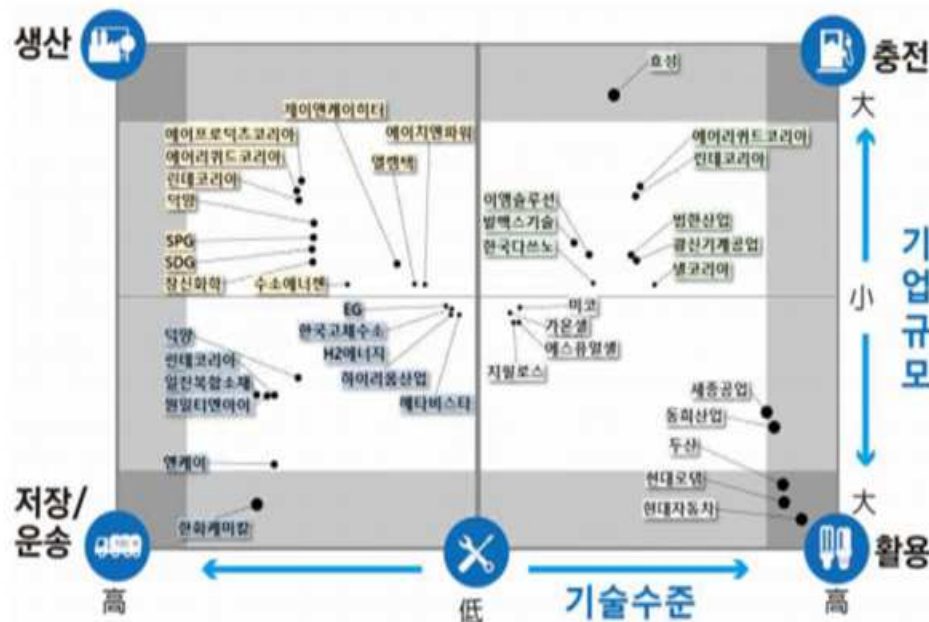


수소저장 · 운송 Supply chain

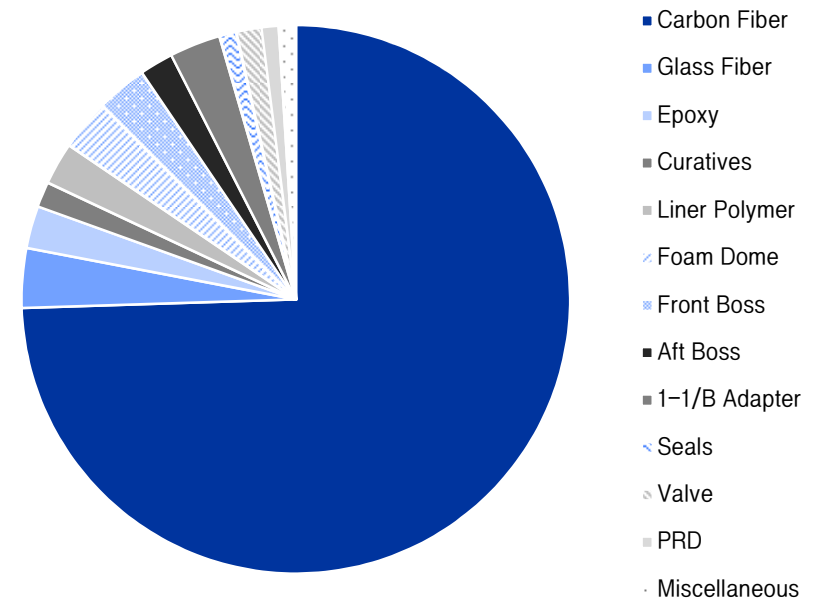
● 국내 수소충전소 공급 기업

- 효성중공업(2020년 수주 대부분 받음), 이엠솔루션 등이 있음. 다만, 수소충전소는 수소 생산 및 압력용기 등이 대부분 마진 가져가는 구조. 압력 용기는 탄소섬유 가져와 CFRP로 만들어 공급. 수소를 운송하는 튜브트레일러와, 운송해서 저장해두는 고압, 중압 저장용기에 사용
- 탄소섬유 기업은 도레이첨단소재, 효성첨단소재가 있으며, CFRP 기업은 이엠솔루션, 하이리움산업, 엔케이, 덕양, 일진하이솔루스(구. 일진복합소재) 등이 있음

국내 수소충전소 Supply Chain



수소저장탱크 생산비 비중



수소저장 · 운송 Supply chain

● 일본 수소충전소 공급 기업

- 전 수소산업 생태계에 걸쳐 글로벌 일본 기업 존재. 일본은 수소 활용 확대를 추진 중인 정부가 관련 규제를 크게 확대하면서 수소 충전소 확대
- 일본 최대 수소판매기업인 이와타니 산업을 중심으로 간이형 수소 충전소를 확대하고 있으며, 일본 최대 정유업체 에네오스까지 시내 주유소에 간이 충전소를 설치함으로써 빠르게 인프라가 확충되고 있음
- 이와타니의 경우, 도요타와 함께 출자한 이와타니 미국을 중심으로 캘리포니아주에 7개의 수소충전소 설치. 특히, 이번 수소충전소에는 NEL사가 제공하는 700bar 충전용 최신 H2 Station 수소연료 분배 기술을 적용할 계획
- 일본은 수소 운송 저장부분에서 기체, 액화, 유기하이드라이드, 암모니아 등 글로벌리 가장 다양한 운송 생태계를 보유하고 있다는 점에서 주목할 만함

일본 수소산업 Supply Chain



수소저장 · 운송 Supply chain

● 미국 수소충전소 공급 기업

- 미국은 캘리포니아주 중심으로 수소충전소 사업을 확대해나가고 있음. 캘리포니아주 중에서도 랭커스터시는 10년 넘는 기간 동안 녹색 에너지 분야에서 선구적 역할해 옴. 현재, 캘리포니아주에는 45개의 수소충전소가 있으며 2023년까지 100개로 확대시킬 계획
- 미국은 천연가스 중심으로 수소 산업 생태계에 글로벌 기업이 있으나, 제조 · 저장영역에서 P2G 에 주력하는 기업 및 충전소 SPC 없는 것이 특징. 이에 일본과 유럽과 같은 글로벌 기술경쟁력을 보유한 기업들이 수소 생태계 구축에 많이 참여할 수 있도록 유도 하고 있음

● 유럽 수소충전소 공급 기업

- 유럽에는 P2G, 수전해 설비 기업이 다수 활동 중. 항공, 철도 등 다양한 기업 존재하며 H2 Mobility라는 SPC를 설립하여 운영
- H2 Mobility의 주요 주주는 프랑스 에너지 기업 Total, 네덜란드 석유화학 기업 Shell, 미국 산업용 가스 제조기업 Linde, 독일 자동차 기업 Daimler 등이 있음
- 현대차도 H2 Mobility 7번째 주주가 될 것으로 알려지고 있으며, 아직 구체적인 투자 금액과 지분율은 공개하지 않음

미국 수소산업 Supply Chain



유럽 수소산업 Supply Chain



Part IV

의미있는 관련주 뽑아내기

Key-point

- 저평가 매력 고려 Top Pick: 효성첨단소재(298050), 코오롱인더(120110)

효성첨단소재 (298050): 가장 확실한 수소경제 관련주

Buy(maintain)

목표주가 799,000원

현재주가 595,000원

KOSPI(9/6) 3,203.33 pt

시가총액 26,656 억원

발행주식수 4,480 천주

52주 최고가 / 최저가 122,500 / 642,000 원

90일 일평균거래대금 555 억원

외국인 지분율 11.4%

배당수익률(21.12E) 0.0%

BPS(21.12E) 124,039원

KOSPI대비 상대수익률 1개월 4.5%

6개월 78.9%

12개월 246.1%

주주구성 효성 (외 6인) 44.4%

국민연금공단 (외 1인) 7.4%



■ 모든 수소경제 생태계에 꼭 필요한 ‘탄소섬유’ 국내 유일 기업

- 충전소 중압, 고압 압력용기, 수소이송을 위한 튜브트레이일러, 연료전지차 압력용기 등 모든 생태계에 적용되는 필수 소재
- 진입장벽이 높은 소재로 추가 경쟁사 진입 어려움. 또한 수소저장 시 대체될 소재도 전무
- 동사의 경우, 기체 압력용기 탄소섬유 시장에서는 글로벌 2위 기업. 현재 한화솔루션 인수 ‘시마론’과의 5년 장기계약을 시작으로 일진하이솔루스, 엔케이 등 국내외 튜브트레이일러 수주 증가, 충전소용 중압, 고압용기로의 수주 증가가 기대되는 상황
- 액화수소충전소 설치 시에도 기체 압력용기 필요. 연료전지차에는 꼭 기체로 저장해야 하기 때문

■ 실적+모멘텀+저평가 모두 갖춘 수소경제 핵심 기업

- 대부분의 수소 관련주들과의 큰 차이는 탄소섬유가 이미 실적으로 반영되고 있으며, 이미 2021년 기준, 연간 흑자가 기대되고 있음
- 현재, 탄소섬유 생산능력 4,000톤에 2022년 2,500톤이 추가로 증설되며, 이는 미국 CNG, 시마론 튜브트레이일러 기존 수주에 국내 튜브트레이일러 수주까지 들어오게 되면 가동률 100%가 가능해져 실적으로 온전히 반영될 것
- 본업인 타이어보강재 역시, 하반기 수요 증가 기대감으로 실적 호조 예상
- 현재 동사의 주가 수준은 2022년 기준 16배 수준으로 수주 관련주 평균 50배 대비 현저하게 저평가되어 있음

Financial Data

(십억원)	매출액	영업이익	세전이익	순이익	EPS (원)	증감률 (%)	EBITDA	PER (배)	EV/EBITDA (배)	PBR (배)	ROE (%)
2019	3,054	158	52	-53	-15,664	적지	333	-7.1	6.7	1.5	-19.7
2020	2,395	34	1	7	18	흑전	211	8,467.3	10.6	2.1	0.0
2021E	3,352	422	378	287	56,491	320,926.3	616	10.5	6.7	4.8	58.1
2022E	3,326	294	243	184	36,286	-35.8	498	16.4	8.0	3.7	25.5
2023E	3,442	310	250	190	37,379	3.0	527	15.9	7.3	3.0	20.8

효성첨단소재 (298050)

실적 추이 및 전망

(억원)	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	1Q21	2Q21	3Q21E	4Q21E	2019	2020	2021E	2022E
매출액	6,883	3,774	6,369	6,924	7,695	8,724	8,789	8,308	30,536	23,950	33,516	33,258
산업자재	5,838	3,051	5,320	5,706	6,145	6,554	6,595	6,312	17,412	13,037	25,606	26,058
기타	1,045	723	1,049	1,218	1,550	2,170	2,195	1,995	13,124	10,913	7,910	7,200
영업이익	284	-428	119	367	834	1,178	1,207	999	1,583	342	4,218	2,943
산업자재	229	-413	47	215	511	736	724	590	1,149	163	2,561	2,249
기타	55	-15	72	152	323	442	483	409	434	179	1,657	694
<i>OPM</i>	<i>4.1%</i>	<i>-11.3%</i>	<i>1.9%</i>	<i>5.3%</i>	<i>10.8%</i>	<i>13.5%</i>	<i>13.7%</i>	<i>12.0%</i>	<i>5.2%</i>	<i>1.4%</i>	<i>12.6%</i>	<i>8.8%</i>
산업자재	<i>3.9%</i>	<i>-13.5%</i>	<i>0.9%</i>	<i>3.8%</i>	<i>8.3%</i>	<i>11.2%</i>	<i>11.0%</i>	<i>9.3%</i>	<i>6.6%</i>	<i>1.3%</i>	<i>10.0%</i>	<i>8.6%</i>
기타	<i>5.3%</i>	<i>-2.1%</i>	<i>6.9%</i>	<i>12.5%</i>	<i>20.8%</i>	<i>20.4%</i>	<i>22.0%</i>	<i>20.5%</i>	<i>3.3%</i>	<i>1.6%</i>	<i>20.9%</i>	<i>9.6%</i>

엔케이, 충전소 용 중압, 고압용기



일진하이솔루스, Type4 수소연료탱크



효성첨단소재 (298050) : 재무제표 및 투자지표

재무상태표

(단위: 십억원)	2019	2020	2021E	2022E	2023E
유동자산	984	939	1,294	1,476	1,577
현금 및 현금성자산	32	47	247	464	652
매출채권 및 기타채권	435	439	502	437	377
비유동자산	1,547	1,437	1,416	1,479	1,565
관계기업투자등	4	4	6	6	6
유형자산	1,276	1,204	1,179	1,233	1,315
자산총계	2,531	2,377	2,710	2,955	3,142
유동부채	1,540	1,575	1,667	1,724	1,732
비유동부채	72	37	41	46	51
부채총계	2,126	1,995	2,101	2,199	2,233
자본금	22	22	22	22	22
자본잉여금	384	384	384	384	384
이익잉여금	-101	-101	151	313	480
자본총계	405	381	609	757	909

현금흐름표

(단위: 십억원)	2019	2020	2021E	2022E	2023E
영업활동 현금흐름	127	312	313	421	448
당기순이익(손실)	52	1	287	184	190
비현금수익비용가감	282	218	151	203	208
영업활동 자산부채변동	-61	152	-125	33	51
매출채권의감소(증가)	18	-14	-63	64	60
매입채무의증가(감소)	-93	21	29	-2	-36
투자활동 현금	-223	-149	-177	-265	-306
유형자산처분(취득)	-214	-154	-169	-258	-299
무형자산 감소(증가)	-6	-4	-4	-5	-5
기타투자활동	-3	9	0	0	0
재무활동 현금	51	-142	64	61	45
차입금의 증가(감소)	69	-125	64	61	45
배당금의 지급	-18	-18	0	0	0
기타재무활동	0	0	0	0	0
현금의 증가	-53	15	200	217	188
기초현금	85	32	47	247	464
기말현금	32	47	247	464	652

손익계산서

(단위: 십억원)	2019	2020	2021E	2022E	2023E
매출액	3,054	2,395	3,352	3,326	3,442
매출총이익	357	209	624	532	533
영업이익	158	34	422	294	310
EBITDA	333	211	616	498	527
금융손익	-69	-34	-46	-52	-62
이자비용	60	47	58	61	64
세전계속사업손익	52	1	378	243	250
법인세비용	105	-6	92	59	61
당기순이익	-53	7	287	184	190
영업이익률 (%)	5.2	1.4	12.6	8.8	9.0
EBITDA마진률 (%)	n/a	8.8	18.4	15.0	15.3
당기순이익률 (%)	-1.7	0.3	8.6	5.5	5.5
ROA (%)	-2.8	0.0	9.9	5.7	5.5
ROE (%)	-19.7	0.0	58.1	25.5	20.8

주요투자지표

	2019	2020	2021E	2022E	2023E
투자지표 (x)					
P/E	-7.1	8,467.3	10.5	16.4	15.9
P/B	1.5	2.1	4.8	3.7	3.0
EV/EBITDA	6.7	10.6	6.7	8.0	7.3
P/CF	1.5	3.0	6.1	6.9	6.7
배당수익률 (%)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
성장성 (%)					
매출액	72.8	-21.6	40.0	-0.8	3.5
영업이익	146.8	-78.4	1,132.4	-30.3	5.3
EPS	적지	흑전	320,926.3	-35.8	3.0
안정성 (%)					
부채비율	524.3	523.6	344.6	290.6	245.6
주당지표(원)					
EPS	-15,664	18	56,491	36,286	37,379
BPS	72,195	69,831	124,039	160,228	197,507
CFPS	74,588	48,912	97,661	86,498	88,797
DPS	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

자료: 효성첨단소재, 이베스트투자증권 리서치센터

코오롱인더 (120110) : 탄화수소계 멤브레인막 국산화 대표 기업



Buy(initiate)

목표주가 125,000원

현재주가 86,000원

KOSPI(9/6) 3,203.33 pt

시가총액 23,202 억원

발행주식수 26,979 천주

52주 최고가 / 최저가 87,000 / 33,150 원

90일 일평균거래대금 3,188.69 억원

외국인 지분율 21.8%

배당수익률(21.12E) 1.2%

BPS(21.12E) 77,924원

KOSPI대비 상대수익률 1개월 11.7%

6개월 51.9%

12개월 124.2%

주주구성 코오롱 (외 11인) 36.9%

국민연금공단 (외 1인) 8.8%



■ 연료전지는 수분제어가 필수

- 기체, 특히 수분 전달 능력을 가진 기밀(gastight) 멤브레인은 잘 알려져 있는 기술분야
- 이러한 멤브레인을 MEA 말고도 입력 증기를 가습하기 위한 가습기에 사용
- 연료전지는 적절한 습도 유지가 필수. 상대습도가 높을 경우 액적이 발생하여 유로를 폐쇄시키는 플러딩(flooding) 현상이 발생하며, 상대습도가 낮을 경우 전극의 습도가 감소하면서 전해질 막이 건조되어 이온 및 전자의 이동이 급격히 둔화되는 드라이아웃(dryout) 현상이 발생하기 때문
- 이러한 중요한 역할을 하는 막가습기는 열 순환, 건조 및 범람을 포함하는 가혹한 환경에 노출될 수 있음
- 이에 내구성 있고 입수 가능하며 적절한 수분 전달 속도를 제공해야 함
- 그 동안은 미국(3M 등)에서 전부 수입해 왔으나, 2020년 코오롱인더스트리가 국산화에 성공

■ 또 하나의 저평가되어 있는 수소 관련주

- 동사는 멤브레인 기술 중심으로 30년 이상 개발을 지속해왔고, 탄화수소계와 불소계 중 탄화수소계 멤브레인 막 국산화에 성공
- 탄화수소계가 불소계보다는 기공의 견고함 등에 있어 기술 장벽이 낮긴 하지만, 이 역시, 연료전지 성능 유지에 꼭 필요한 막가습기 내 핵심 소재임. 특히, 향후에는 고가의 소모품으로써 안정적인 현금 창출까지 기대해 볼 수 있음
- 현재 동사의 주가수준은 2022년 기준 PER 16배 수준으로 수소 관련주 평균 50배 대비 저평가되어 있음

Financial Data

(십억원)	매출액	영업이익	세전이익	순이익	EPS (원)	증감률 (%)	EBITDA	PER (배)	EV/EBITDA (배)	PBR (배)	ROE (%)
2019	4,407	173	83	22	1,107	-53.8	417	45.0	8.5	0.7	1.6
2020	4,036	152	309	206	7,433	571.6	397	5.5	7.0	0.6	9.7
2021E	4,736	333	304	198	7,174	-3.5	600	12.0	6.6	1.1	8.6
2022E	4,811	247	211	144	5,188	-27.7	514	16.6	7.6	1.0	5.8
2023E	4,859	253	217	149	5,350	3.1	522	16.1	7.2	1.0	5.7

자료: 코오롱인더, 이베스트투자증권 리서치센터

코오롱인더 (120110)

실적 추이 및 전망

(십억원)	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	1Q21	2Q21	3Q21E	4Q21E	2020	2021E	2022E
매출액	989	942	958	1,147	1,090	1,184	1,197	1,264	4,036	4,736	4,811
산업자재	428	357	437	497	483	501	576	577	1,718	2,137	2,170
화학	210	170	155	172	209	217	219	218	706	863	868
필름/전자재료	137	141	147	153	154	158	161	164	579	638	641
패션	171	233	177	287	201	252	189	265	868	907	934
의류소재 등 기타	44	41	42	38	44	56	52	40	165	192	198
영업이익	27	37	29	60	69	104	73	87	152	333	247
산업자재	15	10	18	28	35	49	56	50	71	191	141
화학	20	22	21	17	19	23	24	20	79	86	65
필름/전자재료	5	6	9	11	14	9	11	13	31	47	32
패션	-14	7	-20	17	0	15	-19	16	-11	12	11
의류소재 등 기타	0	-7	0	-11	1	7	0	-12	-18	-4	-2

목표주가 125,000원 제시

P/E Valuation	단위	2022E	내용
EPS	원	5,188	
Target PER	x	24	← 수소 관련주 2018~2020년 PER 평균
EPS * Target PER	원	124,512	
목표주가	원	125,000	
현재주가(9/6)	원	86,000	
Upside	%	45.3%	

코오롱인더 (120110) : 재무제표 및 투자지표

재무상태표

(단위: 십억원)	2019	2020	2021E	2022E	2023E
유동자산	2,079	1,870	2,062	2,131	2,291
현금 및 현금성자산	116	161	219	295	496
매출채권 및 기타채권	777	689	762	742	731
비유동자산	3,214	3,174	3,231	3,244	3,276
관계기업투자등	407	404	474	482	486
유형자산	2,459	2,453	2,432	2,416	2,404
자산총계	5,293	5,044	5,294	5,375	5,567
유동부채	2,245	2,154	2,305	2,363	2,483
비유동부채	922	597	470	381	336
부채총계	3,167	2,752	2,776	2,744	2,819
자본금	149	149	149	149	149
자본잉여금	982	983	983	983	983
이익잉여금	1,013	1,189	1,355	1,468	1,585
자본총계	2,126	2,292	2,518	2,631	2,748

현금흐름표

(단위: 십억원)	2019	2020	2021E	2022E	2023E
영업활동 현금흐름	123	500	313	342	484
당기순이익(손실)	22	206	198	144	149
비현금수익비용가감	410	236	247	227	272
영업활동 자산부채변동	-210	99	-132	-29	63
매출채권의감소(증가)	-9	53	-73	19	12
매입채무의증가(감소)	-77	0	45	-34	8
투자활동 현금	-16	131	-307	-265	-288
유형자산처분(취득)	-130	-179	-234	-237	-240
무형자산 감소(증가)	-7	-13	-22	-36	-58
기타투자활동	67	331	0	0	0
재무활동 현금	-79	-582	52	-2	5
차입금의 증가(감소)	27	-496	150	91	101
배당금의 지급	28	28	30	30	30
기타재무활동	-77	-58	-68	-63	-66
현금의 증가	29	45	58	76	201
기초현금	87	116	161	219	295
기말현금	116	161	219	295	496

손익계산서

(단위: 십억원)	2019	2020	2021E	2022E	2023E
매출액	4,407	4,036	4,736	4,811	4,859
매출총이익	1,131	1,037	1,326	1,251	1,273
영업이익	173	152	333	247	253
EBITDA	417	397	600	514	522
금융손익	-61	-31	-35	-35	-36
이자비용	78	58	58	60	63
세전계속사업손익	83	309	304	211	217
법인세비용	24	107	105	66	68
당기순이익	22	206	198	144	149
영업이익률 (%)	3.9	3.8	7.0	5.1	5.2
EBITDA마진률 (%)	9.5	9.8	12.7	10.7	10.8
당기순이익률 (%)	0.5	5.1	4.2	3.0	3.1
ROA (%)	0.6	3.9	3.8	2.7	2.7
ROE (%)	1.6	9.7	8.6	5.8	5.7

주요투자지표

	2019	2020	2021E	2022E	2023E
투자지표 (x)					
P/E	45.0	5.5	12.0	16.6	16.1
P/B	0.7	0.6	1.1	1.0	1.0
EV/EBITDA	8.5	7.0	6.6	7.6	7.2
P/CF	3.4	2.8	5.7	6.9	6.1
배당수익률 (%)	1.8	2.4	1.2	1.2	1.2
성장성 (%)					
매출액	-1.2	-8.4	17.3	1.6	1.0
영업이익	3.6	-11.9	118.1	-25.9	2.5
EPS	-53.8	571.6	-3.5	-27.7	3.1
안정성 (%)					
부채비율	148.9	120.1	110.2	104.3	102.6
주당지표(원)					
EPS	1,107	7,433	7,174	5,188	5,350
BPS	67,767	73,257	80,853	84,651	88,597
CFPS	14,538	14,842	14,972	12,481	14,160
DPS	900	1,000	1,000	1,000	1,000

자료: 코오롱인더, 이베스트투자증권 리서치센터

상아프론테크 (089980) : 불소수지 관련 테스트 이후가 기대된다



Not Rated

목표주가 NR

현재주가 69,900원

KOSDAQ(9/6) 1,052.96pt

시가총액 10,992 억원

발행주식수 15,725 천주

52주 최고가 / 최저가 34,250 / 70,900 원

90일 일평균거래대금 226 억원

외국인 지분율 3.1%

배당수익률(21.12E) 0.2%

BPS(21.12E) 10,729원

KOSDAQ대비 상대수익률 1개월 25.5%

6개월 40.1%

12개월 44.2%

주주구성 이상원 (외 21인) 43.1%

국민연금공단 (외 1인) 7.4%



■ PEM 연료전지 및 수전해 수소 핵심 소재인 불소계 멤브레인막 국산화 기업

- ePTFE는 일종의 필터. 소재 중 특정물질만 통과하도록 하기 위해서 고분자 소재 사용. 특히, 수소연료전지의 경우, 수소이온 하나만 통과 시켜야 하므로 기공의 견고성이 뛰어나야 함
- PEM 구조의 수소연료전지 및 수전해 수소에 모두 적용. 이에 자동차뿐 아니라, 발전용 연료전지, PEMEC에 모두 적용 가능한 소재
- 연료전지 스택 전체 생산비 중 MEA가 약43%를 차지하며, 멤브레인막이 그 중 20%이상을 차지
- 현재 가장 고부가가치인 자동차용 멤브레인막은 미국의 고어사가 독점 공급하고 있는 상황
- 2020년 국산화를 완료하여 현재, 현대차와 테스트 진행 중으로 현재 물량은 테스트 초도물량임
- 테스트가 완료되면 2022년 하반기부터 본격적으로 미국의 고어사와 듀얼로 공급

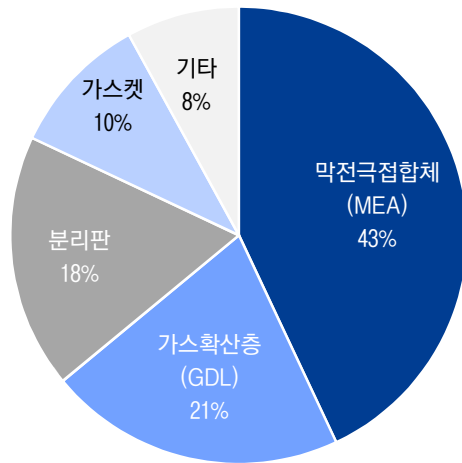
■ 테스트 이 후가 기대됨

- 현재는 현대차와 테스트 중이기 때문에 상용화되고 있는 것은 아님
- 다만, 테스트 완료 후에는 자동차뿐 아니라 발전용 연료전지 등 다양한 생태계에 적용이 가능해질 것
- 현대차와의 테스트 만으로 높은 밸류를 받고 있기 때문에 현재 주가 수준은 고평가되어 있음
- 다만, 향후 다양한 생태계에 적용이 가능해진다면 수소경제 핵심 소재 중 하나로 높은 밸류 적용이 가능하다는 판단

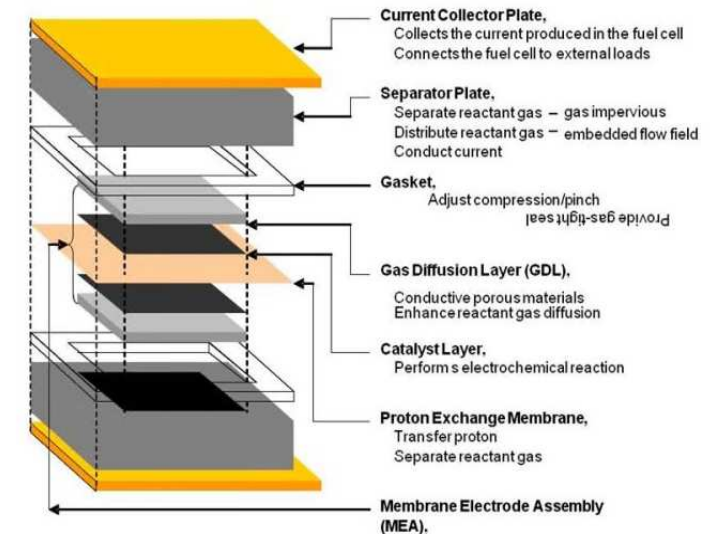
Financial Data

(십억원)	매출액	영업이익	세전이익	순이익	EPS (원)	증감률 (%)	EBITDA	PER (배)	EV/EBITDA (배)	PBR (배)	ROE (%)
2016	156	9	9	5	420	-50.9	17	21.5	10.7	1.2	5.7
2017	153	11	9	7	552	31.5	19	25.9	12.4	1.9	7.2
2018	182	14	16	12	854	54.7	23	81.9	49.1	8.4	10.5
2019	186	15	14	12	844	-1.1	24	82.8	47.1	7.4	9.5
2020	153	7	7	2	154	-81.7	17	453.1	67.6	7.3	1.6

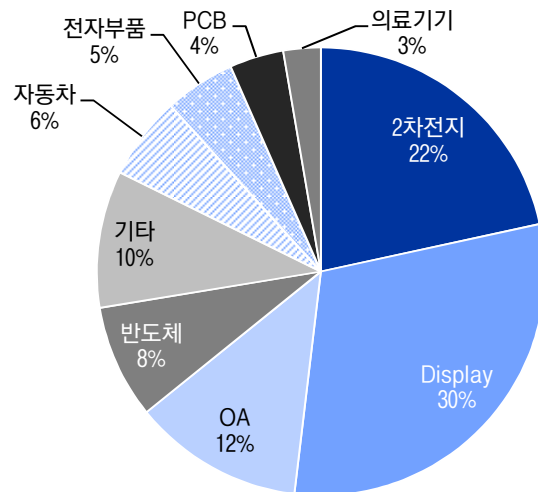
연료전지 스택 원가구성



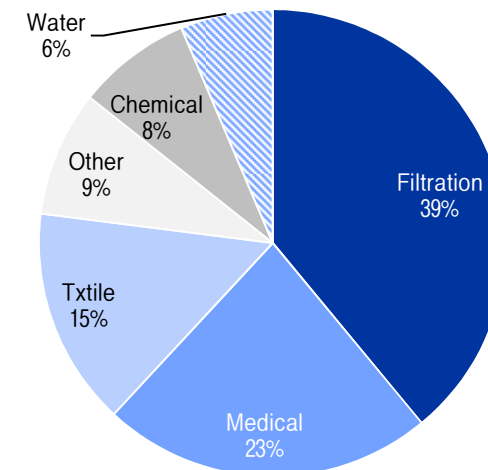
PEMFC 구조



상아프론테크 매출비중



E-PTFE 멤브레인 적용범위



상아프론테크 (089980) : 재무제표 및 투자지표

재무상태표

(단위: 십억원)	2016	2017	2018	2019	2020
유동자산	91	105	125	132	160
현금 및 현금성자산	8	20	17	10	17
매출채권 및 기타채권	43	39	45	63	64
비유동자산	111	115	114	117	124
관계기업투자등	0	0	0	0	0
유형자산	102	105	105	107	114
자산총계	202	220	239	248	283
유동부채	78	81	114	94	94
비유동부채	26	29	5	11	39
부채총계	104	110	120	105	133
자본금	7	7	7	8	8
자본잉여금	24	29	29	43	55
이익잉여금	68	74	84	94	94
자본총계	98	109	119	144	150

현금흐름표

(단위: 십억원)	2016	2017	2018	2019	2020
영업활동 현금흐름	3	25	7	4	12
당기순이익(손실)	9	9	16	14	7
비현금수익비용가감	12	14	13	15	14
영업활동 자산부채변동	-13	5	-18	-22	-6
매출채권의감소(증가)	-14	3	-4	-20	-1
매입채무의증가(감소)	1	3	-5	-2	4
투자활동 현금	-19	-19	-14	-9	-28
유형자산처분(취득)	-16	-14	-8	-9	-14
무형자산 감소(증가)	0	0	0	0	0
기타투자활동	-4	-7	-6	2	-16
재무활동 현금	13	5	4	-2	22
차입금의 증가(감소)	15	4	11	1	32
배당금의 지급	2	2	2	3	2
기타재무활동	-3	-2	-5	0	-8
현금의 증가	-4	12	-2	-7	6
기초현금	12	8	20	17	10
기말현금	8	20	17	10	17

손익계산서

(단위: 십억원)	2016	2017	2018	2019	2020
매출액	156	153	182	186	153
매출총이익	33	33	39	39	32
영업이익	9	11	14	15	7
EBITDA	17	19	23	24	17
금융손익	-1	-3	-1	-1	-2
이자비용	2	2	2	3	3
세전계속사업손익	9	9	16	14	7
법인세비용	4	2	4	2	5
당기순이익	5	7	12	12	2
영업이익률 (%)	5.8	7.0	7.8	8.0	4.8
EBITDA마진률 (%)	10.8	12.7	12.8	12.9	10.9
당기순이익률 (%)	3.5	4.9	6.6	6.7	1.5
ROA (%)	2.9	3.5	5.3	5.1	0.9
ROE (%)	5.7	7.2	10.5	9.5	1.6

주요투자지표

	2016	2017	2018	2019	2020
투자지표 (x)					
P/E	21.5	25.9	81.9	82.8	453.1
P/B	1.2	1.9	8.4	7.4	7.3
EV/EBITDA	10.7	12.4	49.1	47.1	67.6
P/CF	5.6	8.4	35.4	36.2	50.7
배당수익률 (%)	1.6	1.0	0.2	0.2	0.2
성장성 (%)					
매출액	-14.2	-2.0	18.8	2.3	-17.6
영업이익	-35.7	18.7	31.0	5.3	-50.4
EPS	-50.9	31.5	54.7	-1.1	-81.7
안정성 (%)					
부채비율	105.3	100.9	100.5	72.7	88.9
주당지표(원)					
EPS	420	552	854	844	154
BPS	7,398	7,676	8,358	9,392	9,540
CFPS	1,616	1,704	1,975	1,933	1,379
DPS	140	140	160	160	160

자료: 상아프론테크, 이베스트투자증권 리서치센터

유니드 (014830) : KIERSOL 중심 CCS 프로젝트 증가 시, 수혜



Not Rated

목표주가 NR

현재주가 145,000원

KOSPI(9/6) 3,203.33pt

시가총액 12,890 억원

발행주식수 8,890 천주

52주 최고가 / 최저가 43,450 / 145,500 원

90일 일평균거래대금 332.9 억원

외국인 지분율 12.8%

배당수익률(21.12E) 0.0%

BPS(21.12E) 0원

KOSPI대비 상대수익률 1개월 30.9%

6개월 124.3%

12개월 176.6%

주주구성 유니드글로벌상사 (외 10인) 45.6%

국민연금공단 (외 1인) 6.6%



■ CCS는 CO₂ 배출감소 목표 달성을 위한 필수 기술

- 여러 기후 관련 글로벌 조치는 대규모 CCS 없이 CO₂ 배출감소 목표 달성 불가능하다고 인식
- 미국, 유럽 등 탄소저감의 연장선상에서 수소를 바라보는 주요국들은 수소생산 자체에 관심이 높아 정책 및 프로젝트도 이를 중심으로 진행되고 있음
- 특히, 블루수소도 탄소저감에 큰 역할을 한다고 보면서, 단계별 수소생산이 수소 정책에 중심이 되었음
- 블루수소는 천연가스 수증기 개질(SMR)에 CCS 즉, 탄소포집설비를 적용한 것으로 블루수소 수요 증가는 곧, CCS 프로젝트 증가로 볼 수 있음

■ KIERSOL 흡수제 중심 CCS 프로젝트 증가 가시화가 중요

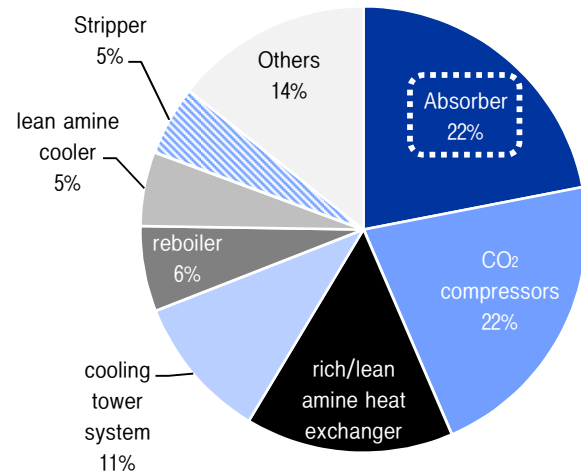
- 현재, 글로벌 CCS 프로젝트는 미국 중심으로 이루어지고 있으며, 국내의 경우, 1개의 프로젝트 시도 중
- 그 동안 흡수제는 알칼리 아민, 특히, 3급 아민+입체장애아민 적용을 통해 수요가 증가하고 있음
- 이는 기존의 1급 아민인 MEA를 일본 MHI의 AMP 흡수제가 대체하고 있기 때문
- 국내 KIERSOL 역시, 프로젝트 수 증가를 먼저 살펴봐야 할 것. 다만, KIERSOL 수요 증가 시, 주요 원재료 인 탄산칼륨 수요가 증가하게 되고 이에 글로벌 1위 기업인 동사가 그 수혜를 보게 될 것
- 탄산칼륨은 가성칼륨 생산 없이 생산이 불가능. 수요 증가 시, 중국 기업들의 진입이 우려되긴 하나, 새롭게 진입하기에 니치한 시장이면서, 높은 투자자본을 필요로 하는 장치산업이어서 다른 기업의 추가 진입이 제한적으로 보임

Financial Data

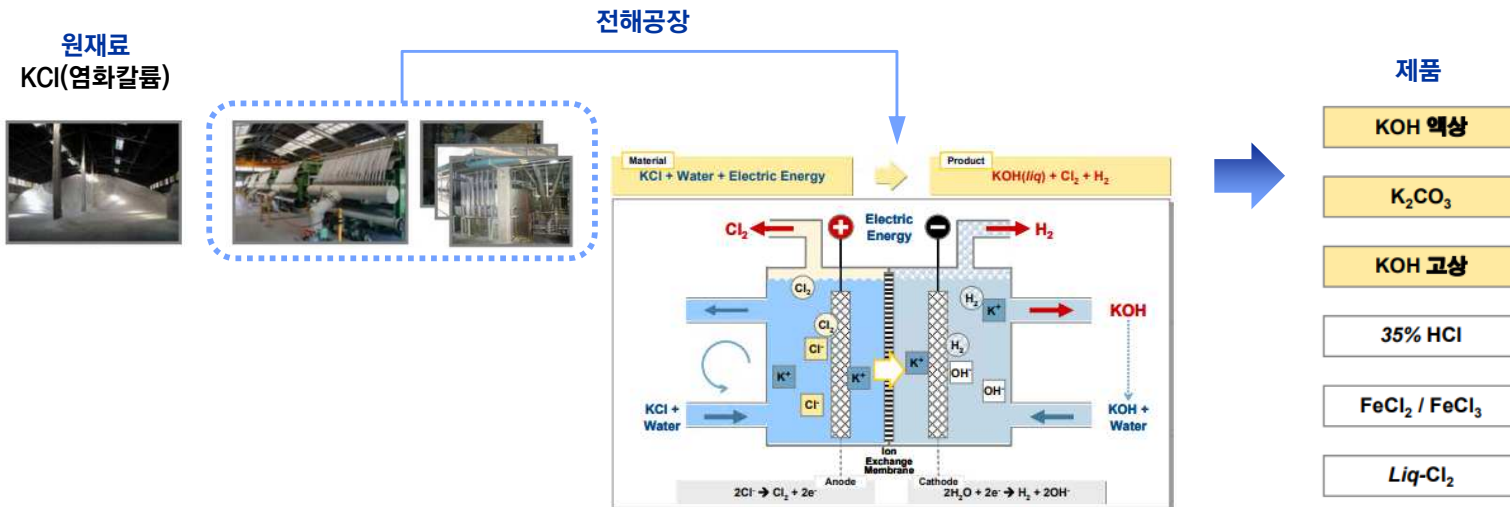
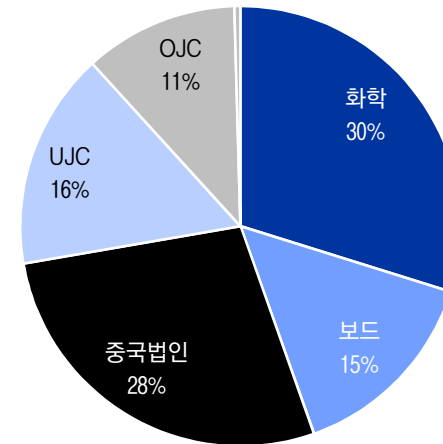
(십억원)	매출액	영업이익	세전이익	순이익	EPS (원)	증감률 (%)	EBITDA	PER (배)	EV/EBITDA (배)	PBR (배)	ROE (%)
2016	741	68	64	48	5,609	38.1	106	8.0	5.1	0.6	8.1
2017	762	67	53	41	4,454	-20.6	105	10.5	6.1	0.6	6.2
2018	814	80	63	36	4,062	-8.8	128	10.3	4.9	0.6	5.5
2019	875	85	88	67	7,600	87.1	137	6.2	4.6	0.6	9.9
2020	890	96	91	77	8,812	16.0	149	5.5	3.4	0.5	10.3

자료: 유니드, 이베스트투자증권 리서치센터

CO2 Capture 구성요소 별 생산비 비중



사업부별 매출 비중



유니드 (014830) : 재무제표 및 투자지표

재무상태표

(단위: 십억원)	2016	2017	2018	2019	2020
유동자산	432	449	440	431	491
현금 및 현금성자산	127	91	75	41	98
매출채권 및 기타채권	169	184	194	190	212
비유동자산	615	664	672	645	630
관계기업투자등	57	54	37	31	52
유형자산	458	507	524	517	479
자산총계	1,047	1,113	1,112	1,076	1,121
유동부채	293	270	307	237	261
비유동부채	122	194	149	130	78
부채총계	415	464	456	367	339
자본금	44	44	44	44	44
자본잉여금	1	1	1	1	1
이익잉여금	564	593	651	712	776
자본총계	632	649	655	709	782

현금흐름표

(단위: 십억원)	2016	2017	2018	2019	2020
영업활동 현금흐름	183	-19	55	72	158
당기순이익(손실)	48	41	36	67	77
비현금수익비용가감	68	70	92	71	80
영업활동 자산부채변동	103	-102	-44	-35	32
매출채권의감소(증가)	23	-22	53	40	-22
매입채무의증가(감소)	7	-28	-74	-51	16
투자활동 현금	-96	-90	-48	-15	-3
유형자산처분(취득)	-125	-87	-65	-45	-35
무형자산 감소(증가)	0	0	0	-1	-4
기타투자활동	-34	27	-10	36	48
재무활동 현금	-43	78	-24	-92	-98
차입금의 증가(감소)	-24	90	-13	-85	-83
배당금의 지급	10	10	10	10	11
기타재무활동	-8	-3	-1	2	-4
현금의 증가	46	-36	-17	-33	57
기초현금	81	127	91	75	41
기말현금	127	91	75	41	98

손익계산서

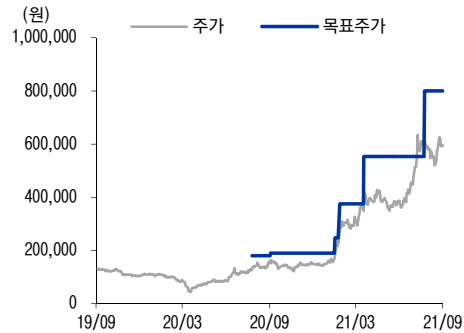
(단위: 십억원)	2016	2017	2018	2019	2020
매출액	741	762	814	875	890
매출총이익	177	186	175	191	206
영업이익	68	67	80	85	96
EBITDA	106	105	128	137	149
금융손익	-10	-2	-13	-14	-2
이자비용	9	8	13	13	8
세전계속사업손익	64	53	63	88	91
법인세비용	16	12	27	20	14
당기순이익	48	41	36	67	77
영업이익률 (%)	9.2	8.8	9.8	9.7	10.8
EBITDA마진률 (%)	14.3	13.7	15.7	15.6	16.8
당기순이익률 (%)	6.5	5.4	4.4	7.7	8.6
ROA (%)	4.8	3.7	3.2	6.2	7.0
ROE (%)	8.1	6.2	5.5	9.9	10.3

주요투자지표

	2016	2017	2018	2019	2020
투자지표 (x)					
P/E	8.0	10.5	10.3	6.2	5.5
P/B	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5
EV/EBITDA	5.1	6.1	4.9	4.6	3.4
P/CF	3.4	3.7	10.1	9.3	8.2
배당수익률 (%)	2.5	2.4	2.6	2.6	2.9
성장성 (%)					
매출액	-9.0	2.9	6.8	7.5	1.7
영업이익	-15.0	-1.4	19.3	5.9	13.6
EPS	38.1	-20.6	-8.8	87.1	16.0
안정성 (%)					
부채비율	65.7	71.4	69.6	51.8	43.3
주당지표(원)					
EPS	5,609	4,454	4,062	7,600	8,812
BPS	70,614	73,283	73,967	79,982	88,230
CFPS	13,134	12,443	14,427	15,569	17,665
DPS	1,100	1,100	1,100	1,200	1,400

자료: 유니드, 이베스트투자증권 리서치센터

효성첨단소재 목표주가 추이



투자의견 변동내역

일시	투자의견	목표가격	과리율(%)			일시	투자의견	목표가격	과리율(%)		
			최고대비	최저대비	평균대비				최고대비	최저대비	평균대비
2020.07.31	변경	이안나									
2020.07.31	Buy	180,000	-10.0		-21.0						
2020.09.08	Buy	189,000	-10.8		-22.2						
2021.01.22	Buy	247,000	-5.5		-12.0						
2021.01.31	Buy	375,000	-2.9		-17.0						
2021.03.23	Buy	553,000	16.1		-22.8						
2021.07.29	Buy	799,000									

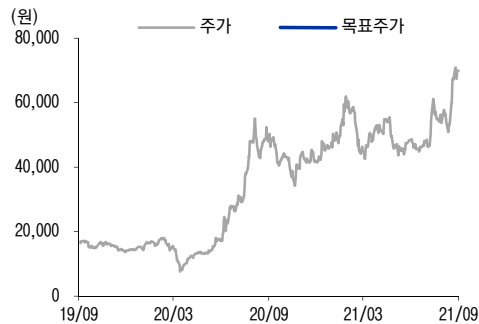
코오롱인더 목표주가 추이



투자의견 변동내역

일시	투자의견	목표가격	과리율(%)			일시	투자의견	목표가격	과리율(%)		
			최고대비	최저대비	평균대비				최고대비	최저대비	평균대비
2021.09.07	신규	이안나									
2021.09.07	Buy	125,000									

상아프론테크 목표주가 추이



투자의견 변동내역

일시	투자의견	목표가격	과리율(%)			일시	투자의견	목표가격	과리율(%)		
			최고대비	최저대비	평균대비				최고대비	최저대비	평균대비
2020.10.27	신규	이안나									
2020.10.27	NR	NR									
2021.09.07	NR	NR									

유니드 목표주가 추이



투자 의견 변동내역

일시	투자 의견	목표가격	과리율(%)			일시	투자 의견	목표가격	과리율(%)		
			최고대비	최저대비	평균대비				최고대비	최저대비	평균대비
2021.09.07	신규	이안나									
2021.09.07	NR	NR									

Compliance Notice

본 자료에 기재된 내용들은 작성자 본인의 의견을 정확하게 반영하고 있으며 외부의 부당한 압력이나 간섭 없이 작성되었음을 확인합니다(작성자: 이안나)

본 자료는 고객의 증권투자를 돕기 위한 정보제공을 목적으로 제작되었습니다. 본 자료에 수록된 내용은 당사 리서치본부가 신뢰할 만한 자료 및 정보를 바탕으로 작성한 것이나, 당사가 그 정확성이나 완전성을 보장할 수 없으므로 참고자료로만 활용하시기 바라며 유가증권 투자 시 투자자 자신의 판단과 책임하에 최종결정을 하시기를 바랍니다. 따라서 본 자료는 어떠한 경우에도 고객의 증권투자 결과에 대한 법적 책임소재의 증빙자료로 사용될 수 없습니다.

본 자료는 당사의 저작물로서 모든 저작권은 당사에게 있으며 어떠한 경우에도 당사의 동의 없이 복제, 배포, 전송, 변형될 수 없습니다.

- _ 동 자료는 제공시점 현재 기관투자가 또는 제3자에게 사전 제공한 사실이 없습니다.
- _ 동 자료의 추천종목은 전일 기준 현재당사에서 1% 이상 보유하고 있지 않습니다.
- _ 동 자료의 추천종목은 전일 기준 현재 당사의 조사분석 담당자 및 그 배우자 등 관련자가 보유하고 있지 않습니다.
- _ 동 자료의 추천종목에 해당하는 회사는 당사와 계열회사 관계에 있지 않습니다.

투자등급 및 적용 기준

구분	투자등급 guide line (투자기간 6~12개월)	투자등급	적용기준 (향후12개월)	투자의견 비율	비고
Sector (업종)	시가총액 대비	Overweight (비중확대)			
	업종 비중 기준	Neutral (중립)			
	투자등급 3단계	Underweight (비중축소)			
Company (기업)	절대수익률 기준	Buy (매수)	+15% 이상 기대	93.8%	2018년 10월 25일부터 당사 투자등급 적용기준이 기준 $\pm 20\%$ 에서 $\pm 15\%$ 로 변경
	투자등급 3단계	Hold (보유)	-15% ~ +15% 기대	6.2%	
		Sell (매도)	-15% 이하 기대		
		합계		100.0%	투자의견 비율은 2020. 07. 01 ~ 2021. 6. 30 당사 리서치센터의 의견공표 종목들의 맨마지막 공표의견을 기준으로 한 투자등급별 비중임 (최근 1년간 누적 기준, 분기별 갱신)