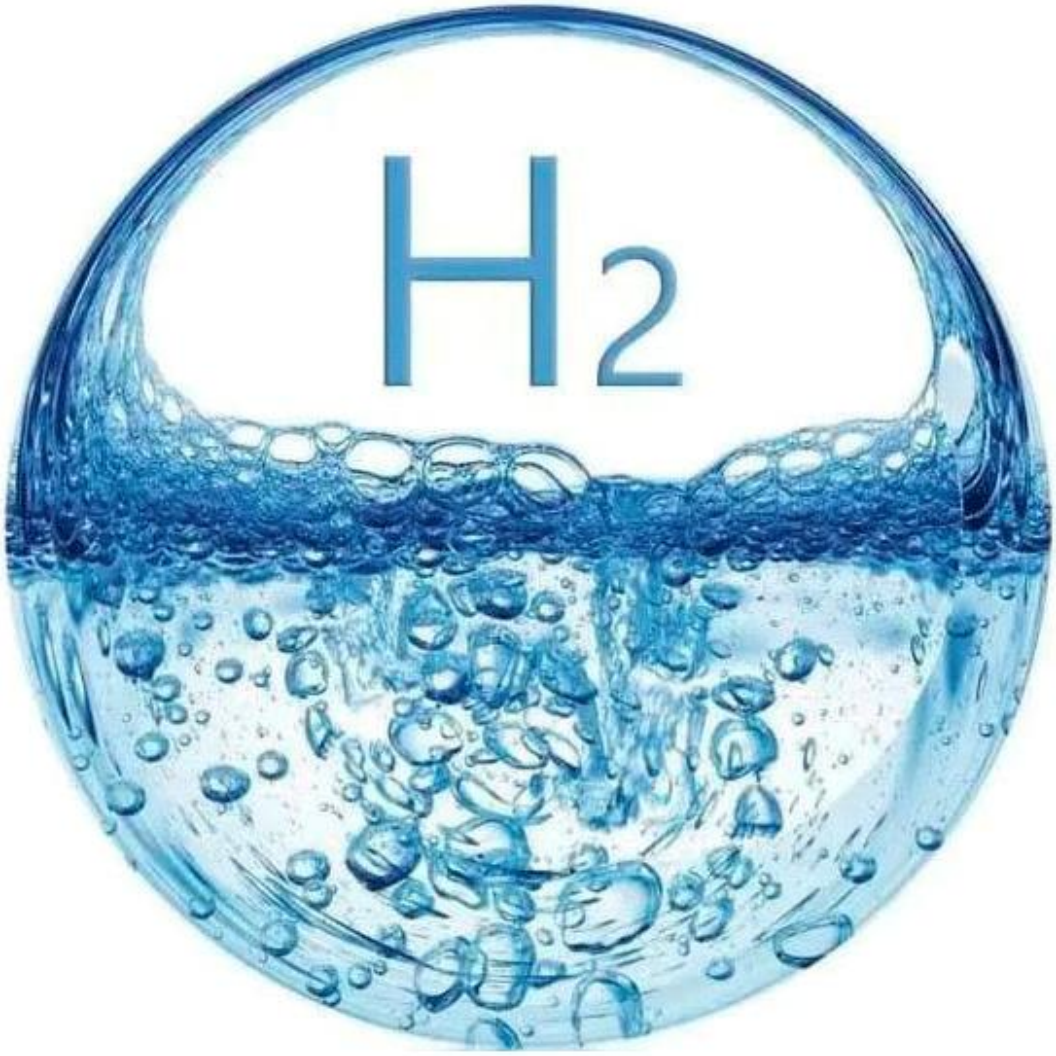
Deloitte.

수소 경제의 본격화 시점, 결코 먼 미래가 아니다

수소 산업 가치사슬 관점에서...

딜로이트 컨설팅
Oil, Gas & Chemicals Sector Leader
최용호 파트너



October 2020

MAKING AN IMPACT THAT MATTERS since 1845

수소 경제의 본격화 시점, 결코 먼 미래가 아니다 수소 산업 가치사슬 관점에서...

글로벌 에너지 구조의 격변 인자로서의 수소의 잠재력

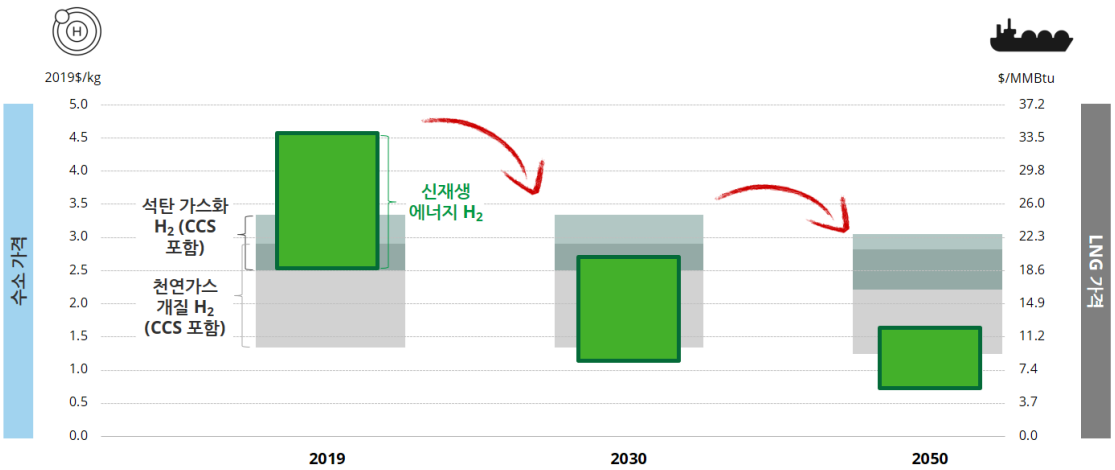
글로벌 에너지 평준화 Enabler로서의 수소의 잠재력

2018년 발표된 '지구 온난화 1.5℃ 특별보고서'는 2100년까지 지구의 평균 온도 상승 폭을 1.5℃ 이하로 제한하기 위해 2010년 대비 2030년까지 45%의 CO_2를 감축해야 하며, 2050년까지는 CO_2 배출과 흡수가 서로 완전히 상쇄되는 이른바 'Net-Zero' 배출을 달성해야 한다고 강조하고 있다. 지구 온난화에 대처하기 위한 가장 효과적인 방법 중 하나는 탄소에 기반한 하부 경제 구조인 에너지 시스템을 수소 중심으로 전환시키는 것이다. 수소는 전기, 열에너지 등 최종 에너지로의 변환이 가능할 뿐만 아니라, 전기와 달리 대용량 장기간 저장이 가능한 만큼, 글로벌 관점의 시공간적 에너지 분배 시스템에 획기적인 변화를 일으킬 수 있는 잠재력을 갖고 있다.

2030년 청정 수소 생산의 경제성 확보 전망

천연가스 등 화석연료를 기반으로 하는 현재의 수소 생산 방식은 상당한 양의 CO_2를 배출하는 만큼, (이론적으로 수소 1kg 생산 과정에서 CO_2 5.5kg을 발생) 수소 중심의 저탄소 경제 시스템을 달성하기 위해서는 신재생 에너지를 기반으로 하는 '청정 수소(Green Hydrogen)'로 귀결될 수밖에 없다. 청정 수소는 물의 이온화를 위한 전해조(Electrolyzer)에 신재생 에너지로 생산된 전력을 공급하여 생산하게 되는데, 신재생 에너지 LCOE(Levelized Cost of Electricity)의 향후 계속된 하락과 전해조 생산 비용의 개선, 수소 생산량과 유통, 관련 설비 제조 증가에 따라 달성할 수 있는 규모의 경제를 고려할 경우, BloombergNEF의 전망[1)]에 따르면, 2050년에는 청정 수소의 생산 단가가 현재의 1kg당 2.5~4.6 달러에서 0.8~1.6 달러 수준까지 하락할 것으로 보고 있다. 1kg당 3달러 수준을 경제성 확보 기준으로 보고 있는 만큼, 2030년경에는 수소 경제의 본격화를 충분히 예상할 수 있다.[2)]

그림 1. 글로벌 수소 생산 단가(Levelized Cost of Hydrogen) 전망[3)]



실제 청정 수소 생산을 위한 수전해 기술의 가격경쟁력은 최근 5년간 큰 폭으로 상승했다. 알카라인 수전해 방식의 경우, 2019년 기준 2014년보다 비용이 25%~40% 하락했으며, PEM(Proton exchange membrane) 방식의 수전해 비용도 같은 기간 36%~50% 감소한 만큼, 향후 그 하락폭은 더욱 빨라질 것으로 전망된다.

1) BloombergNEF, Hydrogen Economy Outlook (March, 2020)
2) 수소생산 비용은 '18년 기준 부생수소 방식이 수소 1kg당 2,000원 미만으로 가장 경제적이며, 천연가스 개질의 경우 2,700 ~ 5,100원 수준, 수전해 방식은 9,000원~10,000원 수준
3) BloombergNEF, 청정수소의 생산 원가는 낙관적 전망에 기반한 대형 프로젝트의 CAPEX 투자 가정, 천연가스 가격은 $1.1~10.3/MMBtu 가정, 석탄 가격은 $30~116/t 가정

따라서, 단기적으로는 천연가스 개질 수소를 중심으로 LNG 공급망을 통해 수요처 인근 수소 생산기지를 주요 공급원으로 활용하되, 중장기적으로는 신재생 에너지 발전 단지와 연계하여 대규모로 수전해 수소를 생산하거나, 해외 신재생에너지 기반 청정 수소를 수입하는 방식으로 전개될 전망이다.

청정 수소 생산비용은 빠르게 감소하고 있으며, 2030년경 수소 경제의 본격화 전망

그림 2. 발표 기준 100MW급 이상의 수전해 프로젝트[1)]

프로젝트 명	용량 (MW)	소재 국	Developer	개시일	현 단계	용도	수전해 타입
NEL-Nikola	1,000		Nikola Motor	2020년	기획 단계	운송용	알카라인
Asia Renewable Energy Hub	1,000		InterContinental Energy, CWP Energy Asia, Vestas, Pathway Investments, Macquarie	2027년	기획 단계	산업용	PEM
HyGreen Provence	760		Engie, Air Liquide	2027년	기획 단계	산업용, 운송용, 가정용	PEM
NortH2 Initiative	750		Shell, GasUnie	2027년	기획 단계	산업용	PEM
H2V Project	500		H2V Industry	2021년	기획 단계	가스 그리드 주입, 산업용, 운송용	알카라인
ECB Paraguay Biofuel Project	310		ECB Group, 파라과이 정부	2022년	기획 단계	신재생 디젤, 합성유	알카라인
Murchison Project	300		Siemens, Hydrogen Renewable Australia	2028년	기획 단계	운송용, 가스 그리드 주입, 아시아 수출	PEM
Dolphyn Project	250		Engie, ODE	2032년	기획 단계	P2G	PEM
Rotterdam BP Refinery	250		BP, 로테르담 항만청	2022년	타당성 검토 단계	정유	알카라인
GreenHydroChem Central German Chemical Triangle	140		Linde, Siemens, VNG, Fraunhofer	2024년	타당성 검토 단계	산업용, 정유, 전력 저장용	PEM
Element One	100		TenneT, GasUnie	2022년	타당성 검토 단계	가스 그리드 주입, 산업용, 운송용	-
Hybridge	100		Amprion, GE	2023년	기획 단계	P2G, 운송용, 산업용, 전략 저장용	-
Ijmuiden	100		Tata Steel, Nouryon	2023년	타당성 검토 단계	화학용, 운송용	알카라인
Centurion	100		TM Power, INOVYN, Storengy, Cadent	-	타당성 검토 단계	P2G, 산업용, 운송용	알카라인
HyNetheralnds-Wind Meets Gas	100		Engie, GasUnie	2022년	타당성 검토 단계	가스 그리드 주입, 산업용	알카라인
Hydrogen Supply Competition	100		ITM Power, Orsted	-	기획 단계	운송용	PEM
GET H2 Nukleus	100		BP, Evonik, Nowega, RWE, OGE	2022년	기획 단계	산업용	PEM

이러한 긍정적인 시장 전망에 따라, 청정 수소 생산을 위한 수전해 프로젝트의 설비 용량은 빠르게 증가하고 있으며, 100MW급 이상의 대형 수전해 프로젝트 또한 수십 여건이 발표되고 있다. (그림 2) 이는 현재 수소 생산 여건이 미래 낙관적 성장을 견인해나갈 수 있는 자기충족적(Self-Fulfilling) 기반을 확보해가고 있는 것을 보여준다.

수소 저장 및 운송을 위한 다양한 기술적 방식 모색 시도

현재 수소 경제 달성의 대표적인 기술적 과제는 저장과 운반이 매우 어렵다는 점이다. 수소는 부피당 저장 밀도가 너무 작을 뿐 아니라, 수소 원자와 분자의 크기가 너무 작은 나머지, 금속을 부식시키는 취성 효과를 일으킨다. 이를 극복하기 위해 수소를 액화시키거나, 다른 형태의 화합물로 변환하여 부피당 저장 용량을 증가시키거나 다양한 저장, 운송 소재를 개발하는 수소 에너지 캐리어 연구가 활발히 이루어지고 있다.

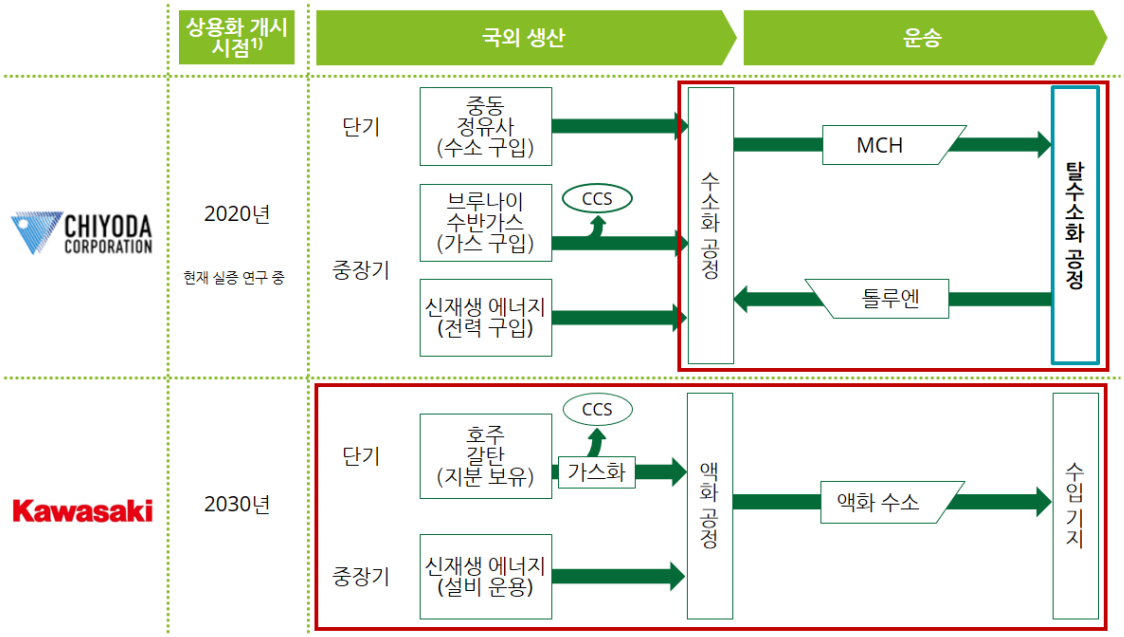
수소 에너지 캐리어로서의 첫번째 방식은 액화 수소이다. 수소를 기체 상태로 운반하기에는 비효율적이기 때문에 고압 기체 수소(200bar) 대비 높은 저장 밀도를 갖도록 수소를 액화시키기는 것인데, -253℃로 냉각하는 과정에서 액화 비용이 증가하게 되므로 수소의 가격이 높아질뿐더러, Boil-off 방지를 위한 이중 단열 구조 등 난이도 높은 기술개발이 필요하게 된다.

일본은 호주 빅토리아의 갈탄을 이용하여 수소를 생산하고 일본 국내로 수입하는 액화 수소 공급망 구축 프로젝트를 2030년 상용화를 목표로 추진하고 있으며, 가와사키 중공업, J파워, 이와타니 산업, Shell Japan 등이 참여하고 있다.

1) IEA, BloombergNEF, Wood Mackenzie, HSBC 발표 자료를 취합

두번째 방식은 액상 수소(LOHC, Liquid Organic Hydrogen Carrier) 방식으로서, 수소를 이용해 액상 유기 화합물을 만들어 운송한 후 수소를 추출 후 사용하는 것이다. 예를 들어, 수소에 톨루엔을 첨가, 액상 MCH(Methylcyclohexane)로 변환하여 일본으로 수송하고, 일본에 하역 후 다시 수소로 전환하는 프로젝트가 치요다 화공건설 중심으로 추진 중이다. 이는 기존의 석유를 운반하는 인프라(유조선, 파이프라인 등)를 그대로 사용할 수 있다는 이점이 있으나, 탈수소화 과정에서 추가적인 비효율 발생은 해결해야 할 점이다.

그림 3. 치요다 화공건설·가와사키 중공업의 수소 운송 모델



세번째 방식은 수소를 암모니아로 변환하는 것인데, 수소와 질소를 결합, 하버-보슈(Haber-Bosch) 공정을 통해 암모니아를 합성한 후, 운송하는 것이다. 이 방법은 상온에서의 대량 운반이 쉽고, 기존 암모니아 인프라를 이용할 수 있어 빠르게 시장 도입이 가능하다. 이 방법 또한 일본이 앞서 나가고 있는데, 호주에서 생산한 대규모 액상 암모니아를 LPG 선박을 활용해 일본으로 운송하는 프로젝트를 추진 중이다.

장기적인 수소 대량 소비에 대비하여, 해외 수소를 유기화합물의 액상 형태로 저장하여 선박으로 대량 운송하는 방식을 일본에서 적극 추진 중

중장기적으로 수소 파이프라인을 통한 대규모 운송 체계를 확보하는 것도 수소 확산을 위해 굉장히 중요한데, 이미 EU 10개국(독일, 프랑스, 이탈리아, 스페인, 네덜란드, 벨기에, 체코, 덴마크, 스웨덴, 스위스)을 중심으로 2040년까지 23,000km의 수소 파이프라인 연결 계획을 발표한바 있다[1]. 파이프라인의 75%는 기존 천연가스 배관을 개보수하여 구축하되, 배관 내부에 특수 강화 코팅을 통해 부식을 방지하든가, 연성이 강화된 배관 소재로 교체 작업을 진행할 예정이다. 'European Hydrogen Backbone'으로 명명된 이 거대 프로젝트에 참여하고 있는 유럽 가스 기업들은 2040년 EU의 천연가스 소비량이 현재의 절반 수준으로 하락할 것으로 보고, 기존 천연가스 배관을 수소로 변경하는 데 있어 오히려 적극적이다.

그림 4에서 볼 수 있듯이, 수소 대량 운송을 위한 국가 및 지역 간 수소 파이프라인 구축 등 다양한 글로벌 연관 사업 기회가 지속 증대될 것으로 예상되고 있으며, 현재에도 다양한 사업들이 발표, 진행되고 있다.

1) "HOW A DEDICATED HYDROGEN INFRASTRUCTURE CAN BE CREATED", European Hydrogen Backbone

그림 4. 현재 진행 중인 수소 파이프라인 프로젝트 및 참여 국가[1)]

	FR	BE	NL	IT	SE	DK	DE	CZ	CH	ES
Green Octopus Project • 기존 천연가스 파이프라인 개보수, 신재생 발전(연안해풍력), CO2 저감 장치 등을 활용한 국가간 P2G 프로젝트	✓	✓	✓			✓	✓			
H2V Program • 35억 유로 및 500,000톤 규모의 Green 수소 생산 사업 • 그리드 잉여전력과 천연가스 혼소 파이프라인을 활용한 지역간 수소 운송	✓									
Green Spider Project • 스페인 산업단지 내 생산된 Large-scale Green 수소의 북유럽 국가 向 Transport 인프라 구축 사업	✓		✓				✓			✓
Golden Eagle • 3GW 대규모 풍력 단지 및 수전해 기술 활용한 수소 생산, 파이프라인 구축을 통한 수소 이송 인프라 조성				✓		✓	✓			
HYBRIT • 수소를 이용한 Fossil-free steel 생산을 목적으로, 수소 생산지, Storage, Plant를 연결하는 파이프라인 구축					✓					

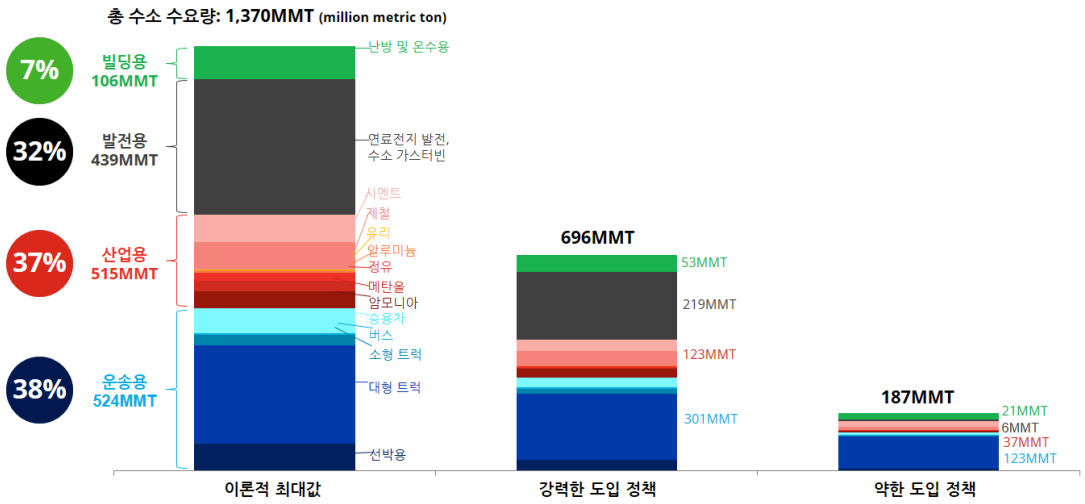
수소, 거대 에너지 시장으로 발전할 것인가?

BloombergNEF의 전망[2)]에 따르면, 지구 평균 온도 상승 폭을 1.5℃ 이하로 억제한다는 조건 하에, 현재와 큰 수소 정책상의 변화가 없는 'Weak Policy' 도입 기준으로, 수소가 2050년 글로벌 에너지 총수요의 7%를 차지할 것으로 전망하고 있으며, 적극적 수소 도입을 유도하는 'Strong Policy' 기준으로는 2050년 글로벌 에너지 총수요의 24%를 수소가 차지할 것으로 보인다.

이 경우, 11조 달러의 투자가 수소 생산, 공급, 운송 등의 인프라 보급에 투자되어야 할 것으로 전망되고, 2050년 수소 매출 기준 시장규모 7천억 달러 수준의 거대 시장으로 성장할 것이다.

2050년, 수소는 연매출 기준 시장규모 7천억 달러 수준의 거대 시장으로 성장할 전망

그림 5. 시나리오별 수소 사용처에 따른 2050년 글로벌 수요 전망[2)]



1) "HOW A DEDICATED HYDROGEN INFRASTRUCTURE CAN BE CREATED", European Hydrogen Backbone
2) BloombergNEF, Hydrogen Economy Outlook (March, 2020); 신재생 수소는 대형화 기반의 최적 생산 가정, 천연가스 가격은 $1.1~10.3/MMBtu, 석탄은 $30-116/t 가정

수소 차량의 경쟁력

우선 이론적으로 최대 확대 가능한 2050년 수소 수요량 기준, 전체 수요의 38%를 차지할 것으로 전망되는 운송용 수요부터 살펴보면, 수소차는 전기차 대비 빠른 충전 속도, 수소 탱크 규모 추가에 따른 주행 거리의 용이한 확장 (차량 중량의 무게 증가로 인한 효율 손실 없이) 등의 장점을 갖고 있어 장거리 트럭 등에는 전기차 대비 더욱 적합한 방식으로 자리 잡을 가능성이 크다.

그림 6. FCEV, BEV 및 Diesel 대형 트럭의 총소유 비용(TCO) 비교[1)]

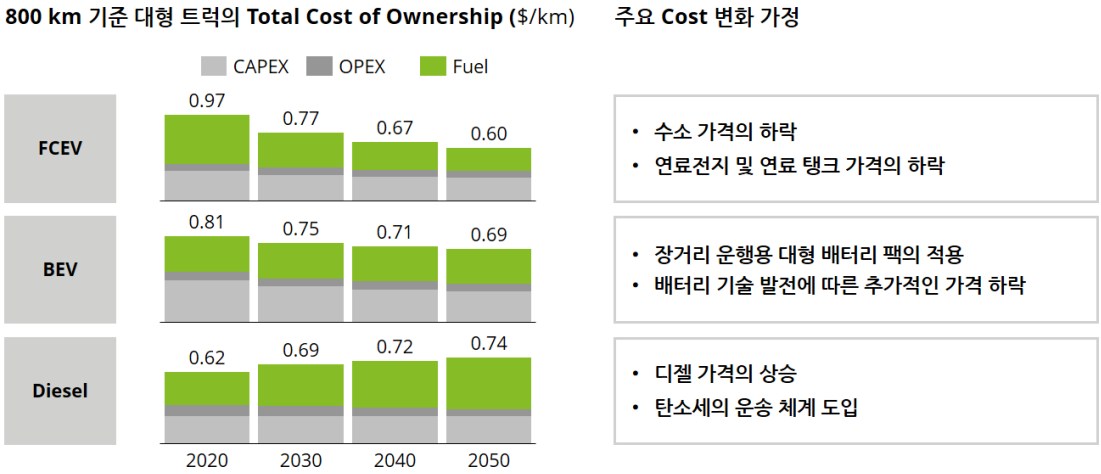


그림 6을 보면, 2030년경부터 수소(FCEV) 트럭과 전기차(BEV) 트럭의 총소유 비용(TCO)은 유사한 수준으로 근접하다가, 2040년경 수소 트럭은 전기차 트럭뿐만 아니라, 디젤 트럭마저 앞서는 수준으로 하락할 것으로 전망된다. 앞서 말했듯이, 차체가 크고 주행거리가 길어질수록 수소 트럭이 전기차 트럭보다 경쟁적이기 때문이다. 특히 지속적으로 강화되는 대기 오염 규제는 수소 트럭의 앞날을 훤하게 밝히는 구세주 같은 존재가 될 전망이다. 미국에선 이미 15주 개가 2050년 모든 디젤 트럭 판매를 금지시키는 양해각서에 서명한 바 있으며, 국내 역시 물류, 제조 등 다양한 기업들이 친환경 비즈니스와 수소 경제 활성화를 위해 B2B 수소차 도입 및 전환을 추진 중으로 향후 상용 FCEV 수요는 더욱 늘어날 전망이다. (그림 7)

2040년, 수소 트럭은 전기차 트럭 및 디젤 트럭의 총소유 비용(TCO)을 역전할 전망

그림 7. 국내 B2B 수소차 도입 사례

1) 차량 구매비용, 유지비용, 연료 및 보험가격 포함, 내구 연한 5년 및 180,000km/year 가정, 트럭 차대 190,000$ 가정 (디젤 내연기관 20,000$, 연료전지 200$/kW ('20년) 및 60$/kW('50), 수소 탱크 가격 633$/kgH2('20년) 및 200$/kgH2('50년), 배터리 비용 180$/kWh('20) 및 60$/kWh('50년), 배터리 사이즈 1,000kWh, 디젤 가격 1~1.5$/l, 디젤 연비 33l/100km, 수소 충전 비용 7.5('20년)~3.5$/kg('50년), FCEV 연비 7.5~8.5 kg/100km, BEV 연비 150kWh/100km, 전기료 130-150$/MWh (Truck docks) 및 350~380$/MWh (고속 충전), CO2 가격 0~100$/tnCO2, MDPI, ICCT

산업 부문에 불어오는 '청정 수소' 도입 바람

글로벌 기준, 산업 부문이 온실가스 배출의 21%, 산업용 발전 수요로 사용되는 비중이 11%나 되는 만큼, 온실가스를 감축하기 위해서는 주요 배출원 중 하나인 산업 부문에서의 수소 활용도를 높여야 한다. 특히, 제철, 시멘트, 석유화학, 플라스틱 등의 생산 과정에서 발생하는 CO_2를 줄이지 않고서는 온실가스 감축은 요원하다 하겠다. 바로 이 지점에서 산업용 열 연료의 수소 전환뿐만 아니라, 화석연료 대신 수소를 기본 베이스로 생산 과정을 변화시키는 시도가 도입되고 있다.

암모니아 생산은 전통적으로 많은 양의 CO_2를 배출하는 산업으로써, 현재 사우디아라비아에서 추진하고 있는 Neom 프로젝트는 4GW 이상의 대규모 태양광 및 풍력을 활용, 청정 수소를 생산하고 질소와 합성해 하루 3,500톤(연간 120만 톤)의 친환경 암모니아를 생산할 것을 계획하고 있다.

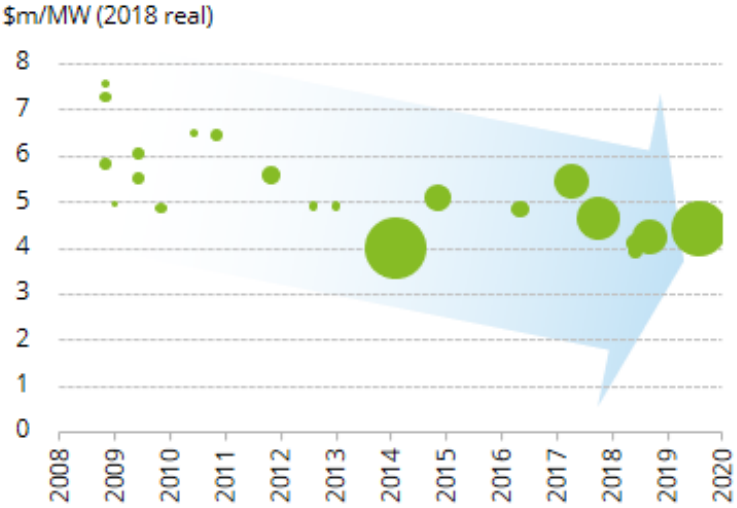
또한, 탄소계 환원제 대신 수소를 사용한 환원 공정을 통해 근본적으로 CO_2 배출량을 저감시키는 공정기술들이 제철업계에서 시도되고 있으며, Voestapline(H2Future 프로젝트), SSAB(HYBRIT 프로젝트), Salzgitter(SALCOS 프로젝트), ArcelorMittal(Hamburg 프로젝트), ThyssenKrupp (Duisberg 프로젝트) 등은 수소 환원 제철 기술의 개발 및 상용화를 진행 중이다.

발전 부문에서의 수소의 확산 가능성

발전 부문에 수소를 활용하는 방법은 크게 수소 연소로 가스터빈을 구동하여 전력을 생산하거나, 연료 전지를 이용하여 연료의 화학반응을 이용해 직접 전력을 생산하는 방식으로 구분된다.

LNG 가스터빈의 효율을 높이기 LNG에 수소를 혼소시키는 시도는 줄곧 있어 왔던 방법[1]이었고, 현재 수소의 혼소 비율을 60% 정도까지 높인 사례가 발표되고 있다. 앞으로 환경 급전 논의가 더욱 부각되면서 수소 혼소 가스터빈은 노후 발전 설비의 이용률 증가와 수명연장에 기여할 수 있을 것이다.

그림 8. 글로벌 발전용 고정형 연료 전지의 연도별 설치 단가 추이[2]



연료 전지 발전의 경우, BloombergNEF 의 조사에 따르면, 800kW 이상의 대형 연료 전지의 경우 과거 10년 동안 꾸준한 설치 단가 하락을 기록하고 있는 것으로 나타났다. 즉, 2009~2010 년 MW 당 5~7.5백만 달러 수준에서 현재 4~5백만 달러 수준으로 28%의 하락을 기록하고 있는 중이다.

향후 꾸준한 CAPEX 및 수소 가격 하락을 가정할 경우, 2040년에는 설치비와 발전 단가가 2018년 대비 각각 35%, 50% 수준까지 하락할 전망이며, 2025년 중소형 가스터빈 발전 단가와 대등한 수준에 도달할 것으로 예측되고 있다. 또한, 기존의 연료전지 중 가장 전력 변환 효율이 높은 SOFC(Solid Oxide Fuel Cell)의 시장 확산이 본격화될 경우, 휴대용, 가정 및 건물용, 대규모 발전용까지 다양한 응용 범위로 적용이 가능해질 것으로 보고 있다.

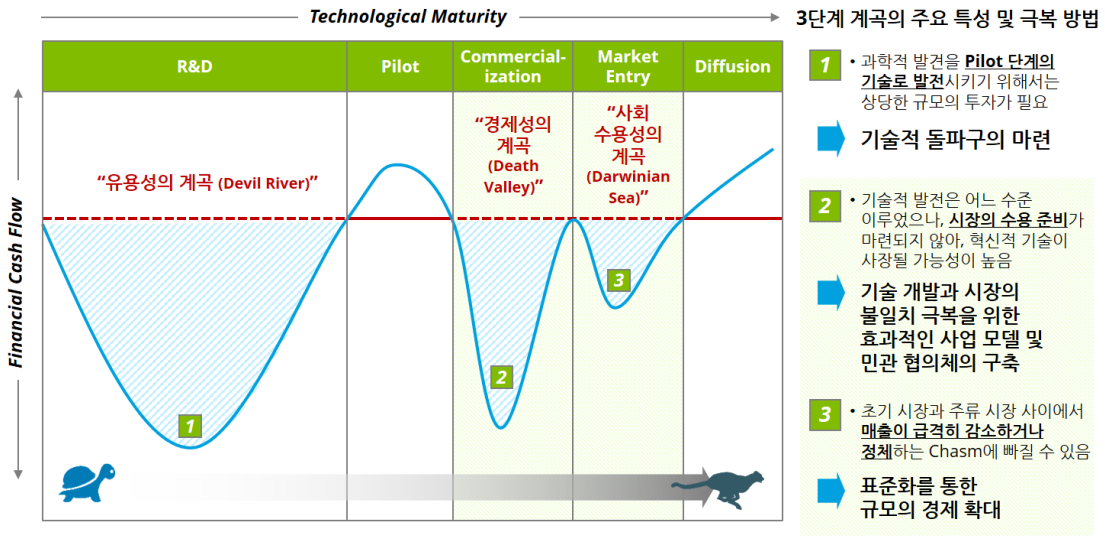
1) 단, 수소는 연소되는 과정에서 CO_2를 배출하지 않지만, 화염 온도가 높아 천연가스 대비 연소 시 3배 이상의 질소 산화물이 배출되는 단점이 있는 만큼, 이를 감소시키는 것에 많은 초점을 맞춰왔다.
2) BloombergNEF, 800kW 이상 연료전지 발전 플랜트 이상, Financing 일자 CAPEX 기준

수소 경제가 3단계 계곡을 넘기 위해서는...

이상에서 살펴본 바와 같이, 수소는 글로벌 에너지 산업 지형의 패러다임 자체를 바꿀 수 있는 폭발적인 잠재력을 갖고 있다. 수소 적용 시장의 무궁무진한 확장성은 차치하고서라도, 기존 화석연료 중심의 글로벌 에너지 거래 구조를 뒤바꿀 수 있다는 점만으로도, 수소 산업은 우리와 같은 자원 빈국에게는 기회의 영역이다. 물론, 신재생 에너지 자원의 질과 양이 각 국들의 수소 생산 원가 경쟁력으로 부각되겠으나, 수소를 생산하고, 저장하고, 운송하는 수소 산업의 모든 가치 사슬이 기술 경쟁력으로 귀결된다는 점에서 관련 기술 발전 가능성이 높은 우리에게는 충분히 승산이 있는 게임이다.

기술이 주도하는 수소 산업의 특성을 고려할 경우, 수소 산업의 상용화 시점 단축은 일반적인 신기술 적용의 경우와 유사하게 '유용성, 경제성, 사회 수용성의 계곡'을 어떻게 극복하느냐의 문제로 직결될 것이다. (그림 9)

그림 9. 신기술 도입 및 시장 확산의 3단계 계곡



'유용성의 계곡' 단계의 장기간의 불확실한 투자 문제를 해소하기 위해 정부, 대학, 출연연 등 官 중심으로 수소 관련 R&D 투자 필요 시기를 극복하고자 노력하였다면, 이제 수소 산업은 기술의 발전보다 시장의 수용 정도가 낮을 수밖에 없는 '경제성의 계곡'을 극복하기 위해 수소 이용 가격 절감, 투명한 안전 규제의 수립 및 홍보, 상용화 기술 실증, 이해관계자 조정 등 시장 수용성을 높이는 측면에 집중하고 있다.

더 나아가, 수소 산업이 현재까지의 초기 성장 후 '캐즘(Chasm)'에 빠져 글로벌 에너지 산업 내의 단순한 틈새 시장에 머물지 않고, 주류 에너지 시장으로의 성장을 위한 규모의 경제를 달성하기 위해서는 글로벌 수소 거래 시스템의 정립, 대규모 수소 인프라의 확충 등을 적극적으로 모색해야 할 것이다. 이를 위해서는 정부와 에너지 업계의 공조를 넘어서 글로벌 관점의 협업 체계 마련이 시급하다.

Contact

최용호 파트너
딜로이트 컨설팅
Oil, Gas & Chemicals Sector Leader
yonghchoi@deloitte.com

Deloitte.

Deloitte refers to one or more of Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL"), its global network of member firms, and their related entities (collectively, the "Deloitte organization"). DTTL (also referred to as "Deloitte Global") and each of its member firms and related entities are legally separate and independent entities, which cannot obligate or bind each other in respect of third parties. DTTL and each DTTL member firm and related entity is liable only for its own acts and omissions, and not those of each other. DTTL does not provide services to clients. Please see www.deloitte.com/about to learn more.

Deloitte Asia Pacific Limited is a company limited by guarantee and a member firm of DTTL. Members of Deloitte Asia Pacific Limited and their related entities, each of which are separate and independent legal entities, provide services from more than 100 cities across the region, including Auckland, Bangkok, Beijing, Hanoi, Hong Kong, Jakarta, Kuala Lumpur, Manila, Melbourne, Osaka, Seoul, Shanghai, Singapore, Sydney, Taipei and Tokyo.

This communication contains general information only, and none of Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL"), its global network of member firms or their related entities (collectively, the "Deloitte organization") is, by means of this communication, rendering professional advice or services. Before making any decision or taking any action that may affect your finances or your business, you should consult a qualified professional adviser.

No representations, warranties or undertakings (express or implied) are given as to the accuracy or completeness of the information in this communication, and none of DTTL, its member firms, related entities, employees or agents shall be liable or responsible for any loss or damage whatsoever arising directly or indirectly in connection with any person relying on this communication. DTTL and each of its member firms, and their related entities, are legally separate and independent entities.

© 2020. For information, contact Deloitte Anjin LLC & Deloitte Consulting LLC