

액체수소 기반 수소사회 인프라 구축 방안

최병일

한국기계연구원 플랜트융합연구실

1. 서 론

환경문제가 인류의 생존문제로까지 부각되면서 유엔기후변화협약 제 21차 당사국 총회에서는 지구의 온도를 산업혁명 시기 대비 2°C 이내 상승으로 억제하기 위한 온실가스 감축과 기후변화 적응 의무를 참여국가에 부여하였다. 목표달성을 위해서는 2050년 세계 에너지 수요가 재생 가능 에너지 44%, 화석 연료 45%, 원자력 11% 수준으로 변화될 것으로 예상된다.

재생에너지의 활용성을 높이기 위해서는 재생에너지의 출력변동을 보완할 수 있는 대규모 에너지 저장장치가 필요하다. 수소는 가장 큰 출력 밀도와 에너지 저장량을 가지는 대규모 에너지 저장 매체이자 열에너지, 전기에너지, 기체/액체 연료로의 전환이 매우 쉬운 에너지 캐리어로, 연료전지 발전을 통한 발전시스템 및 수송시스템(수소연료전지차)과 함께 미래의 에너지 이용 네트워크를 연계 하는 '수소사회'의 핵심 매체이다.

국내의 경우 2030년까지 국내 총 발전량의 20%를 재생에너지로 보급하겠다는 정책을 설정하였으며, 교통부분의 온실가스 저감 및 미세먼지 저감대책의 일환으로 수소자동차를 2030년까지 63만대 보급하겠다는 목표를 설정하였다. 최근 정부는 수소경제, 빅데이터, 인공지능 분야를 3대 전략투자 분야로 확정하고 수소경제를 위한 플랫폼(인프라, 기술, 생태계) 중장기 비전 설정을 위하여 2019년 수소경제활성화 로드맵 및 수소 기술 로드맵을 발표하였다.

여기서는 이러한 국내 수소경제 사회의 중장기 비전과 관련하여 수소의 생산, 저장, 운송, 분배, 활용 인프라를 분석하고 최적의 인프라 구축방안을 살펴보고자 한다.

2. 수소 생산/저장/운송/활용 과정

수소는 기존 1차 에너지원에서 생산되어 야만 하는 에너지 캐리어로, 생산부터 저장/이송, 활용의 단계를 거치게 된다. 수소생산은 전 세계적으로 천연가스 개질 48%, 부생가스 및 석유화학산업 30%, 석탄 18%, 수전해 4% 수준으로 이루어지고 있으며[1] 현존하는 기체수소 제조기술 중에서 가장 경제성 있는 수소 생산 방법은 대용량 천연가스 개질 (SMR, Steam Methane Reforming) 기술이다[2].

지구 온난화 대응을 위한 최선의 대안은 재생에너지로부터 수전해를 통하여 수소를 얻는 것이나, 당분간 재생에너지에 의한 전력가격으로는 경제성을 만족할 수 없다.

수소 저장 및 이송 방식은 다양한 형태로 가능하다.

기체수소 저장/운송은 고압으로 저장탱크(소용량)나 지하동굴 등(대용량)에 저장하고 Tube Trailer로 운송하는 방식이다.

액체수소 저장/운송은 기체수소를 약 1/800 부피의 액체수소로 액화하고 이를 대용량 대기압 저장탱크에 저장하고 액체수소 컨테이너를 이용하여 운송하는 방식이다.

이 이외에도 Metal hydrides 또는 Carbon Nano-Structure에 저장하는 고체 저장방식, LOHC(Liquid Organic Hydrogen Carrier)나 암모니아를 활용하는 액상 저장방식 등이 있으나, 아직까지 상용급 적용을 위해서는 많은 기술 개발이 필요한 실정이고 각자 가진 장단점이 뚜렷하여 특정한 용도에 활용될 전망이다.

3. 수소스테이션의 경제성

현재 상용급으로 활용 가능한 수소 저장/운송 방식은 고압 기체수소 및 액체수소 기반 저장/운송 방식이다. 고압의 기체수소는 200 bar 이상의 고압으로 저장하나, 액체수소의 경우 대기압 저장으로 안전 측면에서

수소

매우 우수하여 도심지 활용에 적합하며, 수소를 액화하는 경우 기체수소 대비 부피가 1/800로 줄어 대용량 저장이 가능하며, 200 bar 고압저장 Tube Trailer 대비 약 10배의 운송 효율을 가지고 있다.

다음 그림은 Tube Trailer 방식 기체수소 충전소와 액체수소 기반 수소충전소의 개념을 보여준다.



그림 1. 기체/액체수소 공급과정 비교.

Tube Trailer 방식의 경우 수소생산지에서 생산된 수소의 대용량 압축 및 저장이 필요하며, 이를 다수의 Tube Trailer에 의해 충전소로 운송하고, 최종적으로 충전소에서 압축기에 의하여 700 bar로 수소차량에 충전한다. 액체수소 방식의 경우 수소생산지에서 생산된 수소는 즉시 액화되며 대용량 저장이 가능한 액체 상태로 저장 및 운송된다. 수소충전소에서는 액체수소펌프와 기화기에 의하여 700bar로 가압되어 수소차량에 충전된다.

액체수소는 상기한 바와 같이 많은 장점을 가지나, 기체수소를 액화하기 위해 대규모의 시설투자비와 액화하기 위해 추가적인 에너지를 소모한다는 단점을 가진다. 이러한 투자비와 운영비 모두를 고려한 경제성 평가가 필요하다. 미국 DOE에서 제공하는 수소 스테이션 경제성 해석 모델인 HDSAM (Hydrogen Delivery Scenario Analysis Model)을 이용하여 수소의 생산부터 저장, 이송, 수소충전소에서의 판매까지의 전 주기 경제성을 평가해 보면, 다음 표와 같다. 분석 조건은 2030년 기준 수소차 보급계획에 의거 우리나라 경인지역에 약 30만대의 수소차가 운행될 때 1000kg/day 수소충전소를 가정하였다. 분석은 미국 DOE에서 제공

하는 수소 스테이션 경제성 해석 모델인 HDSAM (Hydrogen Delivery Scenario Analysis Model)을 이용하였다.[3]

표 1. 수소인프라 경제성 분석

운송 방법	수소 생산 (원/kg)	저장운 송비용 (원/kg)	충전소 비용 (원/kg)	수소충 전가격 (원/kg)	자본 투자비 (억원)
Pipeline	2,500	4,800	6,100	13,400	28,137
Tube Trailer	2,500	3,400	4,800	10,700	20,310
Liquid Truck	2,500	2,800	4,100	9,400	15,621

액체수소기반 충전소의 경우 수소액화 비용, Tube Trailer 방식 수소충전소의 경우 압축 및 저장 비용부분에서 높은 비용을 수반하게 되고, 이는 수소 사용량이 늘어날수록 액체수소기반 충전소의 장점으로 작용하게 된다.

이러한 이유로 수소경제 사회의 초기 단계에서는 현재의 기체수소 기반 수소충전소를 활용하는 모델이 사용될 것으로 예상되나, 수소활용이 늘어나는 성장기 이후로는 액체수소기반으로 수소를 저장/운송, 활용해야 할 것으로 예상된다.

4. 수소액화 플랜트 기술 동향

다음 그림은 상용급 수소액화플랜트의 공 정도를 보여준다. 공급 기체수소는 10~25 bar사이의 압력으로 Cold Box로 들어가 액체 질소(또는 LNG)에 의해 예냉 (Precooling)되고, 수소 또는 헬륨 Brayton Cycle 또는 수소 Claude Cycle (열교환기와 Turbo Expander로 구성)에 의해 약 20K에서 액화 된다.

전 세계에서 운영되는 상용급 수소액화 플랜트는 2010년 기준 355 ton/day 수준으로 미국과 캐나다의 북미 지역 300 ton/day, 유럽 24.4 ton/day, 중국, 인도, 일본에 약 30.6 ton/day 정도이며, 우리나라의 경우 상용급 수소액화 플랜트는 전무하다.[4]

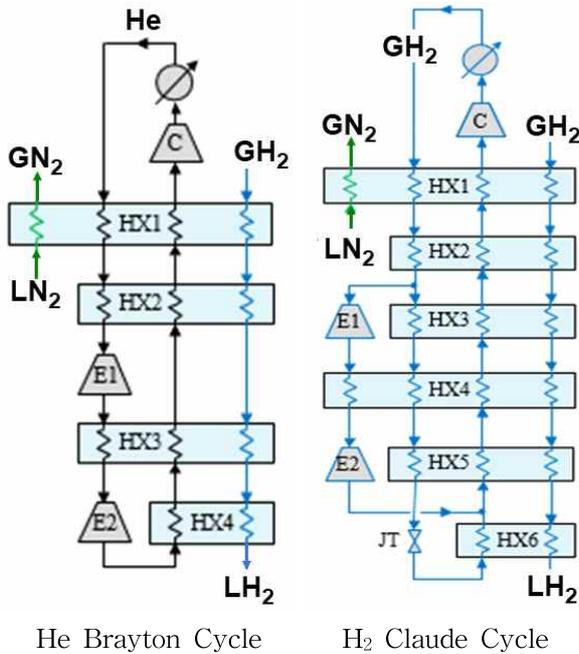


그림 2. 상용급 수소액화 공정.

상용 수소액화플랜트 기술은 Air Product & Chemicals (미국), Praxair (미국), Linde (독일), Air Liquide (프랑스) 등 4개 기업에서 액화 공정기술, 플랜트의 건설, 운영까지를 독점하고 있다. 일본의 Iwatani 중공업 등에서도 수소액화플랜트를 운영하고 있지만, 주요 4개 회사의 원천기술에 의존하고 있는 실정이며, 일본에서는 독자적인 수소액화플랜트 기술의 확보를 위하여, 2016년 Kawasaki 중공업에서 독자기술로 수소액화플랜트를 건설하여 시운전중인 것으로 알려져 있다.

주요 4개 회사에서 운용하고 있는 수소액화 플랜트의 용량은 0.5-54 ton/day 수준이며, 수소액화 플랜트의 소요전력은 용량에 따라 10~15 kWh/kgLH₂ 수준이다.

5. 고효율 수소액화 공정 및 구축 방안

상기한 수소액화 플랜트의 소요전력은 국내 산업용 전기가격(약 100원/kWh)을 고려하면 수소 1kg을 액화하기 위하여 약 1,000~1,500원 수준의 에너지 비용이 추가로 필요하다는 것을 의미한다. 대용량 SMR을 통한 기체 수소 생산가격(약 1kg 당 2,500원 수준)과 비교하면 매우 큰 에너

지 비용임을 알 수 있다. 따라서 수소액화 플랜트의 고효율화를 통하여 이러한 에너지 비용을 절감할 필요가 있다.

다음 표는 수소액화의 이론효율과 실제효율을 700bar 압축공정의 효율과 비교하여 보여준다.

표 2. 수소 압축과 액화 공정 효율 [5, 6]

	이론효율 (kWh/kg)	실제효율 (kWh/kg)
700bar Compression (from 20 bar)	1.4	3.0
700bar LH ₂ Pump		0.4
Liquefaction	2.8	10 ~ 15
Liquefaction with LNG Precooling (Feed H ₂ precooling)	2.5	8.5
Liquefaction with LNG Precooling (Feed & Recycled H ₂ cooling)	1.4	3.6

기체수소 1kg을 700bar로 압축하는 경우 약 3kWh의 전력량이 필요하지만 수소액화의 경우 1kg의 액체수소를 생산하기 위하여 10kWh이상의 전력량이 소모되어 초기투자비와 효율 측면에서 압축수소방식이 효과적이다. 액체수소의 경우 대용량 저장 및 운송이 가능하고 이에 따라 저장 및 운송비용 측면에서 경제성을 가지며, 수소충전소에서 700bar로 가압하기 위하여 압축기에 비해 효율이 좋은 액체수소펌프를 사용할 수 있다는 장점을 가진다. 수소액화 공정의 효율은 예냉 과정에서 냉열을 무상으로 공급받을 수 있다면 700 bar 압축 공정과 비슷한 수준의 효율을 기대할 수 있다.

실제로 주로 LNG를 수입하는 일본과 우리나라의 경우 LNG의 기화과정에서 발생하는 냉열을 수소액화공정에 활용하는 것이 가능하다. 특히 LNG의 기화를 통하여 천연가스개질기(SMR)에 메탄을 공급하여 기체수소를 생산하고, 이때 발생하는 냉열을 수소액화공정에 활용한다면 경제성 있는 수소공급이 가능할 것이다. 다음 그림은 이러한 LNG 냉열을 활용한 수소 생산 및 액화 공정 개념도를 보여준다.

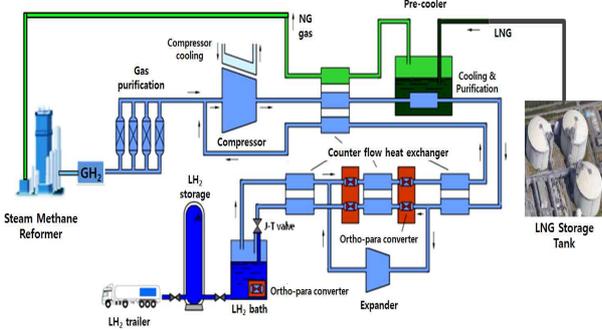


그림 3. LNG 활용 고효율 수소액화 공정.

현재 국토교통부에서는 이러한 LNG냉열을 활용한 액체수소플랜트 공정기술 개발, 열교환기, 팽창기, 밸브, 콜드박스, 액체수소 저장탱크 등의 핵심설비 개발을 위한 “상용급 액체수소플랜트핵심기술개발 사업(2019 ~ 2023, 정부출연연구비 280억원)”을 진행하고 있으며, 국산화 공정과 국산화 설비를 통한 0.5 ton/day급 규모의 pilot 수소액화플랜트 구축 및 액체수소 생산을 목표로 하고 있다.

6. 수소인프라 구축방안 및 시사점

Mckinsey&Company의 전 세계 국가의 수소 활용 산업(수소차, 연료전지 발전)의 경쟁력 분석결과를 보면 우리나라는 일본과 더불어 최고 수준의 경쟁력을 확보하고 있다 [7]. 그러나 현 시점에서 수소 운송 및 대규모 저장 관련 산업 여건은 매우 취약하므로 대용량 수소 생산, 저장, 분배가 가능한 액체수소기반 인프라 구축을 통하여 수소 활용 산업의 신성장 동력화를 추진하고, 미래 수소경제 사회에 대비하여야 할 것이다. 또한 이러한 액체수소 기반 인프라는 향후 국방, 우주개발 등 미래 국가 안보측면에서도 필수적인 사항이다.

이러한 인프라 구축의 방안으로는 LNG 인프라를 가진 우리나라의 경우, 수소 생산의 안정성과 저장/이송의 고효율화를 위하여, LNG 개질 수소 생산과 이때의 냉열을 활용하는 고효율 수소액화 공정을 활용하는 것이 바람직하다.

참고문헌

- [1] Pavlos Nikolaidis and Andreas Poullikka. A comparative overview of hydrogen production processes, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 67, Pages 597-611, January 2017, Pages 597-611.
- [2] Technology Roadmap (Hydrogen and Fuel Cells), 2015, IEA
- [3] HDSAM (Hydrogen Delivery Scenario Analysis Model) Ver. 3.1, US DOE, 2017.
- [4] Songwut Krasae-in, Jacob H. Stang, Petter Neksa, “Development of large-scale hydrogen liquefaction processes from 1898 to 2009”, international Journal of Hydrogen Energy, Vol.35, pp.4524 - 533.
- [5] Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs, DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record #9013. 2009.
- [6] Andres Kuendig et. als, Large scale hydrogen liquefaction in combination with LNG re-gasification, Proc. of the 16th World Hydrogen Energy Conference, Lyon, France, 2006.
- [7] Policies of countries leading hydrogen development and implications for Korea, Bernd Heid, Mckinsey&Company, International Energy Forum-Korea National Assembly, Seoul, 6 Feb. 2018.

저자이력



최병일(崔炳日)

1986-2000년 한국과학기술원 기계공학과, 학사, 석사, 박사
 현재 한국기계연구원 책임연구원, 플랜트융합연구실 실장
 현재 국토교통부 상용급액체수소플랜트사업단 단장