

장주기/대용량 수소저장을 위한 액체/고체기반 Slush 수소의 저장 비용 분석

박성호[†] · 이창형 · 류주열 · 황성현

고등기술연구원 플랜트엔지니어링센터 에너지환경 IT융합 그룹

An Economic Analysis on Slush Hydrogen Containing Liquid and Solid Phase for Long-Term and Large-Scale Storage

SUNGHO PARK[†], CHANGHYEONG LEE, JUYEOL RYU, SEONGHYEON HWANG

Energy & Environment IT Group, Plant Engineering Center, Institute for Advanced Engineering (IAE), 175-28 Goan-ro 51beon-gil, Baegam-myeon, Cheoin-gu, Yongin 17180, Korea

[†]Corresponding author :
sh.park@iae.re.kr

Received 18 April, 2022
Revised 9 May, 2022
Accepted 7 June, 2022

Abstract >> Slush hydrogen containing liquid and solid hydrogen is expected to achieve zero boil-off by suppressing boil-off gas because heat of fusion for solid absorb the heat ingress from atmosphere. In this paper, quantitative analysis on storage cost considering specific energy consumption between 1,000 m³ class liquid hydrogen storage system with re-liquefaction and slush hydrogen storage system during equivalent zero boil off period. Even though approximately 50% of total storage capacity should be converted into solid phase during the initial cargo bunkering, total energy consumption to convert into slush hydrogen is relatively 25% less than re-liquefaction energy for boil off hydrogen during zero boil off period. That's because energy consumption of slush phase change take up only 1.8% of liquefaction energy. moreover, annual revenue requirement including CAPEX, OPEX and electric cost for slush hydrogen storage could be more reduced approximately 32.5% than those of liquid hydrogen storage and specific energy storage cost (\$/kg-H₂) could also be lowered by about 41.7% compared with liquid hydrogen storage.

Key words : Hydrogen(수소), Slush(슬러시), Long-term storage(장주기 저장), Economic analysis(경제성 평가)

1. 서론

지속적인 경제성장과 산업발전으로 우리는 많은 화석연료를 소비하였으며, 무분별한 화석 연료의 소비는 지구평균온도를 지속적으로 높이고 있다.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)에서는 산업화 이전 대비 2030년에는 지구 평균 온도가 1.5°C 이상 높아질 것으로 예상하고 있으며, 이에 따라 폭염 발생 빈도는 지금보다 2배 가까이 증가하고 극단적인 기후 변화가 일상화 될 것이라고 경

고하고 있다^{1,2)}. 이에 따라 기존 탄화수소계 연료원을 대체하고자 친환경 미래 자원인 수소에너지가 각광 받고 있다. 수소는 지구상에서 가장 가벼운 기체로써 표준 온도/압력 상태에서는 기체 상태로 존재하며, 밀도는 0.089 kg/m³로 매우 낮다. 전통적으로 가스 상태의 연료를 저장 운송하기 위해서는 끓는점 (boiling point) 아래로 냉각하는 것이 일반적이다. 하지만 수소는 비등점이 20 K로 천연가스의 비등점인 110 K에 비해서 더욱 낮기 때문에 많은 에너지 소비와 높은 단열 등급 적용이 필요하다. 특히 수소를 액화하여 저장하는 공정의 경우, 액화를 하는 과정에서 발생하는 엔트로피 생성으로 고압기체(700 bar) 저장의 이론적 에너지 소비량(theoretical energy consumption)은 1.36 kWh/kg-H₂ 대비 상대적으로 높은 3.3 kWh/kg-H₂가 소요되지만 저장밀도는 41 kg/m³에서 70.79 kg/m³로 증가하여 대용량 저장이 용이하다³⁻⁵⁾. 20 K의 수소를 저장하기 위해서는 일반적으로 진공단열(vacuum insulation)이나 분말단열(powder insulation), 다층단열(multi-layer insulation, MLI)의 단열 기술이 필요하며, 이러한 높은 수준의 단열층을 설치하더라도 침투되는 열에 의한 증발가스는 반드시 발생한다⁶⁾. 증발가스는 외부로부터 침투하는 열에 의해서 액체상태가 기체 상태로 변화하여 내부 압력을 증가시킬 수 있기 때문에 증발가스의 처리와 관리는 무엇보다 중요하다. 하지만 이러한 증발가스를 억제하기 위해서 무리한 단열 설계는 경제성을 결여시킬 수 있는 문제가 발생한다.

미국항공우주국(National Aeronautics and Space Administration, NASA)에서는 단위 질량당 에너지와 비추력이 큰 장점인 수소를 액체와 고체가 50:50으로 공존하는 slush 유체를 로켓 추진제로 활용하는 연구를 수행하였다. Friedlander 등은 액체/고체 기반의 slush 수소는 기존 액체 수소에 비해서 밀도가 약 15% 증가하며 열용량이 증가함을 확인하였다. 특히 slush 수소의 장점은 밀도 증가 뿐만 아니라 고체가 가지는 융해열(heat of fusion)로 인해서 모빌리티 분야에서 증발가스의 억제 및 관리가 가능한 장점이 있다^{7,8)}. 이러한 slush 유체가 가지는 장점으로 현재는 고온 초전

도 케이블(high temperature superconducting cable)의 냉각용 유체로 활용되고 있으며, 이는 국부적으로 높은 열유속으로 인한 기화와 열충격을 slush 유체의 융해열로 억제함으로써 안정성을 높이는 기술로 평가 받고 있다^{9,10)}. 이러한 장점을 바탕으로 NASA에서는 10톤의 수소를 저장할 수 있는 integrated refrigeration and storage heat exchanger (IRAS)를 개발하고 액체/고체기반 대용량 slush 수소 저장 설비를 구축 운영하고 있다¹¹⁻¹⁵⁾.

본 연구에서는 1,000 m³급 액체수소 저장 설비 및 증발가스를 재액화하는 시스템과 액체/고체기반 slush 수소 저장 설비가 동일한 제로보일오프(zero boil-off, ZBO) 기간 동안 재액화 등에서 소요되는 에너지량 (kWh/kg-H₂)과 이들을 적용한 저장 비용을 정량적으로 분석하였다.

2. 액체수소저장 공정 개념도

2.1 액체수소저장 및 재액화 공정 개요

국가 간 재생에너지원의 보급 현황과 기상조건에 따른 재생에너지원의 생산량 격차는 천연가스와 같이 세계적인 유통시장으로 발전할 가능성이 높다. 특히 재생에너지원의 간헐성을 고려할 때 천연가스 시장에 비해서 더욱 민감할 수 있다. 이러한 시장 상황을 고려할 때 안정적인 에너지 수급을 위해서는 대용량/장주기 저장 기술이 필요하다. Fig. 1은 액체수

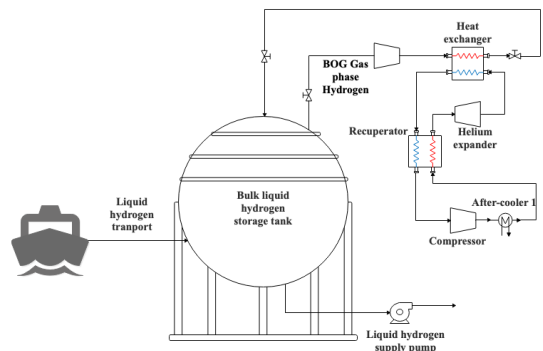


Fig. 1. Concept of liquid hydrogen storage and re-liquefaction for long term storage

소의 1,000 m³급 액체수소 저장탱크 및 증발가스 회수를 위한 재액화(re-liquefaction) 시스템에 대한 개념도이다. 액체수소 저장탱크로 유입되는 열(heat ingress)을 3 W/m²로 가정하고, 액체수소 저장탱크를 구형(moss spherical type) 표면에 유입되는 총열량을 계산하였다. 단, slush 수소 저장 시스템에 포함된 agitator는 200 rpm 미만으로 구동되고, 모터 대신 팽창기(expander)를 연결하여 구동하는 시스템이 제안되고 있기 때문에 agitator에서 발생하는 추가 열손실은 없는 것으로 가정하였다. 이를 통해 하루 동안 유입되는 열 유입으로 인해 증발하는 수소 가스량을 0.396%/day로 가정하였다. ZBO를 달성하기 위해서 증발하는 가스 281 kg/day를 처리할 수 있는 1단 헬륨 브레이튼 냉각 사이클(reverse helium brayton cycle)을 설계하였다. 액체수소저장탱크와 재액화 공정에 대한 설계 조건은 Table 1에 명기하였다.

Table 1. Design condition of LH₂ and slush H₂ storage tank system with re-liquefaction

Contents	Unit	Storage type	
		LH ₂	Slush H ₂
Tank diameter	m	12.4	12.4
Tank surface	m ²	483.05	438.05
Tank volume	m ³	998	998
Heat ingress	W/m ²	3	3
Solid/liquid ratio	%	-	50
Fluid density	kg/m ³	71	81
Storage capacity	ton	70.88	81.36
Heat of fusion	kJ	-	6,652,966
Boil-off gas (BOG)	kg/day	281	-
Zero boil-off (ZBO)	day	-	53.136
Total BOG during ZBO	kg	14,917	-
Hydrogen compressor outlet pressure	barg	10	-
Helium flow rate	kg/h	270	-
Helium compressor outlet pressure	barg	9	-
Helium expander outlet pressure	barg	0.5	-
Slush production type		-	Freeze-thaw

2.2 액체/고체기반 slush 수소 변환 및 저장 공정 개요

일반적으로 slush 유체는 고체상과 액체상이 50%씩 공존하는 유체의 상태를 일컬으며, slush 유체를 제조하는 방식은 크게 세 가지 방법으로 나뉜다¹⁶⁾. 첫 번째는 나사선 절삭법(augur method)은 액체헬륨에 의해 응고된 고체수소를 나사선으로 연삭하여 미립자 형태의 고체수소를 생성하고 이들은 액체수소와 혼합하여 생성하는 것이다. 두 번째 방법은 동결융해법(freeze-thaw method)으로 액체상태 수소를 삼중점(triple point)에 도달시켜 표면부터 응결된 고체수소를 유동화 시켜 slush 형태로 생성하는 것이다. 마지막, 노즐분사(spray method)는 액체수소를 노즐에서 분사시켜 줄-톱슨 효과에 의해서 고체 수소를 생성시키는 방법이 있다. NASA에서는 10 톤의 수소를 저장할 수 있는 기체 헬륨 냉각기반의 IRAS 열교환기(IRAS heat exchanger)를 개발 운용하고 있으며, 이는 동결융해법을 이용해서 대용량 수소를 저장할 수 있는 기술로 평가받고 있다¹¹⁻¹⁵⁾.

따라서 본 연구에서는 Fig. 2와 같이 동결융해법(freeze-thaw method)을 이용하여 액체수소를 slush 수소를 변환/저장하는 시스템을 대상으로 하였다. 액체수소 저장탱크로 유입되기 전 저장 용량의 50%는 slush 수소 변환 장치로 유입되어 4 K의 헬륨에 의해서 응고 및 미립자 형태의 고체 수소가 변환된다. 그

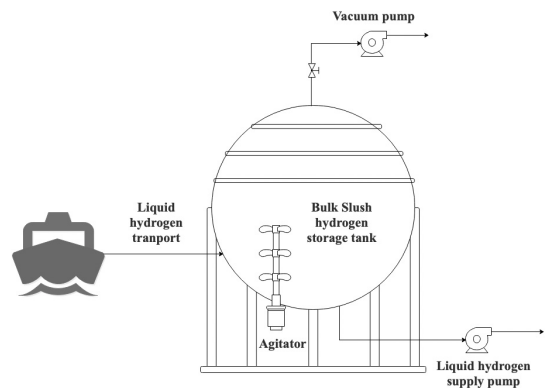


Fig. 2. Concept of slush hydrogen storage and re-slush process for long term storage

리고 변환된 미립자 형태의 고체 수소는 액체수소와 혼합되어 액체수소 저장탱크에 저장된다. Slush 수소는 고체 수소 고유의 융해열(heat of fusion)을 통해 저장 탱크로 유입되는 열을 흡수하여 증발량을 억제할 수 있어 약 53일 동안은 ZBO를 달성할 수 있다. 따라서 별도의 재액화 설비가 요구되지 않는다. 다만 열을 흡수하여 고체상태에서 액체상태로 상변화한 수소를 다시 slush 변환 공정으로 공급하여 고체상태의 수소로 변환할 경우 ZBO 유지 기간은 더욱 증가할 수 있다.

2.3 공정별 에너지 소모량 비교

2.3.1 액체수소저장 및 재액화 공정의 에너지 소모량

1,000 m³급 액체수소 저장탱크에서 예상되는 보일 오프가스(boil-off gas, BOG)는 Table 1에 명기된 것과 같이 23 K의 포화증기 형태의 수소기체가 하루 기준 281 kg 발생할 것으로 예상된다. 이를 재액화하기 위해서 23 K의 BOG는 압축기에서 약 10 barg까지 압축되어 26 K의 헬륨과 열교환하여 31 K까지

냉각된다. 냉각된 수소 기체는 팽창 밸브에서 팽창하여 21 K까지 냉각되어 액체 상태로 변환된다. 팽창 과정에서 액체 상태로 상변화 되지 않은 기체는 압축기 공급부로 다시 공급된다. 제시된 설계조건을 바탕으로 ASPEN HYSYS를 통해 공정해석 및 소요 에너지량 분석을 실시하였다. Fig. 3는 액체수소 저장탱크에서 발생하는 BOG를 재액화하는 데 소요되는 에너지 소비량과 slush 수소의 ZBO 기간 동안 소요되는 총 에너지를 나타내었다. 기존에 알려진 바와 같이 기체 수소를 액화용 다단 헬륨 브레이튼 냉각 사이클의 에너지 모량이 10-13 kWh/kg-H₂인 점을 고려한다면 다소 많은 에너지가 소요되는 것으로 확인되었다. 이는 일반적으로 수소 액화공정에서 pinch point를 최소화할 수 있도록 열교환기를 다단으로 구성하는 것과 달리 단일 열교환기로 구성함에 따라 나타난 결과로 판단된다.

2.3.2 액체/고체기반 slush 수소 변환 및 저장 공정의 에너지 소모량

1,000 m³급 저장설비에 액체/고체기반 slush 수소를 저장하기 위해서는 공급되는 액체수소의 약 50%를 고체상으로 변환하는 과정이 필요하다. NASA는 위에서 언급된 세 가지 방법 중 나사선 절삭법과 동결 용해법에 의해 생산되는 slush 수소의 소요되는 에너지를 분석하였으며, 이는 수소를 액화하는 에너지 대비 약 11.7-22.5% 정도 소요된다고 분석하였다¹²⁾. Fig. 4는 수소가 기체 상태에서 고체 상태까지 변화에 따른 엔탈피 변화를 나타낸 것이다. 기체 상태에서 액체 상태까지 엔탈피 변화 기준으로 액체 상태에서 고체와 액체가 50:50으로 공존하는 slush 수소까지의 엔

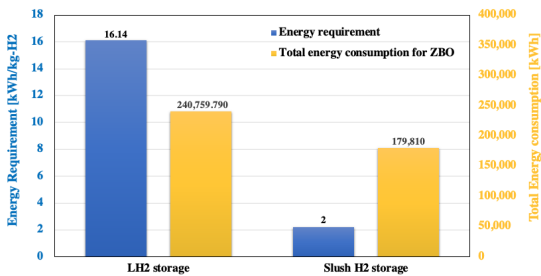


Fig. 3. Comparison result on energy consumption and energy requirement between LH₂ and Slush H₂ storage

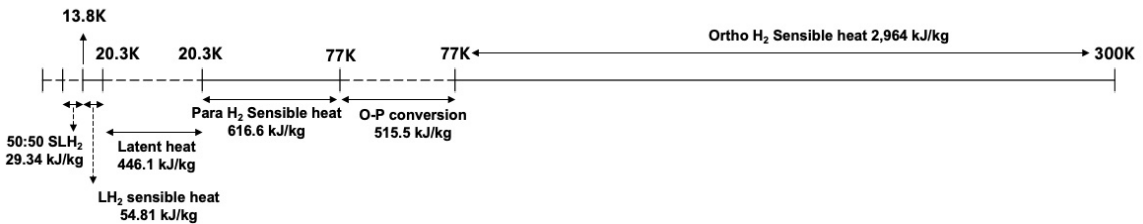


Fig. 4. Description of enthalpy change value for hydrogen depending on phase change

탈피 변화는 1.8%에 불과한 것을 확인할 수 있다. 본 연구에서는 NASA에서 제시한 수치 중 가장 높은 에너지 소비 기준을 적용하여 slush 수소 변환에 소요되는 에너지는 2.07 kWh/kg-H₂로 가정하였다.

$$\frac{SLH_2 \text{ specific power consumption}}{LH_2 \text{ specific power consumption}} = 11.7 - 22.5 \% \quad (1)$$

선행 연구를 통해 헬륨 브레이튼 사이클을 이용하여 수소액화에 소요되는 에너지를 9.19 kWh/kg-H₂로 도출하였고, 이 값에 해당 비율을 적용한 결과이다⁴⁾. Slush 수소를 변환하는 데 질량당 에너지 소비량은 재액화에 비해서 절대적으로 적지만, 전체 저장량의 50%를 변환해야 하는 만큼 실제 소요되는 총 에너지 소비량은 증가한다. Fig. 3은 ZBO를 달성하기 위해서 필요한 총 열량을 비교한 것이다. 53일 동안의 ZBO를 달성하기 위해서 액체수소의 BOG를 재액화하는 데 소요되는 에너지에 비해서 Slush 수소로 변환한 후 고체의 용해열을 통해 BOG를 저장하는 데 소요되는 에너지가 25.3% 절감되는 것으로 확인되었다. 하지만 Fig. 3에 산정된 slush 수소의 에너지 소비량은 초기에 slush 수소 변환에 소요되는 에너지로써 slush 수소 상태로 저장되어 있을 경우를 가정한다면 에너지 소비량은 더욱 감소하게 된다.

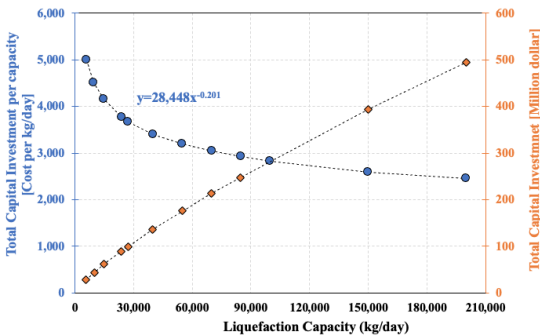


Fig. 5. Liquefaction cost model depending on capacity

3. 대상공정의 저장 비용 분석

3.1 비용 모델

액체 수소 혹은 slush 수소를 저장 탱크의 시설투자비를 선정하기 위해서 Huskainen 등이 제안한 비용모델을 이용하였으며, 이는 1,875 EUR/m³ (16,000 m³ 기준)를 통해 액체수소 저장탱크의 체적당 시설투자비를 산정할 수 있다^{17,18)}.

$$LH_2 \text{ Tank Cost}(\$) = 1.1 \times 30M\$ \times \left(\frac{x}{16,000} \right)^{0.67} \quad (2)$$

BOG의 재액화 공정의 비용은 Fig. 5와 같이 기존에 제시된 하루 50톤에서 200톤 처리할 수 있는 비용모델을 hydrogen delivery scenario analysis model (HDSAM)로부터 데이터를 추출하여 활용하였다¹⁹⁾.

동결용해법(freeze-thaw method)을 이용한 slush 수소 제조기술의 주요기기는 진공 유지를 위한 진공 펌프와 액체수소표면에서 동결된 수소를 유동화 하여 slush 수소를 생산하기 위해 필요한 교반기(agitator)로 이루어져 있다. ‘Matches’는 개념 설계 단계에서 설계 용량에 따른 장치 비용을 산정할 수 있는 데이터베이스로써 본 연구에서 진공펌프와 교반기의 설계 용량에 따른 비용 모델을 database로부터 추출하여 식(3), (4)와 같이 도출하여 활용하였다.

$$Vacuum \ pump \ cost(y) = 23,604(x, \text{flow rate})^{0.1155} \quad (3)$$

$$Agitator \ cost(y) = 24,059(x, \text{tank diameter})^{0.6} \quad (4)$$

3.2 저장비용분석

액체수소와 slush 수소의 장기 저장에 소요되는 저장 비용 분석을 위해서 비용 모델을 통해 장치비

용(equipment cost)을 산정하였다. 배관, 전기/계장, 설치비 및 유틸리티 비용은 장치비용의 20%를 가정하여 반영하였다. 탱크의 유지보수, 배관 및 기타 장치의 유지보수, 단열층 보수 등에 소요되는 연간 유지보수 비용은 장치 비용의 10%를 가정하였다. 또한 BOG의 재액화에 사용되는 전기에너지는 Fig. 3에 나타난 에너지소비량에 전력비용 \$0.1/kWh를 적용하여 계산하였다.

연간회수비용(annual revenue requirement, \$/year)은 총 시설투자비를 작동연한인 20년 동안 정률법으로 계상하고, 연간 시설투자비에 상기에서 언급한 비용을 바탕으로 연간유지보수 비용을 산정하였다. 또한 연간 소요되는 전기비용을 합산하여 식(5)와 같이 산정하였다.

$$\begin{aligned} \text{Annual Revenue Requirement} (\$/\text{year}) \\ = \text{Annual CAPEX} + \text{Annual OPEX} \\ + \text{Electric cost} \end{aligned} \quad (5)$$

저장비용(\$/kg-H₂)의 산정은 연간회수비용에서 총 저장용량으로 나누어 식(6)과 같이 산정하였다.

$$\begin{aligned} \text{Storage Cost} (\$/\text{kg} - \text{H}_2) \\ = \frac{\text{Annual Revenue Requirement} (\$)}{\text{Storage Capacity} (\text{kg} - \text{H}_2)} \end{aligned} \quad (6)$$

3.3 액체수소저장과 slush 수소저장의 비용 비교

Fig. 6은 액체수소저장과 slush 수소저장의 연간회수비용과 이를 통한 저장비용(\$/kg-H₂) 결과를 비교한 것이다. 액체수소저장에는 시설투자비와 전기비용과 유지보수 비용이 약 연간 \$564,011 회수하여야 하지만, slush 수소저장에는 이보다 약 32.5% 줄어든 \$380,226이 요구되는 것으로 확인되었다. Slush 수소는 저장밀도까지 이보다 약 15% 상승하기 때문에 저장량이 증가하여 약 41.7%의 저장비용을 절감할 수 있는 것으로 확인되었다. 이는 특히 동일 체적 대비 저장량이 증가하여 단위 질량당 저장탱크의 시설투

자비 감소와 재 slush 설비가 추가되지만 재액화설비 대비 시설투자비가 적고 에너지 소비량이 적어서 나타난 효과로 확인되었다. Fig. 7은 시설투자비, 유지보수비, 전기비용의 변동에 따른 민감도 분석 결과를 나타낸 것이다. 시설투자비의 변동성에 따른 수소저장비용의 변화가 유지보수 비용이나 전기비용의 변동성에 비해서 더욱 민감한 것으로 확인되었다. 특히 slush 수소 저장의 경우 시설투자비의 불확실성이 액체수소저장에 비해서 클 것으로 예상된다. Slush 수소저장 설비의 투자비가 30% 증가하고 액체수소저장 설비의 투자비가 30% 감소한다고 가정하더라도 여전히 slush 수소의 저장밀도 증가로 단위 비용은 낮은 것을 확인할 수 있다.

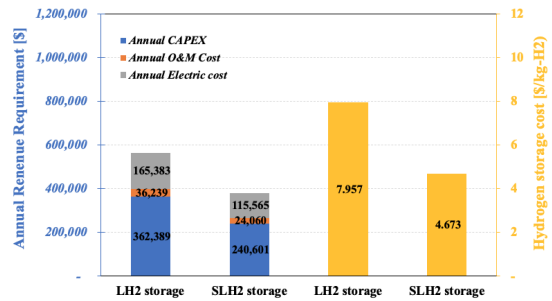


Fig. 6. Comparison result on annual revenue requirement and storage cost for each case

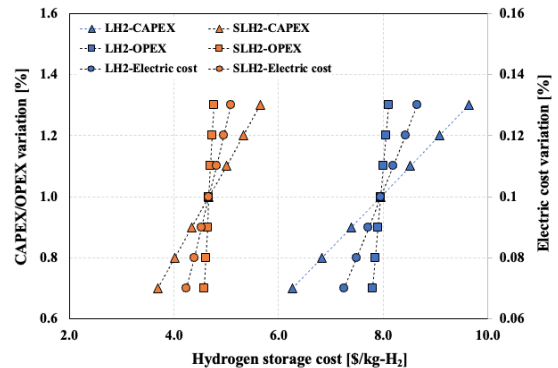


Fig. 7. Comparison result on hydrogen storage cost for CAPEX, OPEX and electric cost variation

4. 결론

본 연구에서는 수소를 저비용/고밀도로 대용량/장주기 저장을 위한 방안으로 액체/고체기반 slush 수소 형태의 저장을 제안하였고, 타당성을 평가하기 위하여 동일한 ZBO 달성을 위한 액체수소 저장 설비 및 재액화 설비에 소요되는 에너지를 비교하고 이들의 비용을 분석하였다.

1) 액체/고체기반의 slush 수소는 고체가 가지는 융해열(heat of fusion)을 통해 침투되는 열을 흡수하여 증발가스를 억제하고 ZBO를 달성할 수 있을 것으로 평가되고 있다.

2) 액체/고체기반의 slush 수소로 전환은 액화 에너지 대비 1.8% 수준밖에 소요되지 않아 단위 에너지 소비량(kWh/kg-H₂)은 상대적으로 적고, 병커링 초기에 전체 유량의 50%를 전환하는 데 소요되는 에너지는 동일한 ZBO를 달성하는 기간 동안 소요되는 재액화 에너지 대비 25.3% 적은 에너지가 소요되는 것으로 확인되었다.

3) 액체/고체기반 slush 수소 저장에 소요되는 시설투자비용과 유지보수 비용 그리고 전기 비용이 기존 액체수소저장에 소요되는 비용에 비해서 약 32.5% 절감될 수 있으며 이로 인해서 단위저장비용 (\$/kg-H₂)은 약 41.7% 절감 가능하다.

4) 시설투자비 계상기준의 불확실성으로 인한 오차를 최소화하기 위해서 민감도 분석을 수행하였으며, 현재 slush 수소를 제조하기 위한 설비가 현재 기준보다 높은 시설투자비가 반영된다고 하여도 slush 수소의 저장은 액체수소 저장에 비해 경제성 확보가 가능하다.

후 기

본 연구는 국토교통부/국토교통과학기술진흥원의 지원으로 수행되었다(과제번호 22CTAP-C163636-01).

References

1. IPCC, "Climate change 2021: the physical science basis", IPCC Sixth Assessment Report, 2021. Retrieved from <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>.
2. European Environment Agency (EEA), "Observed trends in total greenhouse gas concentration levels between 1860 and 2018, considering all greenhouse gases and other forcing agents (including aerosols)", EEA, 2021. Retrieved from https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/observed-trends-in-total-global-8#tab-googlechartid_chart_11.
3. M. Gardiner, "Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs", DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record, 2009. Retrieved from https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf.
4. S. H. Park, J. K. Ahn, J. Y. Ryu, and A. R. Ko, "Performance evaluation and optimization of hydrogen liquefaction process using the liquid air for pre-cooling", Trans Korean Hydrogen New Energy Soc, Vol. 30, No. 6, 2019, pp. 490-498, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2019.30.6.490>.
5. S. M. Aceves, F. E. Loza, E. L. Orozco, T. O. Ross, A. H. Weisberg, T. C. Brunner, and O. Kircher, "High-density automotive hydrogen storage with cryogenic capable pressure vessels", Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 35, No. 3, 2010, pp. 1219-1226, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.11.069>.
6. I. K. Jung and B. H. Kang, "Thermal analysis of a liquid hydrogen vessel with multi-layer-insulation and vapor-cooled shield", Trans Korean Hydrogen New Energy Soc, Vol. 16, No. 3, 2005, pp. 284-289. Retrieved from <https://www.koreascience.or.kr/article/JAKO200521036737858.page>.
7. M. Aziz, "Liquid hydrogen: a review on liquefaction, storage, transportation, and safety", Energies, Vol. 14, No. 18, 2021, pp. 5917, doi: <https://doi.org/10.3390/en14185917>.
8. T. Jin, Y. J. Li, Z. B. Liang, Y. Q. Lan, G. Lei, and X. Gao, "Numerical prediction of flow characteristics of slush hydrogen in a horizontal pipe", Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 42, No. 6, 2017, pp. 3778-3789, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.09.054>.
9. B. Kim, D. Kwon, and S. Jeong, "Temperature distribution of long-length high temperature superconducting cable cooled by slush-nitrogen", Cryogenics, Vol. 124, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.cryogenics.2021.103369>.
10. Y. Li, T. Jin, S. Wu, J. Wei, J. Xia, and T. G. Karayiannis, "Heat transfer performance of slush nitrogen in a horizontal circular pipe", Thermal Science and Engineering Progress, Vol. 8, 2018, pp. 66-77, doi: <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2018.08.001>.
11. R. F. Dwyer, G. A. Cook, and D. H. Stellrecht, "Laboratory production of fluid hydrogen slush", Ind. Eng. Chem. Prod.

- Res. Dev., Vol. 3, No. 4, 1964, pp. 316-320, doi: <https://doi.org/10.1021/i360012a015>.
12. R. O. Voth, "Producing liquid-solid mixtures of hydrogen using an auger", NBSIR 78-875, 1978. Retrieved from <https://www.govinfo.gov/content/pkg/GOVPUB-C13-62e13fd5155dd401e4978eda74dca0a3/pdf/GOVPUB-C13-62e13fd5155dd401e4978eda74dca0a3.pdf>.
 13. D. E. Daney, V. D. Arp, and R. O. Voth, "Hydrogen slush production with a large auger", *Advances in Cryogenic Engineering*, Vol. 35, 1990, pp. 1767-1776. Retrieved from https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-1-4613-0639-9_208.
 14. A. M. Swanger, W. U. Notardonato, J. E. Fesmire, K. M. Jumper, W. L. Johnson, and T. M. Tomsik, "Large scale production of densified hydrogen to the triple point and below", *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.*, Vol. 278, 2017, pp. 8, doi: <https://doi.org/10.1088/1757-899X/278/1/012013>.
 15. W. U. Notardonato, A. M. Swanger, J. E. Fesmire, K. M. Jumper, W. L. Johnson, and T. M. Tomsik, "Final test results for the ground operations demonstration unit for liquid hydrogen", *Cryogenics*, Vol. 88, 2017, pp. 147-155, doi: <https://doi.org/10.1016/j.cryogenics.2017.10.008>.
 16. C. H. Lee, J. Y. Ryu, G. Sohn, and S. H. Park, "Technical review on liquid/solid (slush) hydrogen production unit for long-term and bulk storage", *Trans Korean Hydrogen New Energy Soc*, Vol. 32, No. 6, 2021, pp. 565-572, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2021.32.6.565>.
 17. M. Hurskainen, "Liquid organic hydrogen carriers (LOHC): concept evaluation and techno-economics", VTT Technical Research Centre of Finland, VTT Research Report No. VTT-R-00057-19, 2019. Retrieved from <https://cris.vtt.fi/en/publications/liquid-organic-hydrogen-carriers-lohc-concept-evaluation-and-tech>.
 18. D. Hart, J. Howes, P. E. Dodds, N. Hughes, B. Fais, N. Sabio, and M. Crowther, "Scenarios for deployment of hydrogen in contributing to meeting carbon budgets and the 2050 target", *Committee on Climate Change Final Report*, 2015. Retrieved from <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2015/11/E4tech-for-CCC-Scenarios-for-deployment-of-hydrogen-in-contributing-to-meeting-carbon-budgets.pdf>.
 19. E. Connelly, M. Penev, A. Elgowainy, and C. Hunter, "Current status of hydrogen liquefaction costs", *DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record*, 2019. Retrieved from https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/19001_hydrogen_liquefaction_costs.pdf.