

# 해외 도입 그린수소의 가치사슬 단계별 비용 분석

한국에너지공과대학교 박계현 [hyungye3200@gmail.com](mailto:hyungye3200@gmail.com)

사단법인 넥스트 김승완 [swakim2050@nextgroup.or.kr](mailto:swakim2050@nextgroup.or.kr)

## HIGHLIGHTS

- 본 이슈페이퍼는 호주에서 수소를 들여올 때 드는 비용을 가치사슬별로 분석했다. 전체 가치사슬은 ‘변환-해상운송-저장-재변환-내륙운송’으로 구분되는데, 시나리오를 설정해 각 단계별 비용분석을 수행해 암모니아 및 액화수소 형태의 그린수소 도입비용을 추정하였다.
- 분석 결과, 현재기술 수준에서 암모니아 도입비용(USD 2.80~7.61/kgH<sub>2</sub>)은 액화수소를 도입할 때의 비용(USD 5.27~9.41/kgH<sub>2</sub>)보다 저렴한 것으로 나타났다. 특히, 암모니아를 수요처까지 LNG (액화천연가스) 추진선박과 전기차로 운송하는 경로가 가장 경제적임을(2030 년 기준: USD 4.30/kgH<sub>2</sub>, 2040 년 기준: USD 3.24/kgH<sub>2</sub>) 확인할 수 있었다.
  - ✓ 액화수소 대비 높은 밀도를 가지는 암모니아는 동일 용기에 약 1.8 배의 더 많은 수소를 저장할 수 있고, 낮은 기화율(Boil-off Rate)을 가져 운송 및 저장 단계에서의 손실이 더 적다.
  - ✓ 재변환 단계에서는 암모니아의 크래킹 비용이 액화수소의 기화보다 약 8.7 배 비싸며, 이는 액화수소의 기화보다 암모니아의 분해 공정에서 더 많은 에너지를 필요로 하기 때문임을 확인하였다.
  - ✓ 한편, 해상운송 시 무탄소 추진선박인 암모니아 추진선박을 활용하는 것은 LNG 추진선박을 이용하는 것에 비해 아직은 가격-경쟁력을 확보하는 것이 어려움을 확인할 수 있었다.
  - ✓ 국내 내륙운송 부문에서는 이미 전기차(BEV)를 이용한 수소 운송이 내연기관차량(ICEV) 보다 저렴한 것이 확인되었다.
- 위 결과들을 바탕으로 해외 그린수소의 도입과정에서 발생할 수 있는 비용 및 배출량을 줄일 수 있는 방안들로 다음과 같은 내용들을 제안하였다: (1) 암모니아 크래킹 기술 투자 확대를 통한 에너지 효율 개선, (2) 저장설비의 대형화 및 BOR 개선 R&D 투자 확대 필요, (3) 수소의 해상 및 육상운송 단계에서 발생하는 배출량에 대한 탄소가격 내재화 방안

## KEY WORDS

그린수소, 해외수소 도입과정 분석, 청정 운송수단, 탄소가격, 저비용·저탄소 수소경제 활성화

## 1. 분석 배경 및 목적

- 탄소중립을 위한 미래의 주요 에너지 저장 및 운송 수단으로 그린수소의 역할이 부각되고 있다 (Hassan et al., 2024). 특히, 그린수소는 탈탄소화가 어려운 산업부문에서 연료나 원료의 대체 수단으로 활용할 수 있는 장점을 가진다 (Eicke et al., 2022).
- 에너지 집약 산업의 온실가스를 줄이기 위해 한국은 대량의 그린수소 수요가 필요할 것으로 예상되지만, 그린수소 생산 잠재량이 타 국가보다 부족하다. IRENA(2022b)에 따르면, 호주는 연간 520EJ~598EJ, 미국은 연간 213EJ~385EJ 의 그린수소 생산 잠재량을 보유한 것으로 추정한다.<sup>1</sup> 반면, 한국은 최대 0.2EJ, 독일은 최대 4.3EJ 의 연간 생산 잠재량이 제시된다. 이를 통해 국가별 그린수소 생산여건의 격차가 상당하며, 미국과 호주와 같은 몇몇 국가들의 그린수소 생산여건은 한국보다 우수한 것을 확인할 수 있다.
- 이런 이유로 인해 한국은 대표적인 수소 수입국으로 분류된다(IRENA, 2022a). 산업통상자원부의 제 1 차 수소경제 이행 기본계획(2021)을 보면 해외 그린수소를 도입하기 위한 상대국으로 호주, 칠레, 사우디아라비아를 고려하고 있다. 나열된 국가 중 본 이슈페이퍼는 한국과 운송거리가 가장 짧은 호주를 분석 대상 국가로 한정하였다<sup>2</sup>.
- 본 이슈페이퍼에서는 해외 그린수소 도입비용의 가치사슬 단위 분석 모델을 자체 개발하여 활용하였고, 전환부문의 탄소 배출감축과 불확실한 파라미터에 대한 가정을 바탕으로 설정된 기술혁신 시나리오를 고려하여 호주에서 한국까지의 총 60 개의 해외수소 도입방식 조합별 비용 및 배출량을 분석하였다. 이를 통해, (1) 가장 경제적인 해외수소 도입방식을 식별하고, (2) 저탄소·저비용 수소경제 활성화를 위한 기술 개발 방향성을 파악하는 것을 목표로 설정하였다. 또한, 그린수소의 도입과정에서 발생하는 배출량을 줄일 수 있는 수단인 저탄소 및 무탄소 운송수단을 중점으로 하여 (3) 이들 청정 운송수단<sup>3</sup>들이 기존 수단들 대비 가격-경쟁력을 확보할 수 있는 탄소가격의 수준을 도출하고자 하였다.

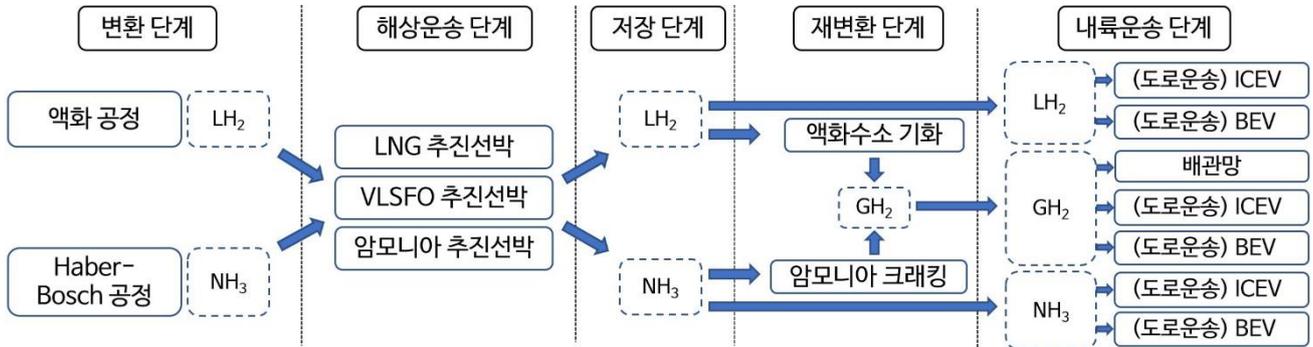
<sup>1</sup> 해당 문헌은 USD 4/kgH<sub>2</sub> 이하의 그린수소 생산 잠재량 전망을 제시하고 있다.

<sup>2</sup> Maritime Optima. (2021). *Shiparlas* [accessed on June 05, 2024] <https://app.maritimeoptima.com/>

<sup>3</sup> 본 분석에서 해당 표현은 무탄소 및 저탄소 운송수단을 포괄하여 지칭한다. 무탄소 운송수단으로 해상운송 단계의 암모니아 추진선박을 채택하였고, 저탄소 운송수단으로 도로운송 단계의 전기차(Battery Electric Vehicle, BEV)를 가정하였다.

## 2. 해외 청정수소 도입모델: 방법론 및 시나리오 설정

그림 1. 해외수소 도입과정 분석 모델 모식도



주 1. BEV(Battery Electricity Vehicle)는 전기차를 의미하고, ICEV(Internal Combustion Engine Vehicle)는 내연기관엔진을 사용하는 차량(내연기관차량)을 의미한다. 해상운송 단계의 VLSFO(Very Low Sulphur Fuel Oil)는 저유황연료를 의미한다.

주 2. 실선은 공정 및 운송수단을 의미하며, 파선은 해당 공정 및 운송수단의 입력 혹은 결과로 도출된 수소 운반체를 나타낸다.

- 그림 1 은 본 분석의 해외수소 도입과정<sup>4</sup>과 각 단계별 운송수단 및 수소 운반체의 형태를 종합적으로 제시한다. 본 이슈페이퍼에서는 해상운송 단계의 수소 운반체로 액화수소(LH<sub>2</sub>)와 암모니아(NH<sub>3</sub>)를 한정하여 분석하였다<sup>5</sup>. 에너지 밀도가 낮은 기체형태의 수소는 선박의 제한된 저장공간에 담아 장거리 수송하기엔 비효율적이라고 알려져 있다(IEA, 2019). 따라서, 장거리 해상운송에는 기체수소가 아닌 더 높은 에너지 밀도를 가지는 수소 운반체(e.g., 액화수소)를 활용할 것으로 예상된다(Mazloomi. & Gomes., 2012). 이번 분석에서 고려한 가치사슬별 기술적 특징과 가정은 다음과 같다.

- ✓ (변환) 본 이슈페이퍼의 수소는 호주의 태양광 발전원에서 생산된 전력으로 물을 전기분해해 생산한다. 이때의 수소 생산 단가를 표 1 에 기재하였다. 생산된 수소는 “변환 단계”를 통해 기체 형태에서 수소 운반체로 변환된다. 액화(Liquefaction) 공정은 기체수소를 액화수소로 변환하며, Haber-Bosch (HB) 공정은 기체수소를 암모니아로 변환하는 공정이다. 해당 설비는 호주 태양광 발전원에서 생산된 전력을 직접 사용한다고 가정했다. 전력가격으로는 호주의 유틸리티급 태양광 발전원의 균등화발전원가인 USD 0.051/kWh 를 적용하였고(Graham et al., 2022), 태양광의 발전전력을 사용한다는 가정에 따라 변환 단계의 설비에서는 탄소가 배출되지 않는다고 가정했다.

<sup>4</sup> 본 분석의 해외수소 도입과정은 변환(Hydrogenation), 해상운송(Shipping), 저장(Port), 재변환(Dehydrogenation), 내륙운송(Distribution) 총 5 단계로 구성된다.

<sup>5</sup> Rao, P. C., & Yoon, M. (2020)에서 액상유기수소운반체는 촉매선정 및 위험성 평가 방안이 부재하다는 이유로 당장의 실현가능성이 낮지만, 시설설비들을 충분히 활용할 수 있다는 특징을 제시한다. 하지만, 임의의 촉매 선정 채택에 의한 불확실성 및 관련 기술들에 대한 파라미터의 부재로 인해 본 이슈브리프의 분석 대상에서는 제외하였다. 액상유기수소운반체가 포함될 경우, 본 분석의 결과가 달라질 수 있기 때문에, 추후 데이터들이 확보될 경우 이를 포함한 분석을 수행할 예정이다.

표 1. 호주의 재생에너지 기반 수소 생산단가<sup>6</sup>

연도	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
가격	5.493	4.916	4.421	4.043	3.718	3.478	3.320	3.217	3.121
연도	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
가격	3.018	2.902	2.781	2.643	2.548	2.473	2.415	2.366	2.322
연도	2043	2044	2045						
가격	2.279	2.234	2.204						

주 1. 2025년부터 2045년까지 계산된 데이터를 가지고 있으며, 본 분석에서 사용한 환율(대미달러)을 통해 환산한 수치이다.

주 2. 단위는 USD /kgH<sub>2</sub>이다.

- ✓ **(해상운송)** 수소 운반체를 해상운송 수단으로 운송하는 단계를 의미한다. 본 분석에서는 LNG 추진선박, VLSFO 추진선박, 암모니아 추진선박을 해상운송 수단으로 고려하였다. 특히, 암모니아 추진선박을 무탄소 추진선박으로 가정하여 분석을 진행하였다. 또한, 해상운송 부문에서의 온실가스 배출규제 강화를 반영하여 중유(Heavy Fuel Oil) 추진선박은 제외하였다. 해상운송 단계의 핵심 가정은 저장탱크의 BOR(Boil-off Rate)<sup>7</sup>을 고려하여 BOG (Boil-off Gas)<sup>8</sup> 발생량을 손실로 반영한 점이다. 저장탱크 내 BOG는 빈 공간을 채워 저장용기의 압력을 증가시킨다. 이는 사업자의 손실뿐만 아니라 일정 기준의 압력을 초과할 경우 저장용기의 폭발을 초래할 수 있다. 이를 방지하기 위해 국내 저장용기<sup>9</sup>들은 안전밸브가 버틸 수 있는 압력에 도달하기까지 최소 20 일 이상을 버틸 수 있도록 설계된다(산업통상자원부 고시, 2016 시행). 본 분석에서는 이 기간을 저장용기 압력유지기간으로 설정하였다. 이 기간을 초과하면 관련 사업자는 BOG 발생량을 이전의 상태로 되돌리기 위한 Re-hydrogenation(재액화 및 재암모니아화) 설비 설치를 고려해야 한다. 하지만, 본 분석의 편도 해상운송 시간은 약 7~8 일(정박시간 제외)로 압력유지기간을 초과하지 않기 때문에 해상운송 중 재액화와 재암모니아화는 고려하지 않았다. BOG 발생량은 모두 손실로 가정하였다.
- ✓ **(저장)** 해상운송으로 도입된 수소 운반체를 국내 항구에서 저장하는 비용을 의미한다. 해상운송 단계와 동일한 BOR 과 압력유지기간을 가정하였다. 하지만, 해상운송 단계와 달리, 저장기간은 압력유지기간을 초과할 수 있어 BOG에 대한 재액화와 재암모니아화를 고려하였다. 여기에 소모되는 에너지가 저장 단계의

<sup>6</sup> 본 분석에서는 사단법인 넥스트가 호주 Swinburne University of Technology와의 교류를 통해 확보한 호주의 자체 그린수소 생산비용을 활용하였다. 해당 데이터는 호주의 Port Headland에서의 태양광 및 풍력을 이용한 그린수소 생산비용 추정 데이터로 상세한 수치를 제시하였다. 표 1에 나타나 있지 않은 2025년 이전의 생산비용은 2025년 값과, 2046년 이후의 생산비용은 2045년 값과 같다고 가정하였다. 수소의 생산비용은 수소의 생산단가 자체로서 활용할 수 있을 뿐만 아니라, 해상운송 단계의 암모니아 추진선박의 연료가격을 계산하는 단계에서도 활용되었다.

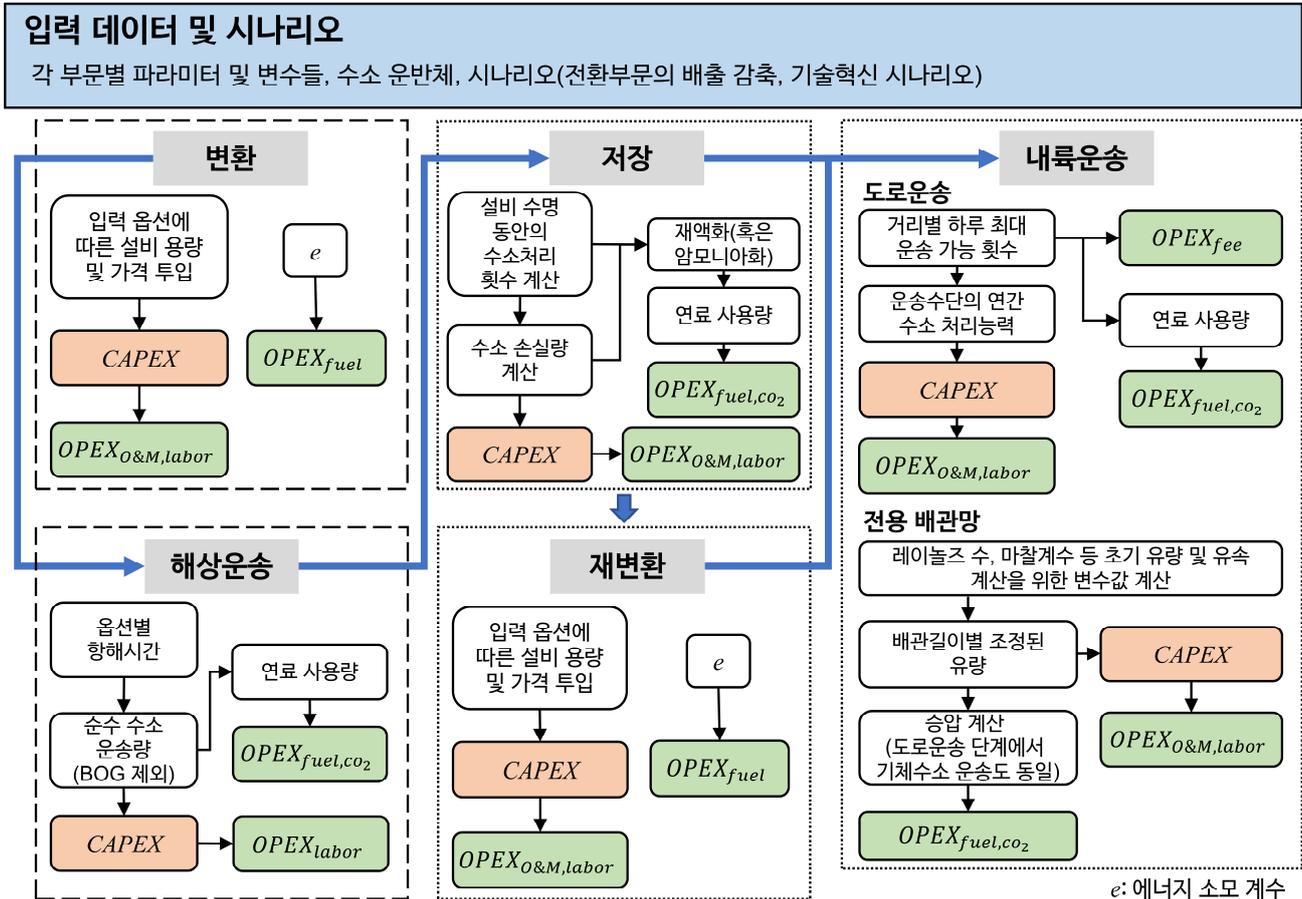
<sup>7</sup> BOG의 발생 비율을 의미한다.

<sup>8</sup> 저장탱크에 보관된 저온 혹은 초저온 상태의 액체들이 외부 열유입에 의해 증발되어 발생한 가스를 의미한다.

<sup>9</sup> 액화수소 저장탱크의 압력유지기간에 대한 기준은 마련되어 있지 않다. 따라서, 본 이슈페이퍼에서는 약 -253°C로 유지되는 액화수소와 유사한 초저온 상태에서 저장 및 운송되는 LNG(약 -163°C) 저장탱크의 설계기준을 준용하였다.

에너지 사용량을 결정한다. 총 비용 분석에서 사용하는 기준 저장일은 한국석유공사(2022)의 비축유 긴급대여<sup>10</sup> 기간인 60 일로 가정하였다.

그림 2. 해외수소 도입 모델 개략도 및 수소의 흐름



주 1. 해외에서 수행되는 단계는 변환 및 해상운송 단계이며, 국내에서 수행되는 단계는 저장, 재변환, 내륙운송 단계이다.

주 2. 화살표는 수소의 흐름을 의미하며, 특정 경로들은 재변환 단계를 수행하지 않고 내륙운송으로 넘어간다.

- ✓ **(재변환)** 수소 수요지로 운송하기 전, 수요지의 필요에 따라 저장된 암모니아 및 액화수소의 형태를 변환해주는 단계이다. 암모니아를 기체수소로 분해하는 암모니아 크래킹(Cracking) 공정과 액화수소의 기화(Gasification) 공정이 있다. 두 공정의 결과로 압력 2.5bar의 기체수소가 생성된다고 가정했다.
- ✓ **(내륙운송)** 운송수단은 크게 차량을 이용한 도로운송과 배관망을 이용한 운송으로 구분하였다. 본 분석에서 도로운송은 기체수소, 액화수소, 암모니아를 모두 운송하지만, 배관망은 기체수소만을 운송한다. 기체수소 운송경로에는 기체수소를 운송수단별로 2.5bar에서 700bar(도로운송용) 및 68.6bar(배관망용)로

<sup>10</sup> 긴급대여라 하면, 예측하지 못한 사유(e.g., 천재지변, 전쟁, 사고 등)로 인해 석유 공급의 차질이 발생되었거나 발생이 예상된 경우에 비축유를 대여해주는 것을 의미하며, 이는 석유 공급 및 가격 안정에 기여하기 위해 도입되었다.

승압하는 공정이 포함된다. 본 분석에서는 배관망을 이용한 운송 시 수소 100% 전용 배관망을 가정하였다. 또한, 총 비용분석에서 사용한 기준 운송거리는 국가계획 기반의 수소 터미널 예상지들을 기준으로 국내 면적의 대부분을 포괄할 수 있는 운송거리인 160km 를 기준 운송거리로 설정하였다(Appendix A).

- 그림 2 는 해외수소 도입비용 분석 모델의 개략적인 전체 방법론과 가치사슬에 따른 수소의 흐름을 보여준다. 각 단계들은 설비의 처리능력<sup>11</sup>을 바탕으로 자본지출(Capital Expenditure, CAPEX) 및 운영지출(Operational Expenditure, OPEX) 비용을 계산한다<sup>12</sup>. 상세한 방법론은 Appendix C에서 제시한다.

표 2. 연도별 전환부문의 온실가스 배출량 추이

구분	단위	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
전환부문 배출량	M-t CO <sub>2</sub> eq	218.1	178.4	145.9	109.4	73.0	36.5	0

주 1. 전환부문의 탄소감축 시나리오는 전환부문의 온실가스 배출관련 계수와 함께 사용된다.

주 2. 배경색이 부여된 값들은 정책적으로 명시된 값들이다.

- 본 이슈페이퍼에서는 전환부문의 배출감축 및 기술혁신 시나리오를 반영하였다. 전환부문의 배출감축 시나리오는 정부의 탄소중립 정책에 따라 전환부문 배출량 줄어든다고 가정했다. 이는 표 2 의 온실가스 배출량과 국내 전환부문 배출계수(표 9)를 활용하여 수립하였다. 해당 시나리오는 전력을 이용하는 국내의 모든 단계에 적용된다. 기술혁신 시나리오는 수소 관련 국내 기술개발 계획을 중심으로 국내외 연구 및 유사 기술의 사례들을 참고해 설정했다. 이를 통해 수소 관련 기술이 국가 목표 수준(진보된 기술 시나리오)에 도달하거나 현실적인 수준(현재기술 시나리오)에 머물 때 각각 수소 도입비용과 배출량이 어떻게 변하는지 확인하고자 했다.
  - ✓ (전환부문 배출감축 시나리오) 2020 년의 값은 환경부(2022.10)의 온실가스 배출량 확정치고, 2030 년의 값은 “제 1 차 탄소중립 녹색성장 기본계획”에 기재된 배출량 목표치다. 2050 년에는 탄소중립 목표에 따라 전환부문 배출량을 0 으로 잡았다. 이 값들을 활용하여 그 사이의 연도들은 선형 보간을 통해 추정하였고, 그 결과가 표 2 에 나와있다. 최종적으로, 전환부문 배출감축 시나리오는 표의 2020 년 값을 기준으로 각 연도의 값들을 비율화하여 활용한다.
  - ✓ (기술혁신 시나리오) 해외수소 도입과정의 단계별 기술을 “현재기술 수준”과 “진보된 기술 수준”으로 구분하였다. 진보된 기술은 설비의 대형화를 의미하며, 이미 기술의 발전 정도가 충분히 높은 것으로 추정되는 특정 공정은 현재기술과 진보된 기술 수준을 동일하게 설정하였다.

<sup>11</sup> 각 단계의 설비들이 연간 혹은 수소가 운송되는 단일 횟수에 대해 수소를 저장 및 운송할 수 있는 능력을 의미한다.

<sup>12</sup> 본 분석의 운영지출비용에는 연료비용, 탄소비용, 인건비가 포함된다.

표 3. 기술혁신 시나리오 데이터 표

단계 및 공정 구분	시나리오 구분		단위	설명	출처
	현재기술	진보된 기술			
변환 단계: HB 공정	430		kNH <sub>3</sub> /year	수소 처리능력	Campion et al. (2023)
	4,966.8		USD/cap*	설비단가	
	0.38		kWh/kgNH <sub>3</sub>	전기 소비 계수	
변환 단계: 액화 공정	0.5	5	TPD(Ton per day)	설비규모	수소경제위원회(2022a)
	3,302,843	20,839,528	USD	설비가격	U.S. DOE(2022)
	14.3	11.4	kWh/kgH <sub>2</sub>	전기 소비 계수	국토교통부(2019)
해상운송 단계	75,000	210,000	m <sup>3</sup>	적재부피	MAN Diesel & Turbo(2013)
	14,200	39,300	kW	엔진출력	
	32.41	37.04	km/h	평균 항해속도	Fikri et al. (2018)
	141.3	220.4	M USD	LNG 운반선가	
	71.9	141.2	M USD	LPG 운반선가	
저장 단계	1,250	40,000	m <sup>3</sup>	설비규모	KHI(2023), Ohashi(2023)
	5,454.9	3,608.2	USD/m <sup>3</sup>	설비단가	한국개발연구원(2010), 한국신용평가(2022)
재변환 단계: 크래킹 공정	2	40	TPD	설비규모	수소경제위원회(2022a)
	435.5	411.2	kUSD/TPD	설비단가	Papadias et al. (2019)
	27.9		MJ/kgH <sub>2</sub>	전기 소비 계수	Jackson et al. (2019)
6.1		MJ/kgH <sub>2</sub>	열 소비 계수		
재변환 단계: 기화 공정	1		TPD	설비규모	Reu ß et al. (2017)
	7,109.0		USD	설비가격	
	0.6		kWh/kgH <sub>2</sub>	전기 소비 계수	
내륙운송 단계: 도로운송	300	1,100	kgH <sub>2</sub>	수소 적재량	수소경제위원회(2022a)
	1,000	3,000	kgH <sub>2</sub>		
	1,699.9	5,099.7	kgH <sub>2</sub>		
	89,027.9		USD	차량 가격 (주 2)	충청남도청(2021)
	235,193.0		USD		
	153,544.3		USD		
	145,197.3		USD		
	383,581.0		USD		
250,418.4		USD	박지영 et al. (2020)		

주 1: cap은 kg-NH<sub>3</sub> hour<sup>-1</sup>를 의미한다.

주 2: 참고문헌 상 BEV 및 ICEV 트럭 가격을 비교하여, BEV 차량 가격을 ICEV 차량 가격보다 약 1.63 배 높게 설정하였다.

주 3: 크래킹 공정은 국가의 기술 개발 목표가 존재하지만, 에너지 소비 계수를 뒷받침할 연구자료의 부재로 동일하게 설정하였다.

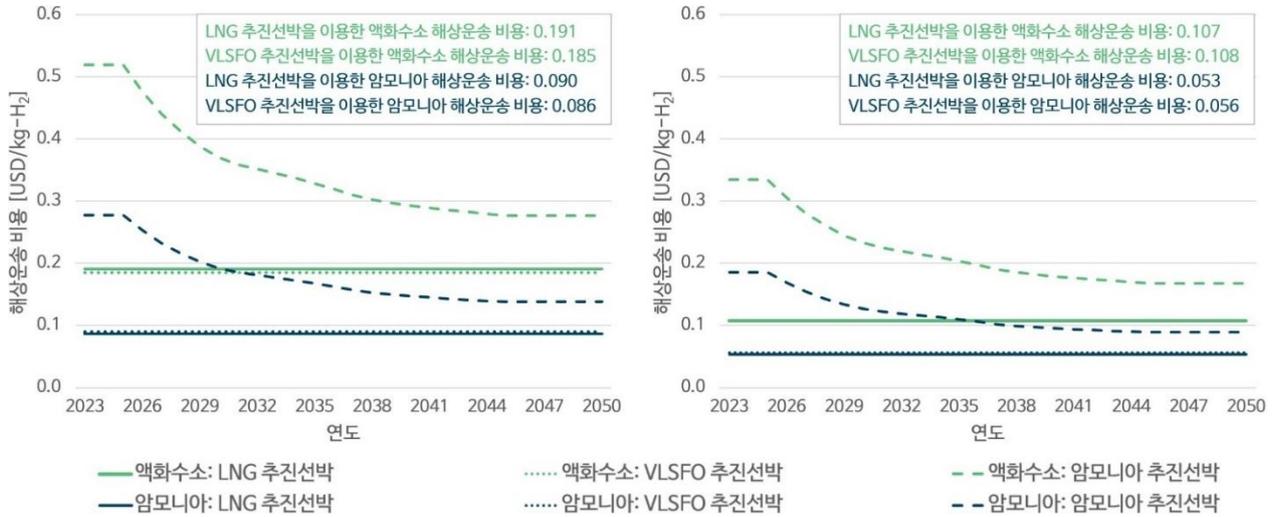
### 3. 가치사슬 단계별 비용 및 배출량 분석 결과

- 본 장에서는 해외수소 도입 가치사슬별 분석 모델을 활용하여 각 단계에서 발생하는 비용과 배출량 분석결과를 제시하려고 한다.
- **(변환-비용 및 배출량 관점)** HB 공정을 이용한 변환비용은 USD 0.26/kgH<sub>2</sub> 이며, 액화 공정을 이용한 변환비용은 현재기술 수준에서 USD 1.67/kgH<sub>2</sub>, 진보된 기술 수준에서 USD 1.18/kgH<sub>2</sub> 이다. 호주의 태양광 발전원을 기반으로 한 전력을 사용함을 가정하였기 때문에 해당 단계에서의 이산화탄소 배출량은 0 이다.
- **(해상운송-비용 관점)** 기술혁신 시나리오 중 진보된 기술 수준에 의한 선박의 대형화는 해상운송 비용을 최소 33%만큼 낮출 수 있다(그림 3). 이 시나리오와 전체 분석기간을 고려한 모든 경우에서 암모니아의 해상운송 비용은 USD 0.05~0.28/kgH<sub>2</sub> 로 USD 0.11~0.52/kgH<sub>2</sub> 인 액화수소의 해상운송 비용보다 저렴하다. 이는 암모니아(682kgH<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>)의 밀도가 액화수소(70.8kgH<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>)보다 높아, 동일 규모의 선박으로 더 많은 양의 수소를 운송할 수 있기 때문이다. 그리고, 모든 경우에서 **화석연료 추진선박을 이용한 수소의 운송이 무탄소 운송수단인 암모니아 추진선박을 이용하는 것보다 비용 면에서 더 저렴하다.** 화석연료 추진선박인 LNG 추진선박과 VLSFO 추진선박을 이용한 수소의 운송비용은 유사한 수준으로 계산된다.
  - ✓ 본 연구의 암모니아 추진선박의 선가는 LNG 추진선박의 약 90% 수준일 것으로 추정하였다<sup>13</sup>. 암모니아 추진선박은 LNG 추진선박보다 약 2.7 배 높은 연료소모량과 최소 1.5 배<sup>14</sup> 높은 연료단가를 가진다. 이로 인해 암모니아 추진선박의 해상운송 비용 중 연료비용은 최소 73.7%로 비목 중 가장 높은 비중을 보이며, 연료비용 자체는 LNG 추진선박 대비 최소 2.1 배 높다. 즉, 연료 사용에 의한 비용은 무탄소 추진선박을 이용한 수소 운송의 가격 경쟁력을 확보하는 데 어려움을 주는 주된 요인임을 확인할 수 있다.
  - ✓ VLSFO 추진선박의 선가는 LNG 추진선박의 약 70% 수준이지만, 연료소모량이 LNG 추진선박보다 약 19% 많아 수소 운송비용은 비슷하다. 하지만, VLSFO 추진선박이 LNG 추진선박보다 약 13% 높은 연료당 배출량을 보유하고 있음을 간과해선 안 된다.

<sup>13</sup> Lee, J., Choi, Y., & Choi, J. (2022)에서 LNG 추진선박의 연료공급 시스템(Fuel supply system, FSS)은 선가의 10~25%로 제시하며, 암모니아 추진선박의 FSS 가격은 LNG 추진선박의 50%로 나타낸다. 이를 통해, 암모니아 추진선박의 선가는 LNG 추진선박의 87.5 ~ 95.0%일 것임을 추정하였고, 이 범위에서 90%를 사용하였다.

<sup>14</sup> 본 분석에서 계산된 암모니아 연료가격은 USD 2.2 ~ 5.5/kgH<sub>2</sub>이며, LNG 연료단가는 USD 0.592/kgLNG이다. LNG의 저위발열량은 49.2MJ/kgLNG이며, 수소의 저위발열량은 120.1MJ/kgH<sub>2</sub>이다. 이를 이용하여 단위에너지당 가격을 계산하였다.

그림 3. 연도별 선박종류에 따른 해상운송 비용(좌: 현재 기술 수준, 우: 진보된 기술 수준)



- (해상운송-배출량 관점) 선박의 대형화는 해상운송 단계에서의 총 배출량을 최대 32%만큼 줄일 수 있다(표 4). 하지만, 대형 LNG 추진선박은 비교적 이산화탄소 배출이 적음에도 불구하고 2050년 기준 최대 6.28 백만톤의 이산화탄소를 배출할 수 있다. 2050년까지 화석연료 추진선박만을 이용하여 수소를 도입한다면 해당시기까지 대략 0.44 ~ 1.03억 톤의 이산화탄소가 배출될 수 있다.

표 4. 국내 해외수소 도입계획을 고려한 선종별 필요 선박 수 및 연간 이산화탄소 배출량

기술혁신 시나리오	수소 운반체	필요 선박 수 및 추진선박 종류	단위	연도					
				2025	2030	2035	2040	2045	2050
현재기술 수준	액화 수소	선박 수	척	14	28	52	96	176	326
		LNG	M-tCO <sub>2</sub>	0.39	0.78	1.46	2.69	4.93	9.14
		VLSFO	M-tCO <sub>2</sub>	0.53	1.06	1.97	3.64	6.66	12.35
	암모니아	선박 수	척	9	17	30	55	102	188
		LNG	M-tCO <sub>2</sub>	0.25	0.48	0.84	1.54	2.86	5.27
		VLSFO	M-tCO <sub>2</sub>	0.34	0.64	1.14	2.08	3.86	7.12
진보된 기술 수준	액화 수소	선박 수	척	5	9	17	31	56	103
		LNG	M-tCO <sub>2</sub>	0.31	0.55	1.04	1.89	3.42	6.28
		VLSFO	M-tCO <sub>2</sub>	0.41	0.74	1.40	2.56	4.62	8.49
	암모니아	선박 수	척	3	6	10	18	33	60
		LNG	M-tCO <sub>2</sub>	0.18	0.37	0.61	1.10	2.01	3.66
		VLSFO	M-tCO <sub>2</sub>	0.25	0.49	0.82	1.48	2.72	4.95

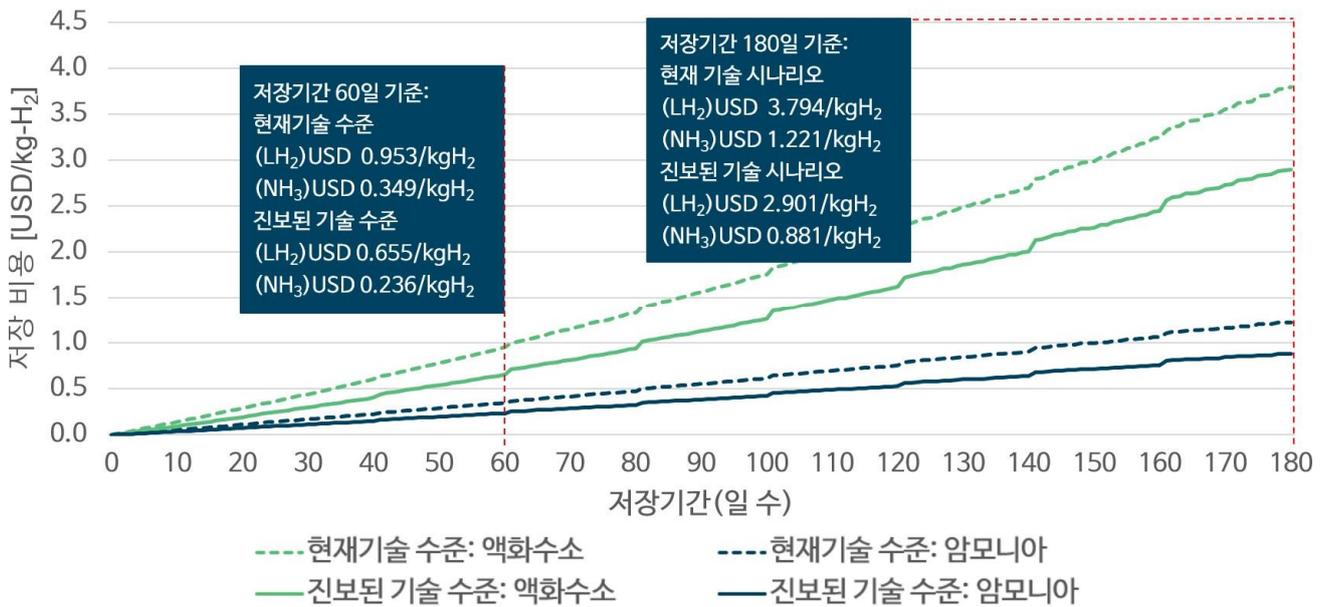
주 1. 필요 선박 수는 기술혁신 시나리오와 수소 운반체에 의해 달라지기 때문에 선종 변화의 영향을 받지 않는다.

주 2. 무탄소 추진선박인 설정된 암모니아 추진선박은 이산화탄소 배출량이 0이기 때문에 위 표에 포함되지 않는다.

주 3. 산업통상자원부의 제 1차 수소경제 이행 기본계획(2021)에 기재된 해외수소 도입 목표 사용(Appendix E)

- (저장-비용관점) 최대 180 일 동안 항구에서 수소 운반체를 저장하는 상황을 가정해 분석했다. 그 결과, 암모니아의 저장비용은 액화수소보다 최대 71.4%만큼 저렴하며, 기술혁신 시나리오에 의한 저장설비의 대형화는 저장비용을 현재 기술 수준 대비 최대 33.8%만큼 낮출 수 있음을 확인하였다. 이외에도 수소의 장기 저장은 개별 저장설비의 수소 처리능력<sup>15</sup>을 감소시켜 전반적인 수소 저장비용을 증가시킨다.
  - ✓ 저장기간의 장기화로 가장 영향을 많이 받는 비목은 연료비용이다(그림 5). 저장기간이 180 일(기준 저장일 대비 3 배 증가)이 되면 액화수소의 저장비용은 최대 4.4 배 증가하며, 연료비용은 USD 0.072/kgH<sub>2</sub> 에서 USD 1.153/kgH<sub>2</sub> 로 증가한다. 암모니아의 장기 저장비용도 기준 저장일 60 일 대비 최대 3.7 배 증가하며, 연료비용은 USD 0.013/kgH<sub>2</sub>에서 USD 0.214/kgH<sub>2</sub>로 증가하게 된다.

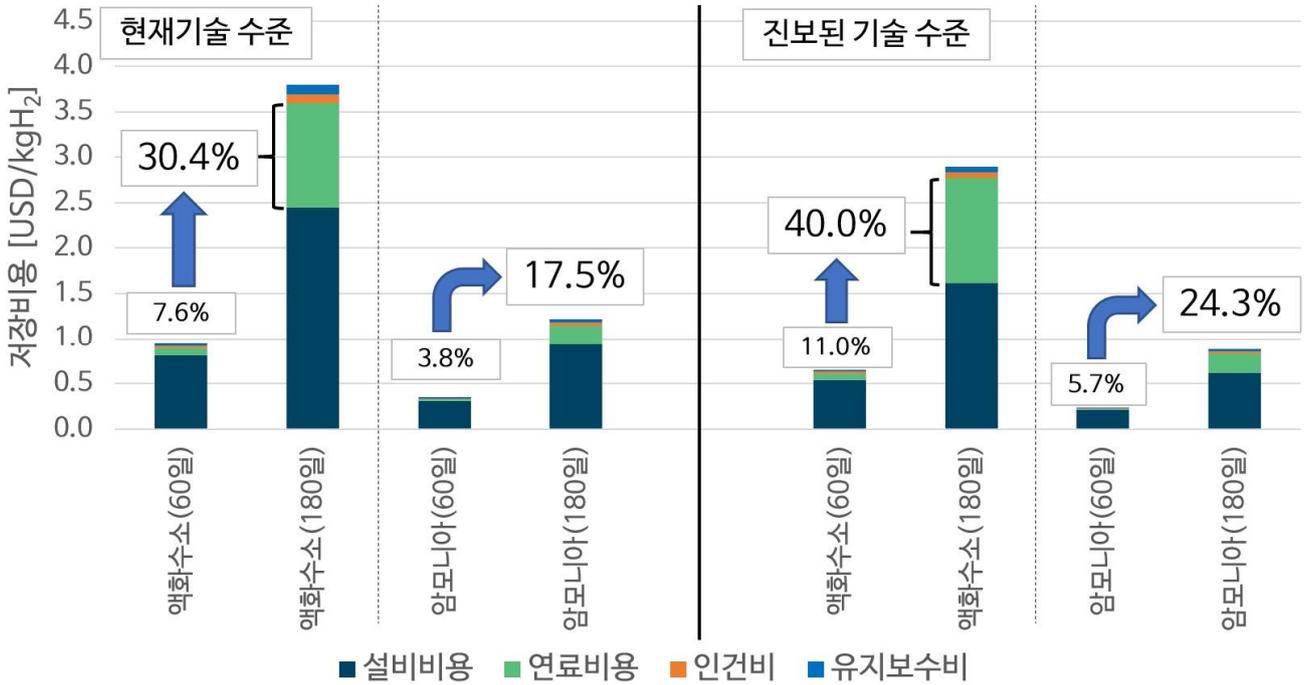
그림 4. 2030년 기준의 저장기간별 저장비용 및 단위 배출량



주 1. 그래프의 Step은 압력유지기간(20일)에 의해 발생된다. 해당 기간 내, BOG 발생량은 재액화(혹은 재암모니아화)된다. 예를 들어, 저장일이 22 일인 경우, 20 일에 대한 BOG 발생량은 다시 기존의 상태로 돌아가지만, 2 일치의 BOG 발생량은 버려진다고 가정하였다.

<sup>15</sup> 본 분석에서 수소 처리능력은 설비수명동안 처리할 수 있는 수소의 양을 의미한다. 처리능력의 감소는 저장설비의 수명동안 이용률을 낮추고, BOG의 재액화 및 재암모니아화에 의한 연료소모를 증가시켜 저장비용 뿐만 아니라 단위 배출량도 증가시킨다.

그림 5. 기술혁신 시나리오 별 저장기간에 따른 세부비용 변화(2030년 대상)



주 1. 별도 표기된 비율들은 “저장비용 중 연료비용의 비중”을 의미한다.

- (저장-배출량 관점) 표 5에서 보면, 수소는 저장기간이 60일에서 180일로 3배가 되면 배출량은 16배가 된다. 증가한다. 따라서 수소의 장기 저장은 저장 단계의 배출량을 급격히 증가시키는 주요 요인이다(표 5).

표 5. 2030년 기준 해외 도입수소의 저장 단계에서 발생 가능한 수소 운반체별 총 배출량 (현재기술 수준)

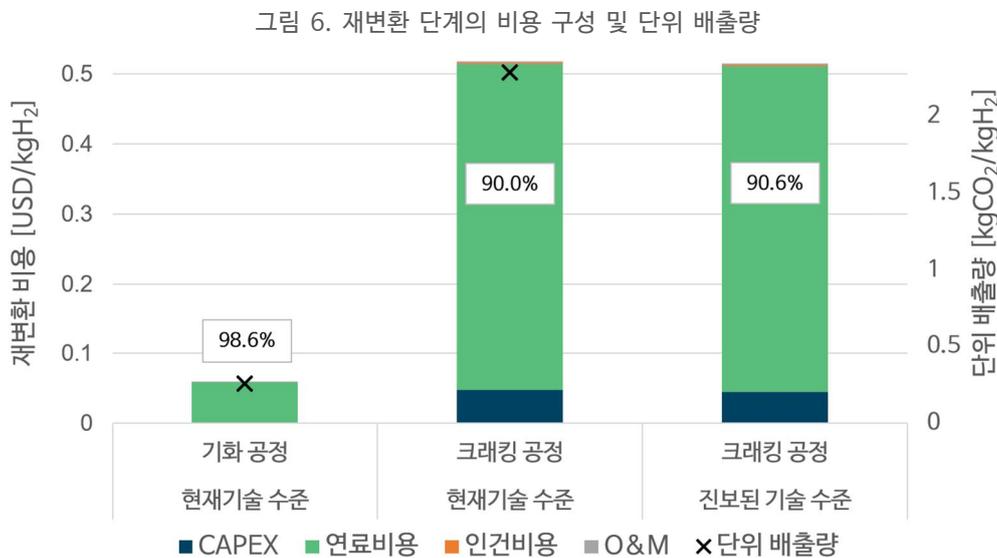
수소 운반체	단위	연도					
		2025	2030	2035	2040	2045	2050
저장기간: 60 일							
액화수소	M-tCO <sub>2</sub>	0.35	0.69	1.28	2.36	4.37	8.08
암모니아	M-tCO <sub>2</sub>	0.06	0.13	0.24	0.44	0.81	1.50
저장기간: 180 일							
액화수소	M-tCO <sub>2</sub>	5.53	11.06	20.45	37.82	69.92	129.26
암모니아	M-tCO <sub>2</sub>	1.02	2.05	3.79	7.01	12.95	23.94

주 1. 해상운송 단계와 동일한 해외수소 도입 계획을 기반으로 계산되었다(Appendix E).

주 2. 저장 단계의 배출량은 기술혁신 시나리오에 관계없이 유사하다. BOG 발생량의 재액화(혹은 재암모니아화)로 인해 에너지 사용량이 결정되는데, 설비의 저장용량 증가에 맞춰 BOG 발생량도 증가하기 때문이다.

주 3. 전환부문의 배출량 감축 시나리오는 적용되지 않은 결과이다.

- **(재변환 단계-비용 및 배출량 관점)** 재변환 비용에서 가장 큰 비중을 차지하는 것은 에너지 사용에 따른 연료비다. 현재기술 수준에서 암모니아 크래킹 비용은 USD 0.518/kgH<sub>2</sub> 로 USD 0.060/kgH<sub>2</sub> 인 액화수소 기화비용보다 비싸다(그림 6). 배출량 측면에서는 암모니아 크래킹 공정의 단위 배출량이 약 2.28kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>로 해외수소 도입과정 중에서 가장 많다(기화의 단위 배출량: 최대 0.25kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>).
- ✓ 기화 공정은 기술혁신 시나리오를 고려하지 않았다. 암모니아 크래킹 설비의 대형화를 고려하면, 기존 대비 약 0.6% 줄어든 USD 0.515/kgH<sub>2</sub> 의 비용이 산출된다. 이는 설비의 대형화로 설비단가가 하락하더라도 크래킹 비용 구성상 비용 감소에 거의 영향을 미치지 않기 때문이다.



주 1. 그림 내 비율은 연료비용의 비중을 의미하며, 기술혁신 시나리오에 따른 크래킹 공정의 단위 배출량은 동일하다.  
 주 2. 크래킹 공정은 암모니아의 분해를 위해 많은 에너지를 필요로 한다. 본 분석에서는 LNG와 전기를 에너지원으로 채택하였고, 이에 따라, 크래킹 공정의 에너지 소모 측면에서 전환부문의 배출감축 시나리오가 일부만 적용된다.

- **(내륙운송-비용관점)** 분석기간(2025~2050 년) 동안, 한국의 내륙운송 연료단가<sup>16</sup>를 고려했을 때, 내륙운송 비용이 가장 저렴한 수소 운반체는 암모니아이며 저렴한 운송수단은 BEV 이다<sup>17</sup>. 저장용기를 대형화(그림 7-진보된 기술 수준)하면 액화수소와 암모니아의 차량 운송비용을 현재기술의 1/3 수준으로 낮출 수 있다.

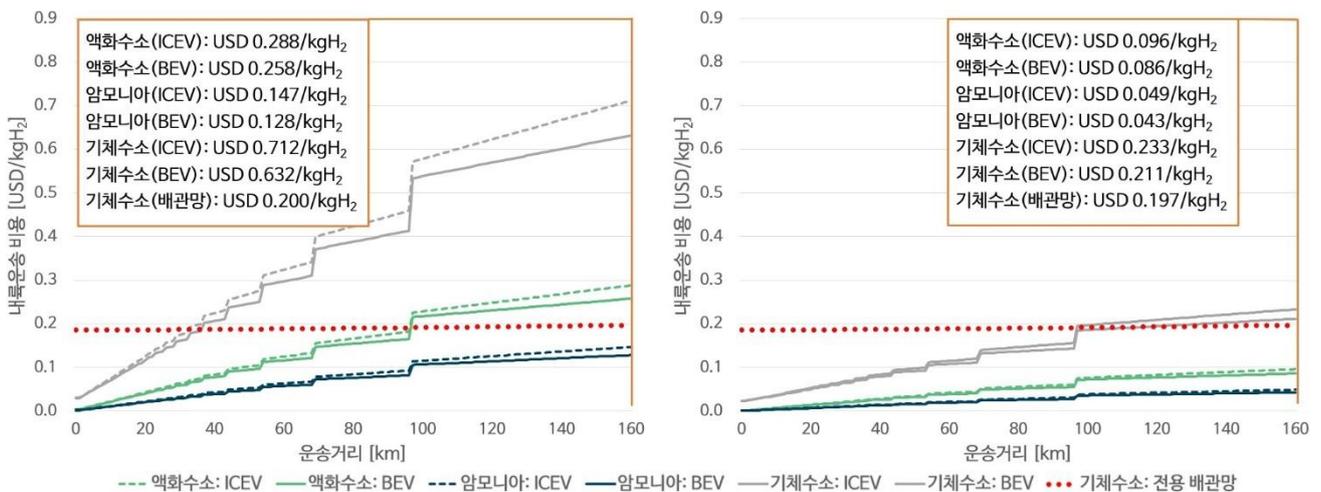
<sup>16</sup> 본 분석에서 ICEV의 연료로 설정된 경유가격(USD 1.243/kg)과 BEV의 연료인 전기차 충전요금(USD 0.308/kWh)을 의미한다(표 9).

<sup>17</sup> 현재 수준의 전기차 충전요금과 경유가격이 유지될 경우, 2050년에 가까워질수록 본 분석의 탄소가격 및 전환 단계의 배출 감축 시나리오로 ICEV 대비 BEV를 이용한 수소 운송의 가격-경쟁력은 지속적으로 증가하게 된다.

기체수소의 경우에는 현재기술의 약 32.7%(운송거리 160km 인 경우, ICEV)수준으로 운송비용을 낮출 수 있다. 한편, 현재기술 수준에서 운송거리가 37km 를 넘으면, 기체수소는 차량보단 배관망으로 운송하는게 더 저렴하다.

- ✓ 본 분석에서 기체수소를 차량운송으로 운송할 때는 승압 공정(2.5bar 에서 700bar 로 승압)이 포함되며, 이는 전체 운송거리에서 기술혁신에 의한 운송비용 감소 비율이 동일한 액화수소 및 암모니아와는 다른 결과를 제시하게 된다. 10km 운송 시, 운송 중 연료소모 비용은 USD 0.005/kgH<sub>2</sub> 인 반면, 승압에 의한 에너지 소모 비용은 0.020/kgH<sub>2</sub>로 승압비용이 연료소모 비용보다 더 크다. 반면, 160km 운송 시, 에너지 소모 비용은 동일하지만 연료소모 비용은 USD 0.078/kgH<sub>2</sub> 로 증가한다. 이러한 차이로 인해 기체수소의 기술혁신 시나리오에 따른 비용 절감 효과는 운송거리별로 상이하게 된다.
- ✓ 차량에 기술혁신 시나리오 중 진보된 기술 수준이 적용되면, 배관망을 이용한 기체수소의 운송은 운송거리가 116km 를 초과해야 차량을 이용한 경우 대비 저렴할 수 있다.

그림 7. 2030 년 기준 운송수단 별 운송거리에 따른 내륙운송 비용(좌: 현재기술 수준, 우: 진보된 기술 수준)



주 1. 수소전용 배관망만을 고려하였다.

- (내륙운송-배출량 관점) 암모니아와 액화수소를 운송할 때, 차량용기의 대형화는 단위 수소당 배출량을 최대 66.7%까지 감축할 수 있지만, 장기적으로는 저탄소 차량을 활용하는 것이 배출량 감소에 더 큰 기여를 할 수 있다. 기체수소를 운송하는 경우에는 차량용기의 대형화가 BEV 및 배관망의 활용보다 환경적인 측면에서 기여가 더 크다.

- ✓ 2030년 기준, 암모니아와 액화수소의 내륙 운송에서 BEV는 ICEV보다 단위 수소당 배출량을 최대 70.9% 감축할 수 있으며, 저장용기의 대형화는 배출량을 66.7%까지 줄일 수 있다. 두 조건(BEV의 도입과 진보된 기술)이 동시에 적용된다면 차량당 단위 배출량이 약 90.3% 감소될 수 있다.
- ✓ 2030년 기준, 기체수소의 경우 ICEV에 대형 저장용기(진보된 기술 수준)를 도입한다면, 현재기술 수준의 ICEV보다 약 0.462kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>의 단위 배출량 감소 효과가 나타날 수 있다. 또한, 현재기술 수준에서 ICEV 대신 BEV를 활용하면 약 0.450kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>의 단위 배출량이 덜 발생할 수 있다.

표 6. 운송거리 160km 기준, 기술혁신 시나리오별 내륙운송수단 형태에 따른 연도별 단위 배출량

기술혁신 시나리오	수소 운반체	운송 수단	단위	연도					
				2025	2030	2035	2040	2045	2050
현재기술 수준	액화수소	ICEV	kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>	0.307	0.307	0.307	0.307	0.307	0.307
		BEV	kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>	0.109	0.089	0.067	0.045	0.022	0.000
	암모니아	ICEV	kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>	0.159	0.159	0.159	0.159	0.159	0.159
		BEV	kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>	0.057	0.046	0.035	0.023	0.012	0.000
	BEV 도입에 따른 단위 배출량 감소율			64.4%	70.9%	78.1%	85.4%	92.7%	100%
	기체수소	ICEV	kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>	0.714	0.700	0.684	0.668	0.652	0.636
		BEV	kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>	0.305	0.250	0.187	0.125	0.062	0.000
배관망		kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>	0.744	0.608	0.456	0.304	0.152	0.000	
진보된 기술 수준	액화수소	ICEV	kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>	0.102	0.102	0.102	0.102	0.102	0.102
		BEV	kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>	0.036	0.030	0.022	0.015	0.007	0.000
	암모니아	ICEV	kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053
		BEV	kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>	0.019	0.015	0.012	0.008	0.004	0.000
	BEV 도입에 따른 단위 배출량 감소율			64.4%	70.9%	78.1%	85.4%	92.7%	100%
	기체수소	ICEV	kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>	0.252	0.238	0.222	0.206	0.189	0.173
		BEV	kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>	0.140	0.115	0.086	0.057	0.029	0.000
배관망		kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>	0.744	0.608	0.456	0.304	0.152	0.000	
BEV의 도입과 진보된 기술을 동시에 고려한 감소율			88.1%	90.3%	92.7%	95.1%	97.6%	100%	

주 1. 기술혁신 시나리오가 할당되지 않은 배관망을 이용한 운송은 두 기술 수준에서 동일한 배출량이 도출된다.

주 2. 2050년의 BEV를 이용한 단위 배출량이 0인 경우는 전환부문의 온실가스 배출량이 0이기 때문이다.

주 3. 기체수소의 배출량은 승압공정에서 발생하는 추가적인 에너지 소모로 인해 타 수소 운반체 대비 높다.

주 4. 차량의 연비 감소는 기술혁신 시나리오의 고려 항목이 아니기에 기술 수준별 감소율이 동일하다. 또한, BEV의 연비는 특정 계수를 사용하여 ICEV 차량의 연비를 비율화하였기 때문에 수소 운반체별로 감소율이 동일하다(Appendix C의 표 12).

- (총 비용) 전체 경로를 분석한 결과, 비용과 배출량 측면에서 암모니아를 직접 활용하는 경로가 가장 효율적이며, 다른 암모니아 도입경로 역시 액화수소를 도입할 때 보다 비용이 저렴한 것으로 확인된다. 그러나 암모니아를 수소로 재변환하여 사용하는 경우, 크래킹 공정으로 인해 액화수소를 사용하는 경로보다 탄소가 더 많이 배출될 수 있다(표 7).

- ✓ 암모니아 도입 경로는 재변환 여부에 따라 크게 두 가지로 구분할 수 있다. 그림 8 과 그림 9 는 이 중 현실적인 경로<sup>18</sup>에 대한 세부비용 분석 결과를 보여준다. 재변환을 거치지 않고 암모니아를 직접 활용하는 경로에서는 저장비용이 USD 0.349/kgH<sub>2</sub>로 가장 큰 비중을 차지하며, 해상운송 비용은 상대적으로 낮으나 단위 배출량이 가장 높다. 반면, 암모니아를 기체수소로 재변환하여 도입하는 경로에서는 재변환 단계에서 가장 높은 비용(USD 0.80/kgH<sub>2</sub>)과 단위 배출량(2.28kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>)이 발생하며, 내륙운송 단계의 단위 배출량이 해상운송 단계보다 높다.

표 7. 해외 수소 도입경로별 도입비용 및 단위 배출량 분석 결과(현재기술 수준 적용, 그린수소 생산비용 제외)

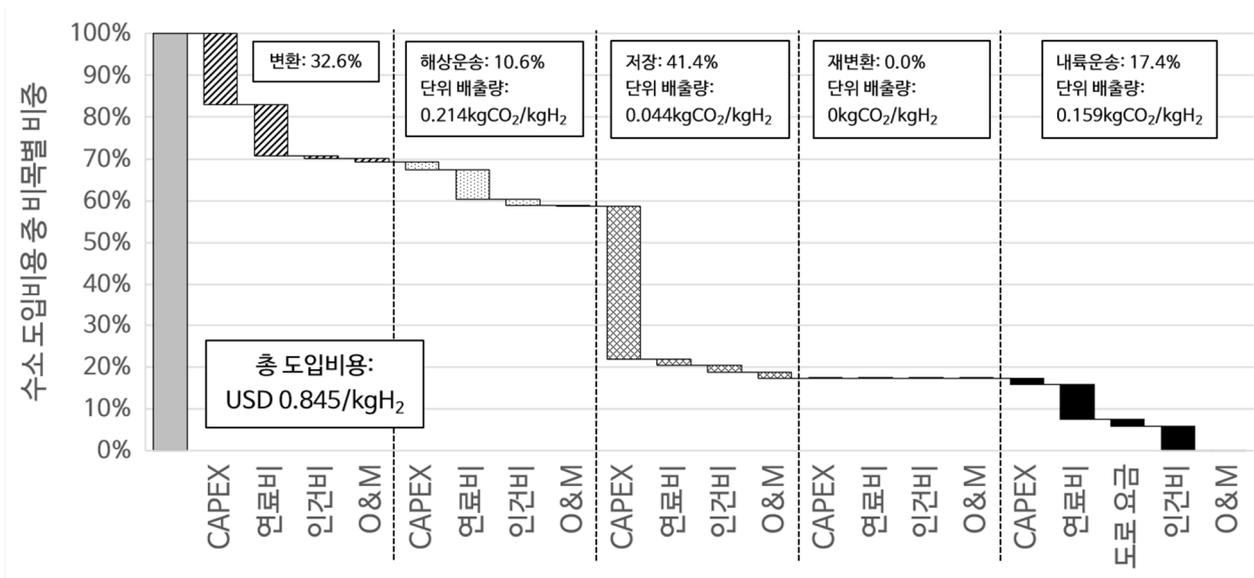
수소 형태	해상운송			재변환	육상운송			도입비용 [USD/kgH <sub>2</sub> ]				단위 배출량 [kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub> ]			
	LNG	VLS	NH <sub>3</sub>		ICEV	BEV	배관망	'23	'30	'40	'50	'23	'30	'40	'50
L	○				○			3.10	3.10	3.10	3.10	1.02	0.94	0.82	0.70
L		○			○			3.10	3.10	3.10	3.10	1.16	1.08	0.96	0.84
L			○		○			3.43	3.28	3.20	3.19	0.62	0.54	0.42	0.31
L	○					○		3.07	3.07	3.07	3.07	0.83	0.72	0.56	0.40
L		○				○		3.07	3.07	3.07	3.07	0.97	0.86	0.70	0.54
L			○			○		3.40	3.25	3.17	3.16	0.43	0.33	0.16	0.00
A	○				○			0.84	0.84	0.84	0.84	0.45	0.43	0.41	0.39
A		○			○			0.84	0.84	0.84	0.84	0.53	0.51	0.49	0.47
A			○		○			1.03	0.95	0.90	0.89	0.22	0.20	0.18	0.16
A	○					○		0.82	0.82	0.82	0.82	0.35	0.32	0.27	0.23
A		○				○		0.83	0.83	0.83	0.83	0.43	0.40	0.35	0.31
A			○			○		1.01	0.93	0.88	0.87	0.12	0.09	0.05	0.00
L	○			○	○			3.59	3.59	3.59	3.59	1.68	1.52	1.28	1.03
L		○		○	○			3.58	3.58	3.58	3.58	1.82	1.66	1.42	1.17
L			○	○	○			3.91	3.77	3.69	3.67	1.29	1.13	0.88	0.64
L	○			○		○		3.51	3.51	3.51	3.51	1.29	1.07	0.74	0.40
L		○		○		○		3.50	3.50	3.50	3.50	1.43	1.21	0.88	0.54
L			○	○		○		3.83	3.69	3.61	3.59	0.90	0.68	0.34	0.00
L	○			○			○	3.07	3.07	3.07	3.07	1.77	1.43	0.92	0.40
L		○		○			○	3.06	3.06	3.06	3.06	1.91	1.57	1.05	0.54
L			○	○			○	3.40	3.25	3.17	3.16	1.37	1.03	0.52	0.00
A	○			○	○			1.92	1.92	1.92	1.92	3.29	3.08	2.75	2.43
A		○		○	○			1.93	1.93	1.93	1.93	3.37	3.16	2.83	2.51
A			○	○	○			2.12	2.03	1.98	1.98	3.06	2.85	2.52	2.20
A	○			○		○		1.84	1.84	1.84	1.84	2.90	2.63	2.21	1.79
A		○		○		○		1.85	1.85	1.85	1.85	2.98	2.71	2.29	1.87
A			○	○		○		2.04	1.95	1.90	1.90	2.67	2.40	1.98	1.57
A	○			○			○	1.41	1.41	1.41	1.41	3.37	2.98	2.39	1.79
A		○		○			○	1.41	1.41	1.41	1.41	3.45	3.06	2.47	1.87
A			○	○			○	1.60	1.51	1.47	1.46	3.14	2.76	2.16	1.57

주 1. 수소 형태는 수소 운반체의 형태를 나타내며, 'L'은 액화수소, 'A'는 암모니아를 의미한다.

주 2. 기준 저장일(60 일) 및 기준 운송거리(160km)에 대한 분석을 수행한 결과이다.

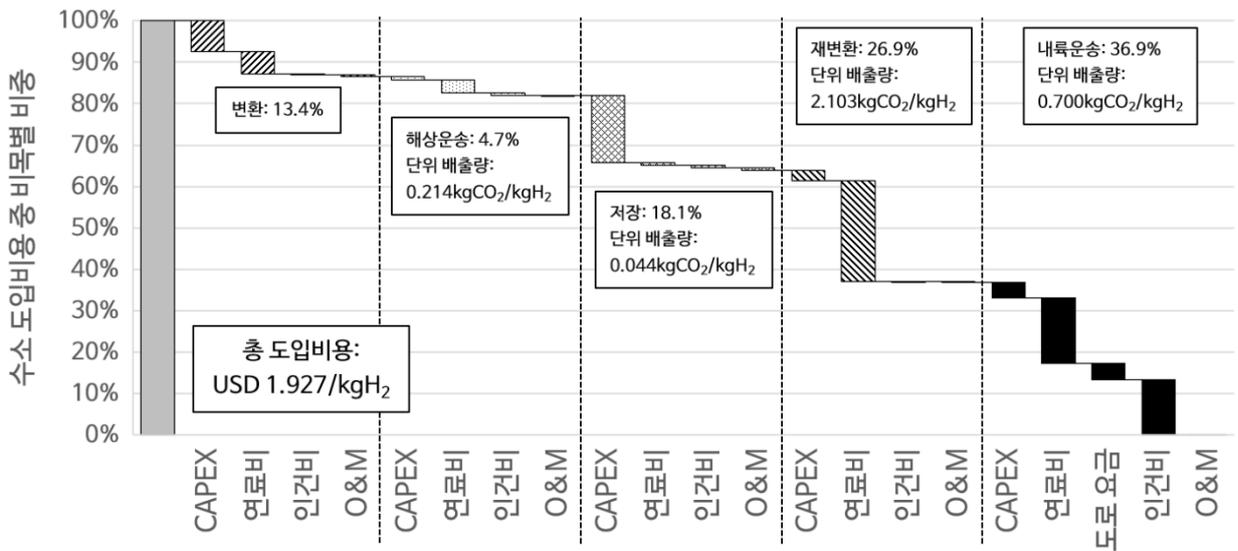
<sup>18</sup> IRENA(2021)는 2030년까지 중유, 초저황연료유, 선박용 경유가 주된 연료로 사용될 것으로 추정하였다. 해운에서 LNG 연료 사용이 아직 주류가 아님을 고려하여, 현실적인 해상운송 수단으로 VLSFO 추진선박을 채택하였다. 내륙운송 단계에서는 ICEV 차량을 현실적인 운송수단으로 선정하였다.

그림 8. 2030년 기준, 암모니아 직접 활용 도입경로



주 1. VLSFO 추진선박으로 암모니아를 도입하여 ICEV로 운송하는 경로이다.

그림 9. 2030년 기준, 암모니아 재변환 도입경로



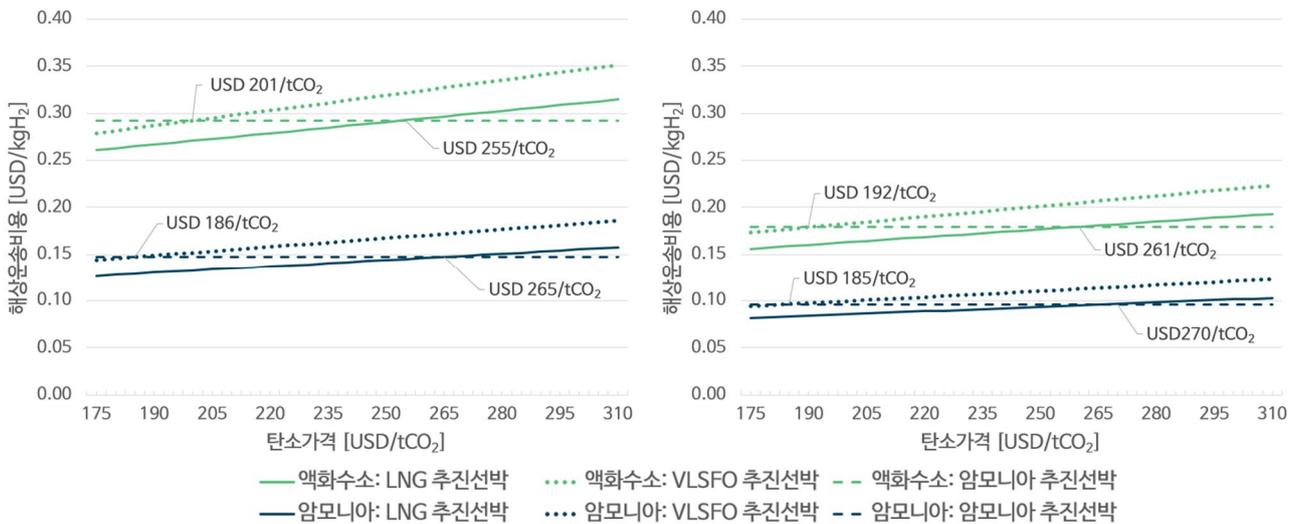
주 1. 암모니아를 VLSFO 추진선박을 이용하여 도입 후, 재변환하여 기체수소를 ICEV로 운송하는 경로이다.

- (탄소가격에 따른 민감도 분석) 해상 및 도로운송 단계에서 탄소가격 민감도 분석을 수행하였다. (1) 해상운송 단계에서는 청정 운송수단인 암모니아 추진선박이 화석연료 추진선박보다 경제성이 낮았다. 따라서, 2040년을 기준으로 화석연료 추진선박 대비 암모니아 추진선박이 경제성을 확보할 수 있는 탄소가격을 도출하고자

하였다<sup>19</sup>. (2) 수소 도로운송 단계에서는 저탄소 운송단인 BEV 를 이용한 수소 운송이 이미 ICEV 보다 경제적이다. 하지만, 국내 전기차 충전요금은 유럽 일부 국가와 미국보다 낮은 수준이며, 국내 차량용 경유 가격은 리터당 663.55 원(연간 가격 기준)의 가격변동성을 보인다(Appendix D). 이에 따라, **전기차 충전요금이 오르더라도 BEV 가 ICEV 대비 경제적일 수 있는지를 확인하고자 분석을 수행하였다.**

- ✓ **(해상운송 민감도분석)** 2040 년 무탄소 추진선박의 도입을 유도하기 위해서는 약 USD 255 ~ 267/tCO<sub>2</sub> 수준의 탄소가격이 필요하다(그림 10)<sup>20</sup>.

그림 10. 2040 년 기준, 탄소가격에 따른 해상운송 비용(좌: 현재기술 수준, 우: 진보된 기술 수준)



주 1. 그림 내 표기된 탄소가격들은 각각 암모니아 추진선박이 VLSFO 추진선박 대비 가격-경쟁력을 확보할 수 있는 탄소가격과 LNG 추진선박 대비 가격-경쟁력을 확보할 수 있는 탄소가격을 의미한다.

- ✓ **(도로운송 민감도분석)** 경유가격의 하락이나 전기차 충전 요금의 상승을 고려했을 때, 탄소가격이 USD 47/tCO<sub>2</sub> 에 도달하면 BEV 를 이용한 수소 운송의 가격 경쟁력이 유지될 수 있다(표 8). 또한, 차량 운송비용은 경유가격 하락보다 전기차 충전 요금 상승에 더 민감했다.
- ✓ **(탄소가격 사례조사)** 본 민감도 분석에서 도출된 탄소가격은 현실적으로 논의되고 있는 범주에 포함된다. 실제로, International Maritime Organization(IMO)에서는 선박에서 배출되는 대기오염물질을 대상으로 온실가스 배출 비용을 부과하기 위한 논의를 진행중에 있다(IMO, 2024). International Energy Agency (IEA)에서는 2050 년까지 선진국들이 탄소중립 목표를 이행한다는 가정 하에 최대 USD 250/tCO<sub>2</sub> 의

<sup>19</sup> 현재, 암모니아 추진선박은 상용화가 어려운 단계임에 더불어 탄소중립을 위한 청정 운송수단의 도입 중요성을 고려하여 2040 년을 분석 대상연도로 채택하였다.

<sup>20</sup> 화석연료 추진선박 중 LNG 추진선박을 이용한 해상운송비용이 VLSFO 추진선박보다 저렴하기 때문에, LNG 추진선박을 기준으로 탄소가격의 범위를 제시하였다.

탄소가격 시나리오를 제시하였고, Network for Greening the Financial System (NGFS)에서는 2050년까지 600/tCO<sub>2</sub>의 탄소가격 시나리오를 제안하였다. 수소 공급망 분석을 수행한 다른 연구에서는 USD 40~476/tCO<sub>2</sub>의 탄소가격을 채택하였다<sup>21</sup>.

표 8. 내륙운송 단계에서 BEV를 이용한 수소 운송이 ICEV 대비 경제적이기 위해 필요한 탄소가격 수준

단위	액화수소		암모니아		기체수소	
	Case1	Case2	Case1	Case2	Case1	Case2
USD/tCO <sub>2</sub>	0	50	0	21	0	7
USD/tCO <sub>2</sub>	0	49	0	21	0	7
USD/tCO <sub>2</sub>	0	48	0	20	0	7
USD/tCO <sub>2</sub>	0	47	0	20	0	6
USD/tCO <sub>2</sub>	0	46	0	20	0	6
USD/tCO <sub>2</sub>	0	36	0	15	0	4
USD/tCO <sub>2</sub>	0	31	0	13	0	4

주 1. Case1은 과거 데이터 기반의 차량용 경유가격의 하락(2013~2022 연간 가격의 최소값)을 의미하고, Case2는 한국의 전기차 충전 요금이 미국 전역 대상의 평균 전기차 충전 요금 수준으로 증가한 경우를 의미한다.

#### 4. 저탄소 수소경제 활성화를 위한 정책 방향성 제언

- 암모니아 도입의 경제성을 향상시키기 위해서는 암모니아 크래킹 기술의 상용화 및 대형화가 필요하다. 동시에 저탄소 경제를 견인하기 위해서 도입과정에서의 배출량 감축을 유인할 제도도 필요하다.
  - ✓ 액화수소 대비 높은 에너지 밀도와 낮은 손실률을 가진 암모니아는 동일 용량의 설비로 더 많은 양의 수소 운반을 처리할 수 있는 장점을 가진다.
  - ✓ 도입된 암모니아의 활용 방안은 직접 활용과 기체수소로 변환하여 활용하는 방안으로 나뉜다. 암모니아의 직접 활용은 다른 경로보다 가장 비용-효율적이며, 배출량도 가장 적은 수준이다. 제 10 차 전력수급기본계획에 따르면 한국은 2036년까지 20.9TWh의 암모니아 혼소 발전량 확보를 추진하고 있다.

<sup>21</sup> (1) Almansoori, A., & Betancourt-Torcat, A. (2016). *Design of optimization model for a hydrogen supply chain under emission constraints—A case study of Germany*. Energy, 111, 414-429.  
 (2) Rezaee, A., Dehghanian, F., Fahimnia, B., & Beamon, B. (2017). *Green supply chain network design with stochastic demand and carbon price*. Annals of operations research, 250, 463-485.  
 (3) Li, L., Manier, H., & Manier, M.-A. (2020). *Integrated optimization model for hydrogen supply chain network design and hydrogen fueling station planning*. Computers & Chemical Engineering, 134, 106683.  
 (4) Wickham, D., Hawkes, A., & Jalil-Vega, F. (2022). *Hydrogen supply chain optimisation for the transport sector - Focus on hydrogen purity and purification requirements*. Applied Energy, 305, 117740.

하지만, 암모니아 혼소 석탄발전의 경제성과 효과성을 두고 여러 문제가 제기되고 있어 해당 수요처 외에 추가적으로 직접 활용이 가능한 수요처를 발굴하는 것이 필요하다.

- ✓ 암모니아를 기체수소로 변환하여 활용하는 경로도 액화수소를 기체수소로 변환하는 경로보다 도입비용이 저렴하다. 기체수소로 변환의 특징은 더 다양한 수소 수요처들에 공급할 수 있다는 점이다. 이 경로에서는 크래킹 비용이 도입비용의 상당 부분을 차지할 뿐만 아니라, 가장 많은 배출량을 발생시킨다. 크래킹 비용을 낮추기 위해 크래킹 기술의 상용화 및 대형화가 우선적으로 필요하다. 또한, 크래킹 공정에서의 에너지 효율을 개선하거나 친환경 발전 설비의 활용 방안 마련 등 에너지 사용 측면에서의 배출량 감축 전략 수립도 중요하다..
- 해외수소 도입의 경제성을 높이려면 저장설비를 대형화하는 것뿐 아니라 BOR 개선을 위한 R&D 도 확대하고, 관련 기업이 안정적으로 투자할 수 있도록 제도적 기반도 마련해야 한다.
  - ✓ 수소 저장기간에 따라 수소의 저장비용과 배출량의 편차가 큰 것으로 확인됐다. 저장기간이 짧을수록 설비 단가가 저장비용에 미치는 영향이 크지만, 저장기간이 길어질수록 에너지 사용량 증가로 인해 비용과 환경적인 측면에서 그린수소 도입의 이점이 감소할 수 있다. 저장기간이 장기화되면, 개별 설비의 이용률이 낮아지고, 재액화(혹은 재암모니아화)에 필요한 에너지 소모가 늘어나게 된다. 따라서 저장기간에 따른 도입가격 상승 리스크를 줄이기 위해서는 저장설비의 BOR 감소를 위한 R&D를 확대해야 한다.
  - ✓ 수소는 발전, 철강, 화학, 시멘트 등 다양한 산업부문에 활용될 예정이지만, 현재 구체적인 수소 수요 계획이 미비한 상태이다. 면밀한 수요 계획을 통해 적절한 입지와 규모의 저장설비가 구축된다면, 저장 단계뿐 아니라 내륙운송 단계에서도 운송거리에 따른 비용과 배출량의 불확실성을 줄일 수 있다. 또한, 수요 계획 수립 이후 수소 수급 불균형으로 발생할 저장 단계의 에너지 및 탄소 비용 부담 주체를 명확히 규정하는 제도적 장치가 필요하다.
- 정부는 수소 도입과정에서 탄소가격이 미치는 경제적 영향을 고려하여 탄소중립 운송수단의 도입을 촉진시킬 수 있는 국가전략 수립을 위한 면밀한 검토가 필요하다.
  - ✓ 2030년 기준, 화석연료 추진선박 및 ICEV 차량을 이용하여 수소를 수요지까지 운송하는 경우, 최소 0.32 ~ 최대 3.16kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>의 단위 배출량이 발생할 수 있다. 탄소가격에 대한 국제적 논의들이 이루어지고 있는 상황속에서 해당 배출량은 향후 해외수소의 경제성에 상당한 영향을 미칠 수 있다.

- ✓ 국내 해외수소 수입 계획에 따르면, 화석연료 추진선박을 사용할 경우, 2040년까지 최대 0.28억 톤<sup>22</sup>의 배출량이 해외수소의 해상운송 단계에서 발생할 수 있다. 본 분석에 따르면, 무탄소 운송수단인 암모니아 추진선박은 화석연료 추진선박 대비 수소 운송의 경제성이 현저히 떨어진다. 하지만, 충분히 높은 수준의 탄소가격이 책정된다면, 화석연료 추진선박 대비 가격-경쟁력을 확보할 수 있음을 확인하였고, 결과로 도출된 탄소가격은 국제적으로 논의되고 있는 탄소가격의 범위 내에 속한다. 국내에서도 암모니아 추진선박의 상용화 계획과 탄소가격을 상향하는 등 경제성을 보장할 수 있는 방안의 마련이 필요하다.
- ✓ 국내의 연료가격 및 차량가격 조건 하에서, 수소의 도로운송 단계에서는 BEV가 이미 ICEV 이상의 가격경쟁력을 확보하였다. 따라서 차량 저장 용기 대형화와 에너지 효율 개선 R&D를 확대하고 BEV의 원활한 도로 운송을 지원하기 위해 충전설비 투자를 유인하는 등의 국가 전략 수립이 필요하다.

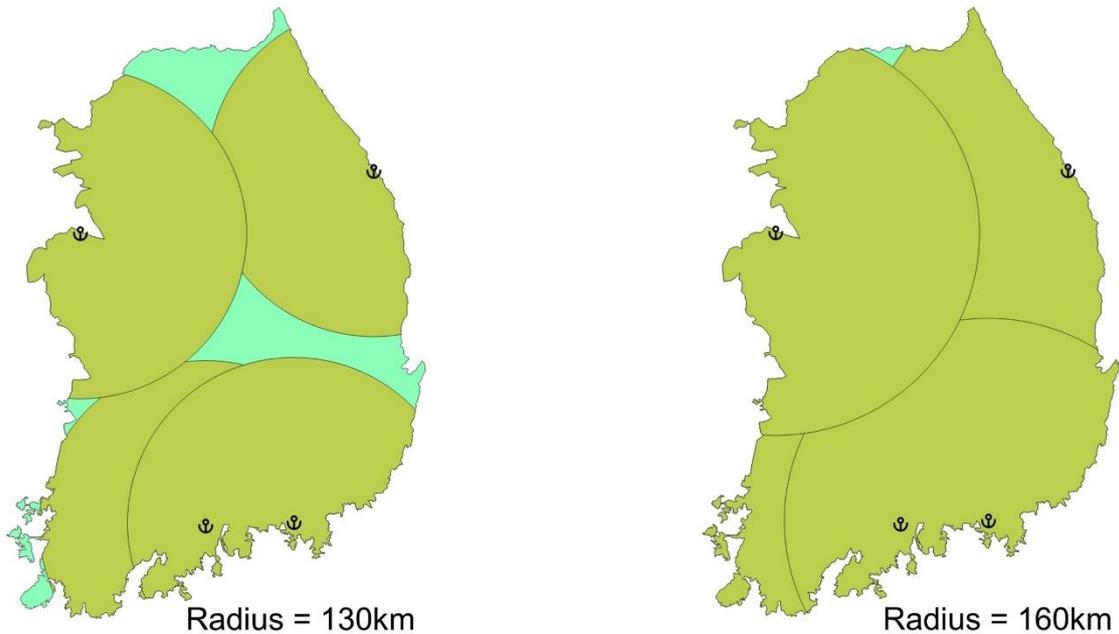
---

<sup>22</sup> 2023년부터 2040년까지 계획된 수소 도입량을 VLSFO 추진선박을 사용하여 운송할 때 발생하는 배출량의 누적합을 계산한 결과이다(표 4, 현재기술 시나리오).

## Appendix A. 기준 운송거리

- 청정수소 생태계 조성방안(2022)에 따르면, 국내 수소 인수거점으로 삼척, 강릉, 여수, 당진, 태안, 보령 등이 언급되고 있다. 또한, 액화수소는 LNG와 마찬가지로 초저온의 특성을 가지기 때문에 LNG 인수기지의 위치까지 포괄적으로 고려하였다. 해당 기지들 중, 통영, 당진, 광양, 삼척을 ‘기준 운송거리’의 분석을 위한 거점 기지들로 설정하였다. 그 결과, 거점 기지들로부터 운송거리가 160km 이 되면, 국토의 약 97%의 지역들을 대상으로 운송할 수 있음을 확인하였다(그림 11). 따라서 160km를 기준 운송거리이자 분석 최대 운송거리로 설정하였다.

그림 11. 운송거리 130km와 160km(기준) 적용시 운송 가능 영역 비교



## Appendix B. 수소 도입과정 공통 데이터

- 표 9에서는 본 분석에서 사용한 수소 및 수소 운반체의 밀도, 환율, 배출계수, 연료가격을 제시한다.

표 9. 전 단계 공통 사용 데이터

구분	설명	값	단위	출처
밀도	기체수소	0.08376	kg/m <sup>3</sup>	Lanz(2001)
	액화수소	70.8	kg/m <sup>3</sup>	Lanz(2001)
	암모니아	682	kg/m <sup>3</sup>	Klüssmann et al.(2020)
환율	한국(대미달러)	1128.86	KRW/USD	KOSIS(2023)
	호주(대미달러)	1.27	AUD/USD	KOSIS(2023)
	유럽(대미달러)	0.84	EUR/USD	KOSIS(2023)
연료 및 에너지 가격	국내 계통한계가격	109.44	KRW/kWh	한국전력거래소(2023)
	호주 태양광 균등화 발전원가	65	AUD/MWh	Graham et al.(2022)
	LNG 연료가격	0.592	USD/kgLNG	국가에너지통계종합정보시스템(KESIS)(2023)
	VLSFO 연료가격	0.604	USD/kgVLSFO	한국해운협회(2023)
	암모니아 연료가격	Model result	USD/kgNH <sub>3</sub>	-
	국내 차량용 경유가격	1.243	USD/kg-diesel	한국석유공사(2021)
	국내 전기차 충전요금	0.308	USD/kWh	한국전력공사(2023.05.16)
배출계수	국내 전환부문	0.475	kgCO <sub>2</sub> /kWh	환경부(2022.01.10)

- 본 이슈브리프에서 제시하는 방법론은 크게 2 가지의 특징이 있다. 1) 기술혁신 시나리오의 영향을 받으면 설비 규모별( $\Omega_{tech} \rightarrow E$  or  $A$ )<sup>23</sup>로 파라미터들의 값이 다르다. 2) 국내의 전력을 사용하는 경우, 공통 시나리오 중 연도별 전환부문 감축 시나리오( $NDC_{elec,y}$ )의 영향을 받아, 전환부문 배출계수( $ef_{elec}$ )가 감소하도록 설정하였다.

## Appendix C. 수소 도입 단계별 방법론

- (변환 및 재변환) 변환 단계는 호주의 태양광 발전원에서 생산된 전력을 사용함을 설정하였기 때문에 탄소비용이 발생하지 않지만, 재변환 단계는 국내에서 생산된 전력을 사용함을 설정하였기 때문에, 국내 배출계수를 사용하였다. HB 공정과 기화 공정은 표기된 설비수명을 사용하였으며, 액화 및 크래킹 공정은 설비 수명이 20 ~ 30 년으로 활용되는 것을 고려하여 25 년으로 설정하였다.

<sup>23</sup> E 는 현재기술 수준(Emerging technology)을 의미한다. A 는 진보된 기술 수준(Advanced technology)을 의미한다.

- ✓ **(HB 공정)** CAPEX 는 설비의 수소 처리능력( $Cap_{h,E}^{NH_3}$ ), 설비의 단가( $\lambda_{h,E}^{NH_3}$ ), 설비수명( $N_{h,life}$ , 25 년)으로 계산된다. 설비의 처리능력은 한 해에 처리 가능한 암모니아(output)의 양을 나타내며, 설비단가 데이터의 형태에 맞게 “단위 시간당 암모니아 처리능력[kgNH<sub>3</sub>/hour]”으로 변환하여 사용한다. 필요 설비 수( $N_{h,E,y}^{NH_3}$ )는 해당 설비의 투입물(Input: 수소) 대비 산출물(Output: 암모니아)의 비중( $K_h^{HB}$ , 5.29)을 이용하여 계산한다(Campion et al., 2023). 연료비용은 동 문헌의 에너지 소비 계수( $e_{h,E}$ )를 통해 계산한다.

$$CAPEX_h = p_{h,E}^{NH_3} \times \frac{K_h^{HB}}{10^6 \times Cap_{h,E}^{NH_3}} \quad (1)$$

$$p_{h,E}^{NH_3} = 1.2 \times \frac{10^6 \times Cap_{h,E}^{NH_3}}{8760} \times \frac{\lambda_{h,E}^{NH_3}}{N_{h,life}} \quad (2)$$

$$OPEX_{h,fuel} = K_h^{HB} \times e_{h,E}^{NH_3} \times \frac{\lambda_{LCOE}}{10^3 \times \lambda_{AUD}} \quad (3)$$

- ✓ **(액화 공정)** CAPEX 는 설비의 수소 처리능력( $Cap_{h,\Omega_{tech}}^{LH_2}$ ), 설비단가 ( $\lambda_{h,\Omega_{tech}}^{LH_2}$ ), 설비수명( $N_{h,life}$ )으로 계산된다. 해당 단가는 설비 1 대의 비용을 의미한다. 설비의 처리능력은 하루에 처리가능한 수소의 양(Ton per day, TPD)을 나타내며, 365 일 가동하는 것을 가정하였다.

$$CAPEX_h = \frac{1.2 \times \lambda_{h,\Omega_{tech}}^{LH_2}}{N_{h,life} \times Cap_{h,\Omega_{tech}}^{LH_2}} \quad (4)$$

$$OPEX_{h,fuel} = e_{h,\Omega_{tech}}^{LH_2} \times \frac{\lambda_{LCOE}}{10^3 \times \lambda_{AUD}} \quad (5)$$

- ✓ **(크래킹 공정)** CAPEX 는 설비단가 ( $\lambda_{dh,\Omega_{tech}}^{NH_3}$ ), 설비수명( $N_{dh,life}$ )으로 계산된다. 1TPD 급 설비 기준의 설비단가를 사용하였기 때문에, 별도의 설비의 수소 처리능력을 기재하지 않았다. 암모니아의 분해를 위한 에너지로는 열 에너지와 전력의 사용을 구분하였다. 열 에너지는 인입 암모니아의 초기 기화 및 흡열반응에 사용되고, 전력은 변환된 수소의 순도를 높이거나 압력을 높이는 공정에서 사용된다(Jackson et al., 2019). 본 분석에서는 변환된 수소의 압력을 높이기 위한 에너지는 제외하였다.

$$CAPEX_{dh} = \frac{\lambda_{dh,\Omega_{tech}}^{NH_3}}{365 \times N_{dh,life}} \quad (6)$$

$$OPEX_{dh,fuel} = \frac{e_{dh,E}^{NH_3}}{K_{dh,elec}^{NH_3}} \times \lambda_{SMP} + \frac{e_{dh,heat,E}^{NH_3}}{K_{dh,heat}^{NH_3}} \times \lambda_{LNG} \quad (7)$$

$$OPEX_{dh,CO_2,y} = \left( NDC_{elec,y} \times e_{elec} \times \frac{e_{dh,E}^{NH_3}}{K_{dh,elec}^{NH_3}} + e_{dh,LNG} \times \frac{e_{dh,heat,E}^{NH_3}}{K_{dh,heat}^{NH_3}} \right) \lambda_{CO_2,y} \quad (8)$$

- ✓ (기화 공정) 해당 프로세스는 HB 공정과 마찬가지로 기술 성숙도가 높은 수준일 것으로 판단하여, 현재 기술 시나리오만을 사용하였다. CAPEX 는 설비의 수소 처리능력(  $Cap_{dh,E}^{LH_2}$  ), 설비단가 (  $\lambda_{dh,E}^{LH_2}$  ), 설비수명(  $N_{dh,life}$ , 10년)으로 계산된다.

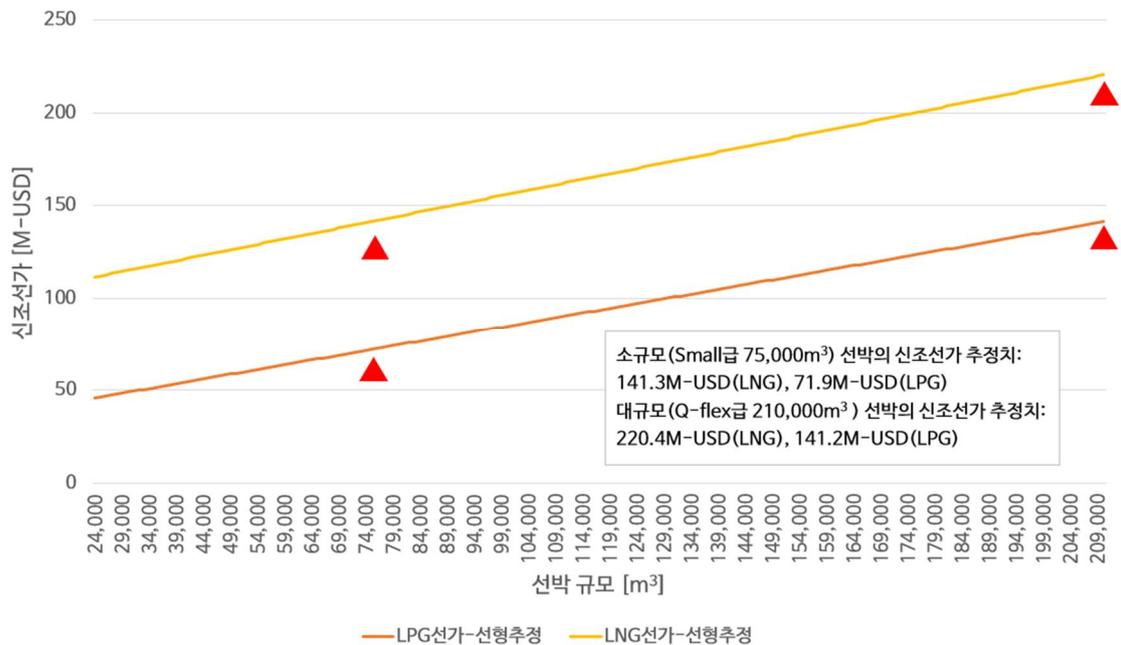
$$CAPEX_{dh} = \frac{\lambda_{dh,E}^{LH_2}}{365 \times 10^3 \times Cap_{dh,E}^{LH_2} \times N_{dh,life}} \tag{9}$$

$$OPEX_{dh,fuel} = e_{dh,E}^{LH_2} \times \lambda_{SMP} \tag{10}$$

$$OPEX_{dh,CO_2,y} = NDC_{elec,y} \times e_{elec,y} \times e_{dh,E}^{LH_2} \times \lambda_{CO_2,y} \tag{11}$$

- (해상운송) 전체 선박들은 동일한 설비수명(  $N_{s,life}$  ), 엔진의 부하율(  $LF$  ) 및 저장탱크의 압력유지시간(  $t_{s,hold}$  ) 등을 가진다. 해상에서의 불확실성으로 인해, 엔진의 부하율은 주로 70~80% 수준에서 운용되며, 본 분석에서는 75%로 고정하였다. 시나리오별로 선가(  $\lambda_{s,\omega_{tech}}^{\Omega_{H_2,p}}$  ), 연료사용계수, 운항속도 등이 달라진다. 선가는 LNG 와 LPG 운반선가를 이용하여 액화수소 및 암모니아 운송선가를 추정한 후, 연간 리스비의 형태로 변환하여 활용하였다.

그림 12. 수소 및 수소화합물 운반선의 선가 설정을 위한 기준 운반선(LNG 운반선, LPG 운반선)의 선가 추정



- ✓ **(기준 신조선가 추정 방법)** (1) Clarksons 의 자료를 기반으로 각 증권사에서 제작한 산업동향 보고서<sup>24</sup>들의 2013~2022 년의 대형 LNG 운반선(174,000m<sup>3</sup> 급) 및 LPG 운반선(82,000m<sup>3</sup> 급)의 평균 신조선가를 기준 데이터로 사용하였다. (2) 소형 선박인 30,000m<sup>3</sup> 급 LNG 운반선<sup>25</sup>과 24,000m<sup>3</sup> 급 LPG 운반선<sup>26</sup>의 신조선가를 화폐 단위에 맞게 조정 후, 기준 데이터로 사용하였다. (3) 앞의 기준 데이터들을 통해, 그림 12 에서는 선형 추정된 선박규모별 신조선가를 제시하며, 해당 그래프에서 기술 개발 시나리오에 맞는 LNG 추진선박의 단가를 선정하였다. 4) 마지막으로, 선박의 연료에 따라 선가가 조정된다(표 10).
- ✓ **(기준 신조선가 추정의 전제)** 선박을 소규모(Small 급, 75,000m<sup>3</sup>)과 대규모(Q-flex 급, 210,000m<sup>3</sup>)로 구분하여 분석한다(표 3). 액화수소 운송선은 LNG 운송선의 단가를, 암모니아 운송선은 LPG 운송선의 단가를 기준으로 채택하였다.
- ✓ **(CAPEX 계산)** 해상운송 단계에서는 BOG 의 재액화(혹은 암모니아화) 없이 모두 손실로서 고려된다. 정수인 손실시간( $t_{s,loss}$ )은 손실되는 수소의 양을 계산하기 위한 요소이다. 순 수소량( $Cap_{s,\Omega_{tech},BOG}^{\Omega_{H_2,p}}$ )은 손실 수소량을 고려한 것이며, 이 값은 CAPEX 및 OPEX 계산에서 가장 영향이 크다. 0.85 는 저장용기의 적재가능 비중으로 대륙간 액화수소 실증 프로젝트에서 운송한 수소의 양과 저장탱크의 용량을 고려하여 계산하였다.

$$CAPEX_s = \frac{\lambda_{s,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2,p}} \times 10^6}{N_{s,life} \times K_{s,oper} \times Cap_{s,\Omega_{tech},BOG}^{\Omega_{H_2,p}}} \quad (12)$$

$$t_{s,loss} = \left\lceil \frac{Dist_s}{v_{s,\Omega_{tech}}} \right\rceil \quad (13)$$

$$Cap_{s,\Omega_{tech},BOG}^{\Omega_{H_2,p}} = 0.85 \times \rho_{\Omega_{H_2}} \times V_{s,\Omega_{tech}} \left( 1 - \frac{BOR_{\Omega_{H_2,p}}}{24} \right)^{t_{s,\Omega_{tech}}} \quad (14)$$

<sup>24</sup> 동부증권, 삼성증권, 신영증권 조선 주간 리서치 자료

<sup>25</sup> Fikri, M., Hendrarsakti, J., Sambodho, K., Felayati, F., Octaviani, N., Giranza, M., & Hutomo, G. (2018). *Estimating capital cost of small scale LNG carrier*. Proceedings of the 3rd International Conference on Marine Technology—SENTA, Surabaya, Indonesia.

<sup>26</sup> Seo, Y., & Han, S. (2021). Economic evaluation of an ammonia-fueled ammonia carrier depending on methods of ammonia fuel storage. *Energies*, 14(24), 8326.

표 10. 해상운송 단계 사용 데이터

구분	기호	단위	수치	출처	비고
VLSFO 추진선박의 선가 비중	-	%	70	Lee et al. (2022)	LNG 추진선박 대비 선가 조정
암모니아 추진선박의 선가 비중	-	%	90	Lindstad et al. (2022)	
LNG의 저위 발열량	$\mu_{LNG}$	MJ/kg-fuel	50	Seddiek & Ammar (2023)	-
암모니아의 저위 발열량	$\mu_{NH_3}$	MJ/kg-fuel	18.6	Seddiek & Ammar (2023)	-
LNG 대비 발열량 증가 비중	$\kappa_{NH_3}$	Unitless	2.688	-	$\mu_{LNG}/\mu_{NH_3}$
LNG-연료 선박의 SFOC	$SFOC_{LNG}$	kg-fuel/kWh	136.1	MAN Energy Solutions (2022)	-
VLSFO 추진선박의 SFOC	$SFOC_{VLSFO}$	kg-fuel/kWh	162.4	MAN Energy Solutions (2022)	-
암모니아 추진선박의 SFOC	$SFOC_{NH_3}$	kg-fuel/kWh	365.8	-	$\kappa_{NH_3} \times SFOC_{LNG}$
LNG 사용량 당 CO <sub>2</sub> 배출량	$ef_{LNG}$	g-CO <sub>2</sub> /g-fuel	2.75	최건우 et al. (2021)	-
VLSFO 사용량 당 CO <sub>2</sub> 배출량	$ef_{VLSFO}$	g-CO <sub>2</sub> /g-fuel	3.114	최건우 et al. (2021)	-
암모니아 사용량 당 CO <sub>2</sub> 배출량	$ef_{NH_3}$	g-CO <sub>2</sub> /g-fuel	0	-	가정
선박 엔진 평균 부하율	$LF$	%	75	-	가정
선박의 내용연수	$N_{s,life}$	years	25	해양수산부 (2024)	노후 선박 기준
호주와 한국 간 거리	$Dist_s$	km	6409.8	Maritime Optima (2021)	-
저장탱크 압력유지시간	$t_{s,hold}$	hours	480	산업통상자원부 고시 (2016)	-
연중 운항 횟수	$K_{s,oper}$	-	11	수소경제위원회 (2022b)	-
운반체별 기화 비율	$BOR_{LH_2}$	%/days	0.3	Riemer et al. (2022)	-
운반체별 기화 비율	$BOR_{NH_3}$	%/days	0.04	Riemer et al. (2022)	-
적재 가능 비중	$CF$	%	85	KHI (2023), KHI (2021)	-
해기사 월평균 임금	$\lambda_{s,engineer}$	USD/month	6,314.2	한국선원복지고용센터 (2023)	LNG 외항선
부원 월평균 임금	$\lambda_{s,sailor}$	USD/month	4,593.1	한국선원복지고용센터 (2023)	LNG 외항선

- ✓ (연료 사용량) 왕복 운항에 대한 연료 사용량을 계산한다( $2 \times t_{s,\Omega_{tech}}$ ). 연료사용계수( $SFOC_{\Omega_s, fuel}$ )와 선박 엔진의 설비용량( $Power_{s,\Omega_{tech}}$ )을 사용한다. 항해 중 연료 여유율을 반영하기 위해 엔진 사용 연료량의 10%를 추가로 고려하였으며, 정박기간 동안의 연료소모를 반영하기 위해 계수 1.01을 추가로 설정하였다.

$$U_{\Omega_{tech}, \Omega_s, fuel} = 1.1 \times 1.01 \times (LF \times Power_{s,\Omega_{tech}}) \times (2 \times t_{s,\Omega_{tech}}) \times \frac{SFOC_{\Omega_s, fuel}}{10^3} \quad (15)$$

- ✓ (OPEX 계산) 연료사용량에 의해 연료 및 탄소비용이 계산된다. 인건비용은 총 운항기간( $t_{s,\Omega_{tech}}$ )을 기반으로 월 임금을 일할 계산하여 1 회 운항 당 소요 인건비를 계산한다. 해기사 및 부원의 수는 국내 LNG 외항선의 평균 선원 수를 고려하였다.

$$OPEX_s = OPEX_{s,fuel} + OPEX_{s,CO_2} + OPEX_{s,O\&M} + OPEX_{s,labor} \quad (16)$$

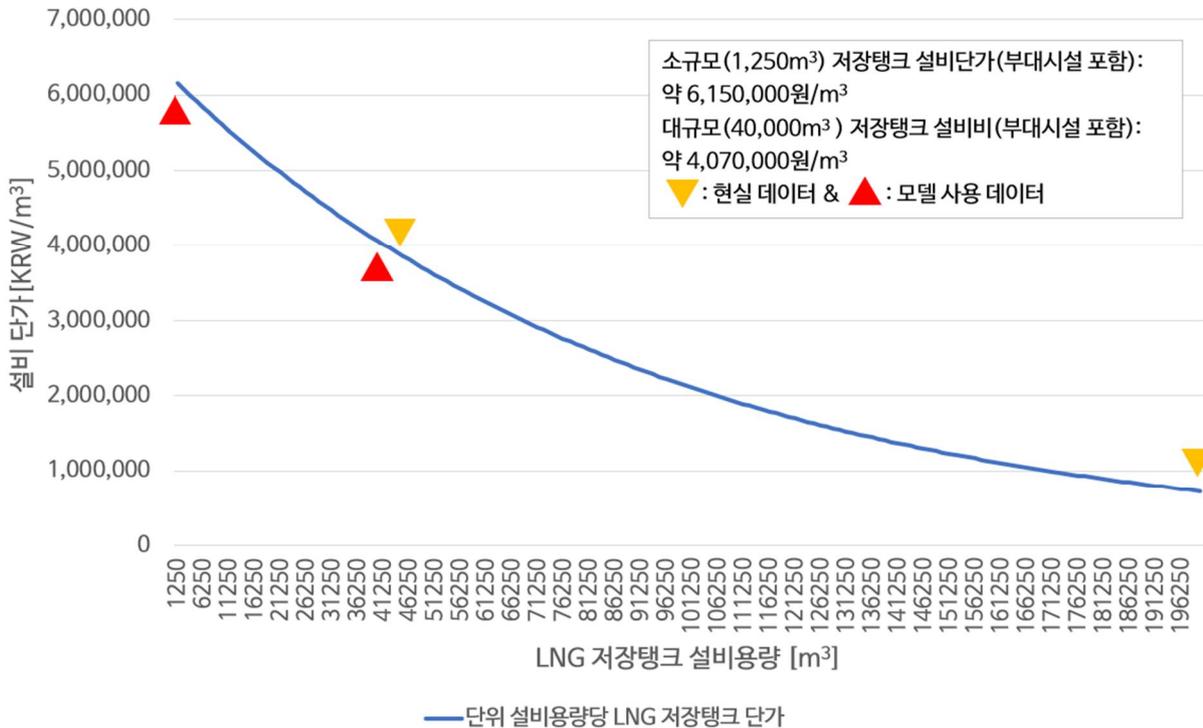
$$OPEX_{s,fuel} = \frac{U_{\Omega_{tech},\Omega_{s,fuel}}}{Cap_{s,\Omega_{tech},BOG}^{\Omega_{H_2,p}}} \lambda_{\Omega_{s,fuel}} \quad (17)$$

$$OPEX_{s,CO_2,y} = ef_{\Omega_{s,fuel}} \frac{U_{\Omega_{tech},\Omega_{s,fuel}}}{Cap_{s,\Omega_{tech},BOG}^{\Omega_{H_2,p}}} \times \frac{\lambda_{CO_2,y}}{10^3} \quad (18)$$

$$OPEX_{s,labor} = \frac{\left[ 2 \times t_{s,\Omega_{tech}} / 24 \right]}{30 \times Cap_{s,\Omega_{tech},BOG}^{\Omega_{H_2,p}}} (13 \times \lambda_{s,engineer} + 12 \times \lambda_{s,sailor}) \quad (19)$$

- (저장) 해상운송 단계와 동일한 BOR 및 압력유지기간을 사용하였다. 설비 수명은 국내 최초 LNG 인수기지인 평택기지(1986)의 설비 증설 및 교체가 진행된 2015~2019 년을 고려하여 30 년으로 설정하였다.

그림 13. 저장설비의 단가 설정을 위한 LNG 저장설비 단가 추정 결과



- ✓ **(기준 저장설비 비용 추정 의 전제)** 기술혁신 시나리오에 따라, 소규모(1,250m<sup>3</sup>)와 대규모(40,000m<sup>3</sup>)로 구분하여 분석하였다(표 3). 이를 추정하기 위해, 사용한 기준 데이터는 다음과 같다. 현재와 설비규모가 다르지만, 한국개발연구원(2010)의 제주 LNG 인수기지 예비타당성 조사 결과와 한국신용평가(2022)의 “보령 LNG 터미널 2-1 단계 건설사업(20 만 kL 급 저장설비 추가 시설)”을 기준으로 채택하였다. 제주 LNG 인수기지는 예비타당성 보고서에 기재된 사업비 중 인수기지 상부시설(저장탱크, 기화 및 전기설비, 배관시설, 위성기지, 선박건조, 출하설비)에 대한 사업비를 기준 데이터로 활용하였다. 3,000DWT 급 선박건조 및 기화설비 비용이 포함되어, 20%의 비용을 임의로 제외하였고, 착공 시점에 맞춰 소비자물가지수를 이용하여 2022년 기준 단가로 조정하였다(국가통계포털, 2024).
- ✓ **(추정 방법)** 위의 기준 자료에서 도출한 단가를 통해 연평균증가율을 계산하여 추정하였다(그림 13). 이후, 모델에서 수소 운반체에 맞는 비용 조정 계수를 적용한다(표 11).

표 11. 저장 단계 사용 데이터

구분	기호	단위	수치	출처	비고
설비 수명	$N_{p,life}$	years	30	한국가스기술공사(2021)	평택 LNG 터미널 노후화
압력유지기간	$D_{p,hold}$	days	20	산업통상자원부 고시(2016)	산업부 고시
액화수소 저장설비 비용 조정 계수	$K_p^{LH_2}$	%	50	Riemer et al.(2022)	LNG 저장탱크 대비
암모니아 저장설비 비용 조정 계수	$K_p^{NH_3}$	%	2.5	Riemer et al.(2022)	LNG 저장탱크 대비
유지보수비용 비중	$K_{p,O\&M}$	%	4	-	가정
액화수소의 재액화 소요 에너지	$e_{p,BOG}^{LH_2}$	kWh/(kgH <sub>2</sub> ·days)	0.15	Riemer et al.(2022)	-
암모니아의 재암모니아화 소요 에너지	$e_{p,BOG}^{NH_3}$	kWh/(kgH <sub>2</sub> ·days)	0.0378	Riemer et al.(2022)	-

- ✓ **(Cycle 계산)** 설비수명( $N_{p,life}$ ) 동안의 총 저장 횟수( $Cycle_p$ )를 계산한다. 저장일 수( $D_{p,store}$ )에 따라, 설비수명 내 총 저장 횟수가 달라지며, 마지막 주기에는 설비수명을 초과하여 저장하는 것을 방지하고자, ‘내림’ 연산을 수행한다. 설비의 저장량( $Cap_{p,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2,p}}$ )은 기술혁신 시나리오( $V_{p,\Omega_{tech}}$ ) 및 수소 운반체( $\rho_{\Omega_{H_2,p}}$ )에 따라 달라진다. 해상운송 단계에서 사용한 값과 동일하게, 85%는 누적 BOG 로 인한 사고를 방지하기위해 고려하였다.

$$Cycle_p = \left\lfloor \frac{(365 - 10) \times N_{p,life}}{D_{p,store}} \right\rfloor \tag{20}$$

$$Cap_{p,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2,p}} = 85\% \times \rho_{\Omega_{H_2,p}} \times V_{p,\Omega_{tech}} \quad (21)$$

- ✓ **(재액화 및 재암모니아화량 계산)** 저장 설비의 Cycle( $Cycle_p$ ) 당 재액화 및 재암모니아화를 수행하는 기간(days)의 수( $N_{p,\Omega_{tech},Re}$ )를 계산한다. 저장기간 중, 버리는 BOG 발생량을 계산하기 위해 활용된다. 다음으로, BOG 발생량( $W_{p,BOG}^{\Omega_{H_2,p}}$ )은 저장설비의 저장량( $Cap_{p,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2,p}}$ )에서 BOG 가 발생하고 남은 잔여량을 계산하여 제외시키는 방식이다. 이와 같은 Cycle은 저장기간에 따라 여러 번 발생할 수 있기 때문에, ‘내림’ 연산을 수행하였다(e.g., 저장기간이 42 일인 경우, 해당 Cycle 2 번 반복 가능).

$$N_{p,\Omega_{tech},Re} = D_{p,hold} \left\lfloor \frac{0.999D_{p,store}}{D_{p,hold}} \right\rfloor \quad (22)$$

$$W_{p,BOG}^{\Omega_{H_2,p}} = Cap_{p,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2,p}} \left( 1 - \left( 1 - BOR_{\Omega_{H_2,p}} \right)^{D_{p,hold}} \right) \left\lfloor \frac{0.999D_{p,store}}{D_{p,hold}} \right\rfloor \quad (23)$$

- ✓ **(BOG 에 의한 손실 및 CAPEX 계산)** 필요 설비 수( $N_{p,\Omega_{tech},y}^{\Omega_{H_2,p}}$ )는 단일 설비의 생애주기를 동안 BOG 발생량을 제외한 조정된(net) 저장량( $Cap_{p,\Omega_{tech},BOG}^{\Omega_{H_2,p}}$ )으로 계산한다. 예를 들어, 할당된 저장일 수가 123 일인 경우, 압력유지기간을 고려했을 때, 3 일 동안의 BOG 발생량은 폐기된다. CAPEX 는 수소 운반체에 따른 조정 계수( $K_p^{\Omega_{H_2,p}}$ )에 의해 단일 설비의 시설비용이 달라진다.

$$CAPEX_p = \frac{(1 + K_p^{\Omega_{H_2,p}}) \times \lambda_{p,\Omega_{tech}} \times V_{p,\Omega_{tech}}}{Cycle_p \times Cap_{p,\Omega_{tech},BOG}^{\Omega_{H_2,p}}} \quad (24)$$

$$D_{p,loss} = D_{p,store} - N_{p,\Omega_{tech},Re} \quad (25)$$

$$Cap_{p,\Omega_{tech},BOG}^{\Omega_{H_2,p}} = \begin{cases} (3/17) \times Cap_{p,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2,p}} \left( 1 - BOR_{\Omega_{H_2,p}} \right)^{D_{p,loss}} & \text{if } \Omega_{H_2,p} = NH_3 \\ Cap_{p,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2,p}} \left( 1 - BOR_{\Omega_{H_2,p}} \right)^{D_{p,loss}} & \text{if } \Omega_{H_2,p} \neq NH_3 \end{cases} \quad (26)$$

- ✓ **(OPEX 계산)** 연료비, 탄소비, 유지보수비, 그리고 인건비로 구성된다. 연료비와 탄소비용은 BOG 발생량의 재액화와 재암모니아화를 위해 사용한 에너지에 대해 계산된다. 저장설비에 저장되는 수소 운반체에 따라 에너지 사용 계수( $e_{p,BOG}^{\Omega_{H_2,p}}$ )가 달라진다.

$$OPEX_{p,y} = OPEX_{p,fuel} + OPEX_{p,CO_2,y} + OPEX_{p,O\&M} + OPEX_{p,labor} \quad (27)$$

$$OPEX_{p,fuel} = \frac{N_{p,\Omega_{tech},Re} \times e_{p,BOG}^{\Omega_{H_2,p}} \times W_{p,BOG}^{\Omega_{H_2,p}}}{Cap_{p,\Omega_{tech},BOG}^{\Omega_{H_2,p}}} \lambda_{SMP} \quad (28)$$

$$OPEX_{p,CO_2,y} = NDC_{elec,y} e_{f_{elec}} \frac{N_{p,\Omega_{tech,Re}} \times e_{p,BOG}^{\Omega_{H_2,p}} \times W_{p,BOG}^{\Omega_{H_2,p}}}{Cap_{p,\Omega_{tech,BOG}}^{\Omega_{H_2,p}}} \lambda_{CO_2,y} \quad (29)$$

$$OPEX_{p,O\&M} = K_{O\&M} CAPEX_p \quad (30)$$

$$OPEX_{p,labor} = K_{labor} CAPEX_p \quad (31)$$

- (내륙운송) 해당 단계는 도로운송과 배관망을 이용한 운송으로 구분되며, 도로운송은 암모니아, 액화수소, 고압 기체수소를 운송할 수 있고, 배관망은 기체수소만을 운송함을 가정하였다. 차량을 이용한 기체수소의 운송비용은 2.5bar에서 700bar로 승압하는 비용이 포함되며, 배관망은 2.5bar에서 68.6bar로 승압하는 비용이 포함된다.

표 12. 도로운송 단계 사용 데이터

구분	기호	일반 값	수소 운반체별 값 ( $\Omega_{H_2}$ )			단위	출처
			GH <sub>2</sub>	LH <sub>2</sub>	NH <sub>3</sub>		
운송거리	$Dist_d$	input	-	-	-	km	변수
근무일	$D_{oper}$	247	-	-	-	days	가정
근무시간	$H_d$	8	-	-	-	hours	가정
평균속력	$v_{d,avg}$	60	-	-	-	km/h	가정
차량수명	$N_{d,life}^{vehicle}$	15	-	-	-	years	한국교통연구원 (2017 - 2021)
연비	$fe_{d,ICEV}^{\Omega_{H_2}}$	-	4.643	3.271	2.886	km/L	
인건비	$\lambda_{d,labor}^{\Omega_{H_2}}$	-	3,118.1	3,845.1	3,407.2	USD/month	
연비	$fe_{d,BEV}^{\Omega_{H_2}}$	$K_{d,BEV}^{FE} \times fe_{d,ICEV}^{\Omega_{H_2,all}}$	-	-	-	km/kWh	계산식
조정계수	$K_{d,ICEV}^{FE}$	1	-	-	-	-	가정
조정계수	$K_{d,BEV}^{FE}$	$fe_{d,BEV} / fe_{d,ICEV}$	-	-	-	Unitless	계산식
연비	$fe_{d,BEV}$	2.43	-	-	-	km/kWh	박지영 et al. (2020)
연비	$fe_{d,ICEV}$	6.17	-	-	-	km/L	
통행요금	$\lambda_{d,fee}^{base}$	0.788	-	-	-	USD	한국도로공사
통행요금	$\lambda_{d,fee}^{dist}$	0.065	-	-	-	USD/km	
설비가격	$\lambda_{d,vehicle}^{comp}$	1,712	-	-	-	USD/HP	Zhao & Rui (2014)
발열량	$e_{d,Disel}$	37.8	-	-	-	MJ/L	대한민국국회(2022)
배출량	$ef_{d,Disel}$	0.0732	-	-	-	kgCO <sub>2</sub> /MJ	
배출량	$ef_{d,BEV}$	$NDC_{elec,y} \times e_{f_{elec}}$	-	-	-	kgCO <sub>2</sub> /kWh	계산식
배출량	$ef_{d,ICEV}$	$e_{d,Disel} \times ef_{d,Disel}$	-	-	-	kgCO <sub>2</sub> /L	계산식

- ✓ **(도로운송)** 차량가격과 연비 데이터는 화물운송시장 동향 보고서(2017-2021)를 활용하였다. ICEV 트럭을 대상으로 초저온 상태를 유지해야하는 액화수소 운송 트럭의 연비는 탱크로리의 연비를 사용하였고, 저온인 암모니아 운송 트럭의 연비는 12 톤 이상 카고형 트럭의 연비를 사용하였으며, 기체수소 운송 트럭의 연비는 8 톤미만의 카고형 트럭의 연비를 사용하였다. 데이터가 부족한 BEV 수소 운송트럭의 연비는 1 톤급 경유트럭과 전기트럭의 연비로 계산된 계수를 이용하여 ICEV 트럭의 연비에 적용하여 도출하였다.
- ✓ **(CAPEX 계산)** 수소 운반체가 기체수소인 경우, 승압설비에 대한 비용이 포함된다.

$$CAPEX_d = \begin{cases} \frac{\lambda_{d,\Omega_{H_2},eng}^{\Omega_{H_2}}}{Cycle_d \times Cap_{d,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2}} \times N_{d,life}^{vehicle}} + \frac{HP_{d,vehicle}^{GH_2} \times \lambda_{d,vehicle}^{comp}}{Cycle_d \times Cap_{d,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2}} \times 25} & \text{if } \Omega_{H_2} = GH_2 \\ \frac{\lambda_{d,\Omega_{H_2},eng}^{\Omega_{H_2}}}{Cycle_d \times Cap_{d,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2}} \times N_{d,life}^{vehicle}} & \text{if } \Omega_{H_2} \neq GH_2 \end{cases} \quad (32)$$

$$Cycle_d = \left\lfloor \frac{H_d \times v_{d,avg}}{2 \times Dist_d} \right\rfloor \quad (33)$$

- ✓ **(연료 사용량 계산)** 왕복 운행을 고려하였고, 차량이 BEV 인 경우, 조정계수( $K_{d,\Omega_{v,eng}}^{FE}$ )에 맞게 연비( $fe_{d,\Omega_{d,tech}}^{\Omega_{H_2}}$ )가 달라진다. 차량이 ICEV 라면, 조정계수는 1 이다.

$$U_{d,\Omega_{tech},\Omega_{v,eng},y}^{\Omega_{H_2}} = \frac{2 \times Dist_d \times Cycle_d \times D_{oper}}{K_{d,\Omega_{v,eng}}^{FE} \times fe_{d,\Omega_{d,tech}}^{\Omega_{H_2}}} \quad (34)$$

- ✓ **(승압설비 용량 계산)** 해당 수식은 배관망에서 승압을 위해 필요한 용량을 계산하는 수식과 유사하다. 하루 동안 운송할 수 있는 기체수소량( $Q_{d,vehicle,y}^{GH_2}$ )을 감당할 수 있는 설비의 용량을 계산한다. 이에 맞춰, 연간 전력소비량( $U_{d,comp,y}^{GH_2}$ )은 하루 중 승압설비 운영시간(1 시간)과 연간 근무일 수( $D_{oper}$ )를 통해 계산된다.

$$Q_{d,vehicle}^{GH_2} = \frac{Cap_{d,\Omega_{tech}}^{GH_2}}{10^6 \times \rho_{\Omega_{H_2},p}} \quad (35)$$

$$Power_{d,vehicle}^{GH_2} = 4.0639 \times \left( \frac{\gamma}{\gamma - 1} \right) \times Q_{d,vehicle}^{GH_2} \times T_{d,gas}^{pipe} \left[ \left( \frac{70}{0.25} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] \quad (36)$$

$$HP_{d,vehicle}^{GH_2} = 1.341 \times Power_{d,vehicle}^{GH_2} \quad (37)$$

$$U_{d,comp}^{GH_2} = Power_{d,vehicle}^{GH_2} \times 1 \quad (38)$$

- ✓ (OPEX 계산) 연료비용, 고속도로 이용요금, 인건비, 유지보수비용, 그리고 탄소비용으로 구성된다. 기체수소 운송의 경우, 승압을 위해 사용된 전력 소모량만큼의 탄소비용 및 에너지 사용요금이 가산된다.

$$OPEX_{d,y} = OPEX_{d,fuel} + OPEX_{d,fee} + OPEX_{d,labor} + OPEX_{d,O\&M} + OPEX_{d,CO_2,y} \quad (39)$$

$$OPEX_{d,fuel} = \begin{cases} \frac{U_{d,\Omega_{tech},\Omega_{v,eng}}^{\Omega_{H_2}}}{Cycle_d \times Cap_{d,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2}} \times D_{oper}} \lambda_{\Omega_{v,feul}} + \frac{U_{d,comp}^{GH_2}}{Cap_{d,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2}}} \lambda_{SMP}, & \text{if } \Omega_{H_2} = GH_2 \\ \frac{U_{d,\Omega_{tech},\Omega_{v,eng}}^{\Omega_{H_2}}}{Cycle_d \times Cap_{d,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2}} \times D_{oper}} \lambda_{\Omega_{v,feul}}, & \text{if } \Omega_{H_2} \neq GH_2 \end{cases} \quad (40)$$

$$= \begin{cases} \left( \frac{ef_{d,\Omega_{v,eng}} U_{d,\Omega_{tech},\Omega_{v,eng}}^{\Omega_{H_2}}}{Cycle_d \times Cap_{d,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2}} \times D_{oper}} + \frac{NDC_{elec,y} ef_{elec} U_{d,comp}^{GH_2}}{Cap_{d,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2}}} \right) \lambda_{CO_2,y}, & \text{if } \Omega_{H_2} = GH_2, \Omega_{v,eng} = ICEV \\ \frac{ef_{d,\Omega_{v,eng}} U_{d,\Omega_{tech},\Omega_{v,eng}}^{\Omega_{H_2}}}{Cycle_d \times Cap_{d,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2}} \times D_{oper}} \lambda_{CO_2,y}, & \text{if } \Omega_{H_2} \neq GH_2, \Omega_{v,eng} = ICEV \end{cases} \quad (41)$$

$$= \begin{cases} NDC_{elec,y} ef_{elec} \left( \frac{U_{d,\Omega_{tech},\Omega_{v,eng}}^{\Omega_{H_2}}}{Cycle_d \times Cap_{d,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2}} \times D_{oper}} + \frac{U_{d,comp}^{GH_2}}{Cap_{d,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2}}} \right) \lambda_{CO_2,y}, & \text{if } \Omega_{H_2} = GH_2, \Omega_{v,eng} = BEV \\ \frac{NDC_{elec,y} ef_{elec} U_{d,\Omega_{tech},\Omega_{v,eng}}^{\Omega_{H_2}}}{Cycle_d \times Cap_{d,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2}} \times D_{oper}} \lambda_{CO_2,y}, & \text{if } \Omega_{H_2} \neq GH_2, \Omega_{v,eng} = BEV \end{cases} \quad (42)$$

$$OPEX_{d,fee} = \frac{2(\lambda_{d,fee}^{base} + Dist_d \lambda_{d,fee}^{dist})}{Cap_{d,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2}}} \quad (43)$$

$$OPEX_{d,O\&M} = K_{O\&M} CAPEX_d \quad (44)$$

$$OPEX_{d,labor} = \frac{12 \lambda_{d,labor}^{\Omega_{H_2}}}{Cycle_d \times Cap_{d,\Omega_{tech}}^{\Omega_{H_2}} \times D_{oper}} \quad (45)$$

- ✓ (배관망) 해당 설비의 직경은 수소의 운송량 결정에 직결되는 중요한 요소이다. Lee & Lee(2022)에 국내 직경별 배관망 길이가 제시된 자료 내 수치들을 가중평균하여 본 분석에서의 배관망 직경을 계산하였다. 운송거리가 가까운 경우, 유속이 매우 높아져, 수소 수요처에서 해당 속도로 공급되는 수소를 안전하게 수용할 수 있을지 불확실하다고 판단하여, 평균 유속에 맞춰 유속을 조정하는 계산식을 추가하였다.

표 13. 배관망 사용 데이터

구분	기호	값	단위	출처
송전급 배관 인입압력	$P_{d,up}^{pipe}$	6.86	MPa	한국가스공사(2023)
송전급 배관 인출압력	$P_{d,dn}^{pipe}$	2.65	MPa	
연중 평균 대기압력	$P_{d,base}^{pipe}$	101.325	kPa	가정
배관망 매설 주변 지역의 온도	$T_{d,base}^{pipe}$	286.15	K	기상청(2013-2022)
배관 내 기체 압력	$P_{d,gas}^{pipe}$	$1000 \times P_{d,up}^{pipe} + P_{d,base}^{pipe}$	kPa	계산
정상 상태에서의 기체수소 비중	$G_d^{pipe}$	0.0696	unitless	Lanz(2001)
정상 상태에서의 기체수소 온도	$T_{d,gas}^{pipe}$	293.15	K	
배관망 직경	$\Delta_d^{pipe}$	26.92	inch	Lee & Lee(2022)
배관망 건설 단가	$\lambda_d^{pipe}$	1,994,555	USD/km	
기체 압축 인자	$Z_d^{pipe}$	1.1	unitless	Makridis(2017)
기체상수	$R$	10.73	psia ft <sup>3</sup> /lb/mole	Sotoodeh(2022)
정상 상태에서 비열비	$\gamma$	1.4	Unitless	Menon(2005)
배관망 조도	$\Gamma_d^{pipe}$	0.0018	Inch	
정상 상태에서 기체수소 점도	$\mu_{d,gas}^{pipe}$	8.81	$\mu Pa s$	한국산업안전보건공단(2021)
설비 수명	$N_{d,life}^{pipe}$	30	years	가정
속력 변환 계수	$K_{fps}^{mps}$	0.3048	(m/s) / (ft/s)	가정

- ✓ (기준 유량 계산) 유량은 배관 길이(=운송거리), 배관 압력, 마찰계수 등 다양한 물리적 요소들에 의해 계산된다.

$$Q_d^{pipe} = \rho_{GH_2} \times 1.1494 \times 10^{-3} \left( \frac{T_{d,base}^{pipe}}{P_{d,base}^{pipe}} \right) \left[ \frac{(P_{d,up}^{pipe2} - P_{d,dn}^{pipe2})}{G_{d,gas}^{pipe} \times T_{d,gas}^{pipe} \times Dist_d \times f_{d,cal}^{pipe}} \right]^{0.5} \times \Delta_d^{pipe2.5} \quad (46)$$

$$Re = \frac{\rho_{GH_2} \times v_{d,avg} \times \Delta_d^{pipe}}{\mu_{d,gas}^{pipe}} \quad (47)$$

$$\frac{1}{\sqrt{f_{d,cal}^{pipe}}} = -2 \log_{10} \left( \frac{\Gamma_d^{pipe}}{3.7 \Delta_d^{pipe}} + \frac{2.51}{Re \sqrt{f_{d,cal}^{pipe}}} \right) \text{ for } Re > 4000 \quad (48)$$

- ✓ (유량 조정) 운송거리가 근거리(e.g., 1, 2km)인 경우, 유체는 설정된 압력에서 매우 높은 유속을 가진다. 이에 따라, 수소의 안전한 활용을 위해 수소의 유량을 제한할 방안으로 평균 유속을 도입하였다. Menon(2005)에 제시된 평균 유속 계산법을 사용하였고, 해당 문헌에서는 “1/2 X 최대 유속”을 평균

유속( $v_{d,avg}^{pipe}$ )이라 제시한다. 유량의 조정은 기준 유량( $Q_d^{pipe}$ )을 통해 계산된 유체 속도( $v_{d,cal}^{pipe}$ )가 평균 유속을 초과할 경우, 유체 속도 대비 평균 유속의 비중으로 제한된다. 유체 속도가 평균 유속을 초과하지 않는다면, 기준 유량을 그대로 사용한다.

$$v_{d,avg}^{pipe} = 1/2 \times 100 \times K_{fps}^{mps} \sqrt{\frac{R \times Z_d^{pipe} \times T_{d,gas}^{pipe}}{29 \times G_{d,gas}^{pipe} \times 145.038 \times P_{d,gas}^{pipe}}} \quad (49)$$

$$v_{d,cal}^{pipe} = 14.7349 \times \left( \frac{Q_d^{pipe}}{D_d^{pipe2}} \right) \left( \frac{P_{d,base}^{pipe}}{T_{d,base}^{pipe}} \right) \left( \frac{Z_d^{pipe} \times T_{d,gas}^{pipe}}{P_{d,up}^{pipe}} \right) \quad (50)$$

$$Q_{d,cal}^{pipe} = \begin{cases} \frac{v_{d,avg}^{pipe}}{v_{d,cal}^{pipe}} \times Q_d^{pipe}, & \text{if } v_{d,cal}^{pipe} \geq v_{d,avg}^{pipe} \\ Q_d^{pipe}, & \text{if } v_{d,cal}^{pipe} < v_{d,avg}^{pipe} \end{cases} \quad (51)$$

- ✓ (CAPEX 계산) 본 분석에서는 배관망을 1년 365일 사용하는 것을 가정하였다.

$$CAPEX_d = \frac{Dist_d \times \lambda_d^{pipe}}{30} \times \frac{1}{365 Q_{d,cal}^{pipe}} \quad (52)$$

- ✓ (승압을 위해 필요한 설비용량 계산) 재변환 공정의 수소 압력(2.5bar)을 배관망 인입압력(68.6bar)으로 승압하기 위한 설비의 필요용량을 계산한다.

$$Power_{d,cal}^{GH_2} = 4.0639 \times \left( \frac{\gamma}{\gamma - 1} \right) \times \frac{Q_{d,cal}^{pipe}}{10^6} \times T_{d,gas}^{pipe} \left[ \left( \frac{P_{d,up}^{pipe}}{0.25} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] \quad (53)$$

- ✓ (OPEX 계산) 에너지비용, 탄소비용, 유지보수비용, 인건비용으로 구성된다. 에너지 및 탄소비용은 승압시설에서의 전기사용량( $24 \times Power_{d,cal}^{GH_2}$ )으로 결정된다.

$$OPEX_{d,y} = OPEX_{d,fuel} + OPEX_{d,CO_2,y} + OPEX_{d,O\&M} + OPEX_{d,labor} \quad (54)$$

$$OPEX_{d,fuel} = \frac{24 \times Power_{d,cal}^{GH_2}}{\rho_{GH_2} \times Q_{d,cal}^{pipe}} \lambda_{SMP} \quad (55)$$

$$OPEX_{d,CO_2,y} = NDC_{elec,y} e_{elec} \frac{24 \times Power_{d,cal}^{GH_2}}{\rho_{GH_2} \times Q_{d,cal}^{pipe}} \lambda_{CO_2,y} \quad (56)$$

$$OPEX_{d,O\&M} = K_{O\&M} CAPEX_d \quad (57)$$

$$OPEX_{d,labor} = K_{labor} CAPEX_d \quad (58)$$

## Appendix D. 탄소가격 분석 파라미터 설정

- 표 15 는 해상 및 도로운송 단계의 가격 변동성에 따른 탄소가격의 영향을 분석하기 위해 사용한 값들을 제시한다. 전기차 충전요금은 미국의 전기차 충전요금을 최대값으로 설정하였다.
  - ✓ (해상운송) LNG 도입가격(2013.01 ~ 2022.12)을 활용하였다(그림 14)<sup>27</sup>. 도입가격 중 상위 혹은 하위 10% 데이터의 평균값을 비율화하여 선박용 연료(LNG, VLSFO)들을 대상으로 할당하였다.
  - ✓ (도로운송-경유) 2013 ~ 2022 의 연간 자동차용 경유가격의 하한값을 사용하였다<sup>28</sup>.
  - ✓ (도로운송-전기차 충전요금) 2024 년 1 월 기준, 미국의 급속충전기의 충전요금은 USD 0.17 ~ 0.54/kWh로 주마다 상이하나, 평균값은 대략 USD 0.45/kWh로 확인된다<sup>29</sup>. 유럽 30개 국가들의 전기차 충전요금의 LCOC(Levelized cost of charging)을 분석한 결과, DC 충전의 LCOC 는 EUR 0.359 ~ 0.663/kWh(USD 0.425 ~ 0.786/kWh, 본 분석에서 채택한 환율을 기준으로 변환한 값)로 제시한다(Lanz et al., 2022). 유럽, 미국 내에서도 지역별, 시간대별로 다르겠지만, 전반적으로 국내 전기차 충전 요금은 해당 국가들 대비 낮은 수준임을 확인할 수 있다.

표 14. 가격 변동성 부여 파라미터 및 수치

Case	구분	항목	모델 사용값	최소값	최대값	단위
기준	연료	LNG	0.592	0.326	1.025	USD/kg
Case1	연료	경유	1,402.8	1161.51	-	KRW/L
Case2	충전요금	전기차 충전요금	0.308	-	0.45	USD/kWh

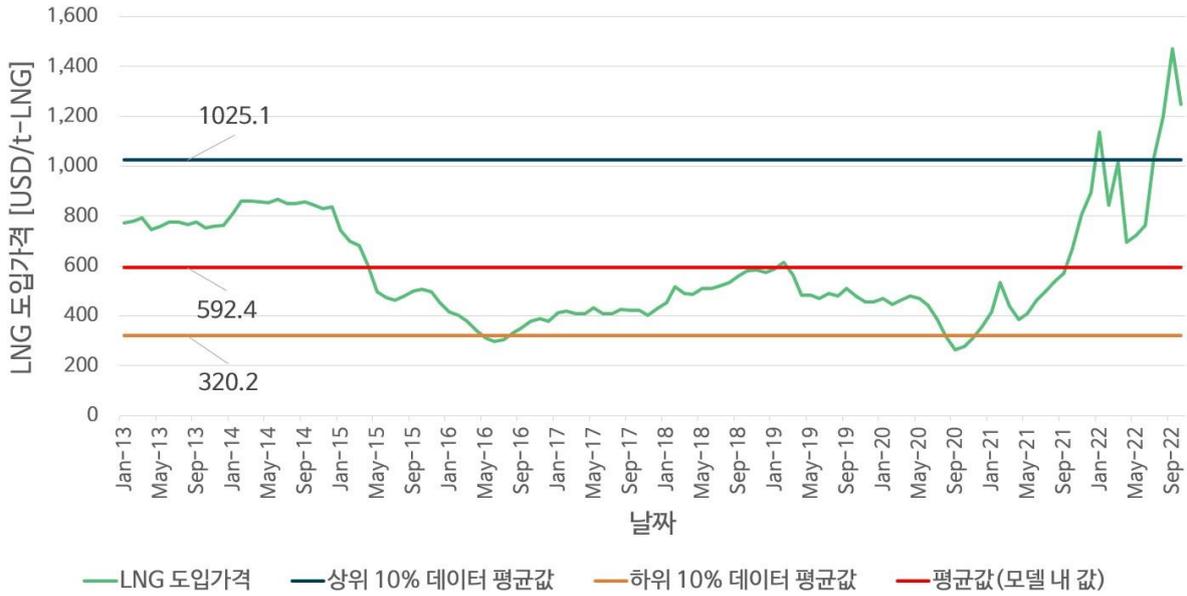
<sup>27</sup> 국가에너지통계종합정보시스템(KESIS). 월간 액화천연가스 수입가격. [accessed on June 4, 2024]

[https://www.kesis.net/sub/subChart.jsp?M\\_MENU\\_ID=M\\_M\\_001&S\\_MENU\\_ID=S\\_M\\_003&report\\_id=7050100&reportCd=7050100&chartCategory=multi&minYN=198801&reportType=0](https://www.kesis.net/sub/subChart.jsp?M_MENU_ID=M_M_001&S_MENU_ID=S_M_003&report_id=7050100&reportCd=7050100&chartCategory=multi&minYN=198801&reportType=0)

<sup>28</sup> 한국석유공사에서 제공하는 연간 “형태별 주유소 판매가격” 데이터를 사용하였고, 언급된 기간동안 자동차용 경유(셀프) 가격은 최소 1161.51 원/L, 최대 1825.06 원/L로 확인된다.

<sup>29</sup> Alan Neuhauser and Megan Rose Dickey. (2024.03.13). *The costs of charging an electric vehicle in California*. Axios San Francisco. <https://www.axios.com/local/san-francisco/2024/03/13/electric-vehicle-charging-cost>

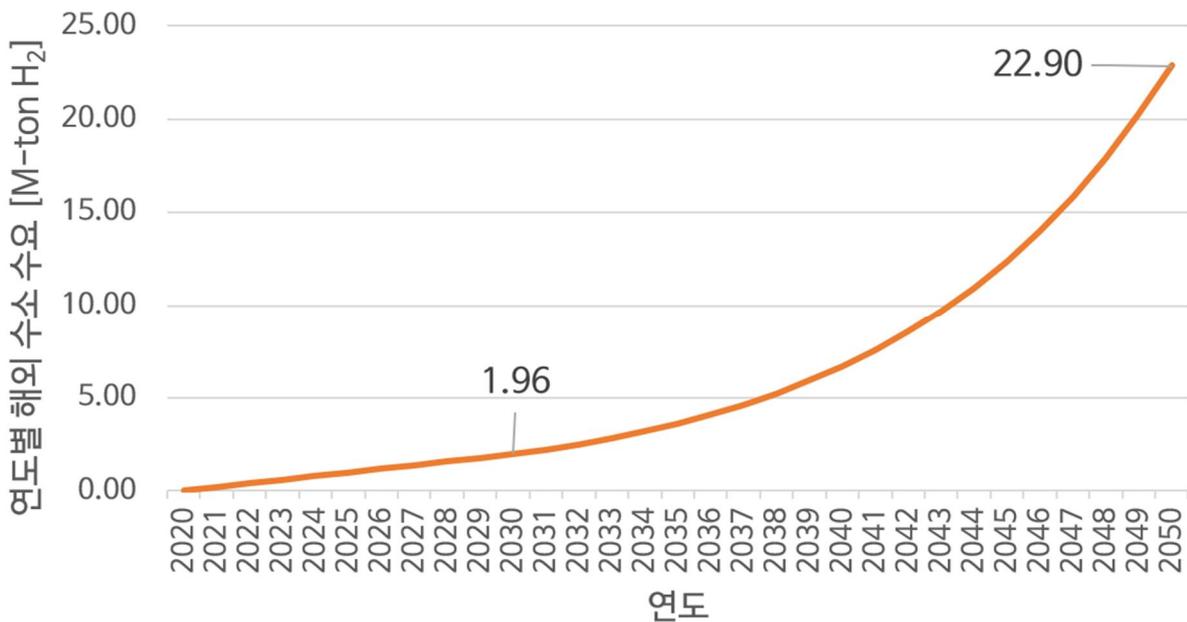
그림 14. 탄소가격 분석을 위한 LNG 도입가격의 과거 데이터



### Appendix E. 한국의 해외수소 도입 계획

- 제 1 차 수소경제 이행 기본계획(2021)에서는 2020년에는 해외수소 도입량 0, 2030년에는 1.96 백만톤, 2050년에는 22.9 백만톤을 목표로 제시하였다. 언급된 값들을 통해 연평균증가율을 계산하여 본 분석의 연도별 해외수소 수요를 산출하였으며(그림 15), 이를 해상운송 및 저장 단계에서의 배출량 계산에 활용하였다.

그림 15. 국내 해외수소 도입 계획



## 참고문헌

- 국가에너지통계종합정보시스템(KESIS). (2023). 월간 액화천연가스 수입가격 [accessed on June 4, 2024].  
[https://www.kesis.net/sub/subChart.jsp?M\\_MENU\\_ID=M\\_M\\_001&S\\_MENU\\_ID=S\\_M\\_003&report\\_id=7050100&reportCd=7050100&chartCategory=multi&minYN=198801&reportType=0](https://www.kesis.net/sub/subChart.jsp?M_MENU_ID=M_M_001&S_MENU_ID=S_M_003&report_id=7050100&reportCd=7050100&chartCategory=multi&minYN=198801&reportType=0)
- 국가통계포털(KOSIS). 지출목적별 소비자물가지수. [accessed on June 4, 2024].  
[https://kosis.kr/statHtml/statHtml.do?orgId=101&tblId=DT\\_1J22001&vw\\_cd=MT\\_ZTITLE&list\\_id=&scrId=&seqNo=&lang\\_mode=ko&obj\\_var\\_id=&itm\\_id=&conn\\_path=E1&docId=0264736599&markType=S&itmNm=%EC%A0%84%EA%B5%AD](https://kosis.kr/statHtml/statHtml.do?orgId=101&tblId=DT_1J22001&vw_cd=MT_ZTITLE&list_id=&scrId=&seqNo=&lang_mode=ko&obj_var_id=&itm_id=&conn_path=E1&docId=0264736599&markType=S&itmNm=%EC%A0%84%EA%B5%AD)
- 국가통계포털(KOSIS). (2023). 환율(OECD 회원국) [accessed on Dec 9, 2023].  
[https://kosis.kr/statHtml/statHtml.do?orgId=101&tblId=DT\\_2KAA811\\_OECD&conn\\_path=I3](https://kosis.kr/statHtml/statHtml.do?orgId=101&tblId=DT_2KAA811_OECD&conn_path=I3)
- 국토교통부. (2019). 상용급 액체수소 플랜트 핵심기술 개발 사업.
- 국회입법조사처. (2021.12.28). 해외 청정수소 인증제도와 국내적 시사점
- 기상청. (2013-2022). Annual Climatological Report. <https://data.kma.go.kr/>
- 대한민국국회. (2022). 온실가스 배출권거래제의 배출량 보고 및 인증에 관한 지침.  
<https://www.law.go.kr/LSW/admRulLsInfoP.do?admRulSeq=2100000207086#AJAX>
- 박지영, 김자인, & 구영모. (2020). 시장성과 친환경차산업을 고려한 수소전기차 도입전략. <https://www.koti.re.kr/>
- 산업통상자원부 고시. (2016). 고압가스 및 액화석유가스 ISO 탱크 컨테이너의 제조, 충전·운반, 저장·사용에 관한 기준. 244.
- 산업통상자원부 고시. (2024). 청정수소 인증제도 운영에 관한 고시
- 산업통상자원부. (2021.11.26). 제 1 차 수소경제 이행 기본계획
- 수소경제위원회. (2022a). 수소기술 미래전략. <https://eiec.kdi.re.kr/>
- 수소경제위원회. (2022b). 청정수소 생태계 조성방안.  
<https://www.korea.kr/common/download.do?fileId=197078397&tblKey=GMN>
- 오피넷(한국석유공사). (2024). 형태별 주유소 판매가격. <https://www.opinet.co.kr/user/doposfr/dopOsFrView.do>
- 최건우, 이호춘, 윤재웅, 황수진, 류희영, & 김병주. (2021). 선박 기술진보를 고려한 탄소 배출량 추정 연구.  
<https://www.kmi.re.kr/>

- 최지영. (2024.06.02). *HD 한국조선해양, '탄소 제로' 암모니아추진선 신기술 공개*. 문화일보.  
<https://n.news.naver.com/article/021/0002640757?sid=101>
- 충청남도청. (2021). *2021년 기타물건(차량) 시가표준액 조정기준* [accessed on June 5, 2024].  
<http://www.chungnam.go.kr/>
- 탄소중립녹색성장위원회. (2023.04). *탄소중립 녹색성장 국가전력 및 제 1 차 국가 기본계획*.  
[https://www.2050cnc.go.kr/flexer/view/BOARD\\_ATTACH?storageNo=2403](https://www.2050cnc.go.kr/flexer/view/BOARD_ATTACH?storageNo=2403)
- 한국가스공사. (2023). *공급설비 운영 현황* [accessed on June 5, 2024]. <https://www.kogas.or.kr/>
- 한국가스공사. (2024.02.28). *생산기지 건설사업 추진현황*. <https://www.kogas.or.kr/site/koGas/1030306000000>
- 한국가스기술공사. (2021). *액화천연가스생산기지* [accessed on June 5, 2024]. <https://kogas-tech.or.kr/>
- 한국개발연구원. (2010). *2010년도 예비타당성조사 보고서: 애월항 2 단계 개발사업*.
- 한국교통연구원. (2017 - 2021). *화물운송시장 동향*.
- 한국도로공사. *통행요금안내* [accessed on June 5, 2024]. <https://www.ex.co.kr/site/com/pageProcess.do>
- 한국산업안전보건공단. (2021). *수소 취급설비의 안전에 관한 기술지침*.
- 한국석유공사. (2021). *주유소 평균판매가격* [accessed on Dec 29, 2023].  
<https://www.opinet.co.kr/user/doposfr/dopOsFrView.do>
- 한국석유공사. (2022.05.26 개정). *비축유 및 비축시설 운용기준*.  
[https://www.knoc.co.kr/sub02/sub02\\_2\\_1\\_7.jsp?page=1&num=622&mode=view&field=&text=&bid=CORPRULE&ses=USERSESSION](https://www.knoc.co.kr/sub02/sub02_2_1_7.jsp?page=1&num=622&mode=view&field=&text=&bid=CORPRULE&ses=USERSESSION)
- 한국선원복지고용센터. (2023). *2022년도 한국선원통계 - 임금현황*.  
<https://www.koswec.or.kr/koswec/information/sailorshipstatistics/detailSailorShipStaticsPage.do>
- 한국신용평가. (2022). *보령엘엔지터미널(주)*. <https://www.kisrating.com/>
- 한국전력거래소. (2023). *가중평균 SMP* [accessed on June 5, 2024].  
<https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkmaSmpSmpChart.do?menuId=040201>
- 한국전력공사. (2023.05.16). *전기차 충전요금* [accessed on June 5, 2024].  
<https://evc.kepco.co.kr:4445/service/service11.do>
- 한국해양진흥공사. *신조선가*. [accessed on June 4, 2024].  
<https://www.kobc.or.kr/ebz/shippinginfo/stn/gridList.do?mld=0401000000>

- 한국해운협회. (2023). 해상운임현황. <https://oneksa.kr/boards/shipping>
- 해양수산부. (2024). 한국형 친환경선박(Greenship-K) 보급시행계획. <https://www.mof.go.kr/>
- 환경부. (2022.01.10). 2021년 승인 국가 온실가스 배출흡수계수. <https://www.gir.go.kr/home/board/read.do?pagerOffset=0&maxPageItems=10&maxIndexPages=10&searchKey=&searchValue=&menuId=36&boardId=56&boardMasterId=2&boardCategoryId=>
- 환경부. (2022.10.25). 2020년 온실가스 배출량 전년 대비 6.4% 감소. 보도자료. <https://www.gir.go.kr/home/board/read.do?pagerOffset=0&maxPageItems=10&maxIndexPages=10&searchKey=&searchValue=&menuId=11&boardId=173&boardMasterId=4&boardCategoryId=>
- Alan Neuhauser and Megan Rose Dickey. (2024.03.13). *The costs of charging an electric vehicle in California*. Axios San Francisco. <https://www.axios.com/local/san-francisco/2024/03/13/electric-vehicle-charging-cost>
- Almansoori, A., & Betancourt-Torcat, A. (2016). *Design of optimization model for a hydrogen supply chain under emission constraints—A case study of Germany*. Energy, 111, 414-429.
- Brändle, G., Schönfisch, M., & Schulte, S. (2021). *Estimating long-term global supply costs for low-carbon hydrogen*. Applied Energy, 302, 117481.
- Champion, N., Nami, H., Swisher, P. R., Hendriksen, P. V., & Münster, M. (2023). *Techno-economic assessment of green ammonia production with different wind and solar potentials*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 173, 113057. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.113057>
- Collis, J., & Schomäcker, R. (2022). *Determining the production and transport cost for H2 on a global scale*. Frontiers in Energy Research, 10, 909298.
- Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ). (2023). *UK hydrogen transport and storage cost report*.
- Eicke, L., & De Blasio, N. (2022). *Green hydrogen value chains in the industrial sector—Geopolitical and market implications*. Energy research & social science, 93, 102847.
- European Commission. (2021). *Assessment of Hydrogen Delivery Options*
- Fikri, M., Hendrarsakti, J., Sambodho, K., Felayati, F., Octaviani, N., Giranza, M., & Hutomo, G. (2018). *Estimating capital cost of small scale LNG carrier*. Proceedings of the 3rd International Conference on Marine Technology—SENTA, Surabaya, Indonesia.

- Galimova, T., Fasihi, M., Bogdanov, D., & Breyer, C. (2023). *Impact of international transportation chains on cost of green e-hydrogen: Global cost of hydrogen and consequences for Germany and Finland*. Applied Energy, 347, 121369.
- Graham, P., Hayward, J., Foster, J., & Havas, L. (2022). *GenCost 2021-22: final report*.  
<https://publications.csiro.au/publications/publication/Plcsiro:EP2022-2576>
- Hassan, Q., Algburi, S., Sameen, A. Z., Salman, H. M., & Jaszczur, M. (2024). *Green hydrogen: A pathway to a sustainable energy future*. International Journal of Hydrogen Energy, 50, 310-333.
- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen*
- IEA. (2023). *Global Energy and Climate Model*.  
<https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model>
- IMO. (2024). *IMO's work to cut GHG emissions from ships* [accessed on June 5, 2024].  
<https://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/Pages/Cutting-GHG-emissions.aspx>
- IRENA. (2021). *A pathway to decarbonise the shipping sector by 2050*.
- IRENA. (2022a). *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part I - Trade outlook for 2050 and way forward*
- IRENA. (2022b). *Global hydrogen trade to meet the 1.5 C climate goal: Part III - green hydrogen supply cost and potential*
- Jackson, C., Fothergill, K., Gray, P., Haroon, F., Makhloufi, C., Kezibri, N., Davey, A., LHote, O., Zarea, M., & Davenne, T. (2019). *Ammonia to green hydrogen project: Feasibility study*. Ecuity, UK.
- Johnston, C., Khan, M. H. A., Amal, R., Daiyan, R., & MacGill, I. (2022). *Shipping the sunshine: An open-source model for costing renewable hydrogen transport from Australia*. International Journal of Hydrogen Energy, 47(47), 20362-20377.
- Khan, M. A., Young, C., & Layzell, D. B. (2021). *The techno-economics of hydrogen pipelines*. Transition Accelerator Technical Briefs, 1(2), 1-40.
- KHI. (2021). *Liquefied Hydrogen Carrier -SUISO FRONTIER- Receives Classification from Nippon Kaiji Kyokai* [accessed on June 5, 2024].  
[https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20211203\\_9557](https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20211203_9557)
- KHI. (2023). *Financial Results for FY2022*. <https://global.kawasaki.com/>

- Klüssmann, J. N., Ekknud, L. R., Ivarsson, A., & Schramm, J. (2020). *Ammonia application in IC engines*. Special report, a report from the advanced motor fuels technology collaboration programme.
- Lanz, A. H., James Messer, Colin. (2001). *Hydrogen fuel cell engines and related technologies*.  
<https://rosap.ntl.bts.gov/view/dot/14966>
- Lanz, L., Noll, B., Schmidt, T. S., & Steffen, B. (2022). *Comparing the levelized cost of electric vehicle charging options in Europe*. *Nature Communications*, 13(1), 5277.
- Lee, H., & Lee, S. (2022). *Economic analysis on hydrogen pipeline infrastructure establishment scenarios: case study of South Korea*. *Energies*, 15(18), 6824. <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/en15186824>
- Lee, J., Choi, Y., & Choi, J. (2022). *Techno-Economic Analysis of NH<sub>3</sub> Fuel Supply and Onboard Re-Liquefaction System for an NH<sub>3</sub>-Fueled Ocean-Going Large Container Ship*. *Journal of Marine Science and Engineering*, 10(10), 1500.
- Li, L., Manier, H., & Manier, M.-A. (2020). *Integrated optimization model for hydrogen supply chain network design and hydrogen fueling station planning*. *Computers & Chemical Engineering*, 134, 106683.
- Lindstad, E., Polić, D., Rialland, A., Sandaas, I., & Stokke, T. (2022). *Decarbonizing bulk shipping combining ship design and alternative power*. *Ocean Engineering*, 266, 112798.
- Makridis, S. (2017). *Hydrogen storage and compression*.  
<https://doi.org/https://doi.org/10.48550/arXiv.1702.06015>
- MAN Diesel & Turbo. (2013). *Propulsion Trends in LNG Carriers Two-stroke Engines*.
- MAN Energy Solutions. (2022). *Computerized Engine Application System Engine Calculations* [accessed on June 5, 2024]. <https://www.man-es.com/marine/products/planning-tools-and-downloads/ceas-engine-calculations>
- Maritime Optima. (2021). *Shiparlas* [accessed on June 5, 2024]. <https://app.maritimeoptima.com/>
- Mazloomi, K., & Gomes, C. (2012). *Hydrogen as an energy carrier: Prospects and challenges*. *Renewable and sustainable energy reviews*, 16(5), 3024-3033.
- Menon, E. S. (2005). *Gas pipeline hydraulics*. Crc Press.
- Ohashi, T. (2023). *World's First Liquefied Hydrogen Carrier* Technical & Commercial Conference.
- Papadias, D. D., Peng, J. K., & Ahluwalia, R. K. (2021). *Hydrogen carriers: Production, transmission, decomposition, and storage*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(47), 24169-24189.

- Rao, P. C., & Yoon, M. (2020). *Potential liquid-organic hydrogen carrier (LOHC) systems: A review on recent progress*. *Energies*, 13(22), 6040.
- Reuß, M., Grube, T., Robinius, M., Preuster, P., Wasserscheid, P., & Stolten, D. (2017). *Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model*. *Applied Energy*, 200, 290–302. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.050>
- Rezaee, A., Dehghanian, F., Fahimnia, B., & Beamon, B. (2017). *Green supply chain network design with stochastic demand and carbon price*. *Annals of operations research*, 250, 463–485.
- Riemer, M., Schreiner, F., & Wachsmuth, J. (2022). *Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia: Analysis of Technical Feasibility under Economic Considerations*. Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI.
- Seddiek, I. S., & Ammar, N. R. (2023). *Technical and eco-environmental analysis of blue/green ammonia-fueled RO/RO ships*. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 114, 103547. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.trd.2022.103547>
- Seo, Y., & Han, S. (2021). *Economic evaluation of an ammonia-fueled ammonia carrier depending on methods of ammonia fuel storage*. *Energies*, 14(24), 8326. <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/en14248326>
- Sotoodeh, K. (2022). *Cryogenic Valves for Liquefied Natural Gas Plants*. Gulf Professional Publishing.
- Taibi, E., Miranda, R., Carmo, M., & Blanco, H. (2020). *Green hydrogen cost reduction*
- U.S. DOE. (2022). *Hydrogen Delivery Scenario Analysis Model (HDSAM) V4.1* [accessed on Dec 29, 2023]. <https://hdsam.es.anl.gov/index.php?content=hdsam>
- Ursua, A., Gandia, L. M., & Sanchis, P. (2011). *Hydrogen production from water electrolysis: current status and future trends*. *Proceedings of the IEEE*, 100(2), 410–426.
- Wickham, D., Hawkes, A., & Jalil-Vega, F. (2022). *Hydrogen supply chain optimisation for the transport sector - Focus on hydrogen purity and purification requirements*. *Applied Energy*, 305, 117740.
- Zhao, Y., & Rui, Z. (2014). *Pipeline compressor station construction cost analysis*. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 8(1), 41–61.