

해외 그린수소 공급망 경제성 분석

황해중¹ · 이예슬¹ · 권낙현¹ · 김수현² · 유영돈² · 이혜진^{1†}

¹수소융합얼라이언스, ²고등기술연구원

Economic Feasibility Analysis of an Overseas Green Hydrogen Supply Chain

HAEJUNG HWANG¹, YESEUL LEE¹, NAKHYUN KWON¹, SUHYUN KIM², YOUNGDON YOO², HYEJIN LEE^{1†}

¹International Coordination Department, H2KOREA, 34 Banpo-daero, Seocho-gu, Seoul 06716, Korea

²Plant Engineering Division, Institute for Advanced Engineering, 175-28 Goan-ro 51beon-gil, Baegam-myeon, Cheoin-gu, Yongin 17180, Korea

†Corresponding author :
hjlee@h2korea.or.kr

Received 14 October, 2022
Revised 27 October, 2022
Accepted 6 December, 2022

Abstract >> At the present time, interest in hydrogen is increasingly growing worldwide to tackle climate change. Korea also takes an action by announcing the first hydrogen economy implementation basic plan with the import targets of 22.9 million tons of hydrogen from oversea in 2050. To achieve this plan, it is very essential to establish an overseas hydrogen supply chain. In this paper, the study estimates the import price for hydrogen into basic scenario and comprehensive scenario, and also analyses economic feasibility considering price of the each technology.

Key words : Hydrogen economy(수소경제), Overseas hydrogen supply chain(해외 수소공급망), Hydrogen value chain(수소 밸류 체인), Import price(도입 단가), Economic analysis(경제성 분석)

1. 서론

2021년 11월, 정부는 수소경제의 첫 법정 기본계획인 제1차 수소경제 이행 기본계획을 발표하였다. ‘수소’를 탄소중립 이행을 위한 핵심수단으로 선정하고, 수소 생산-유통-활용의 전주기적 관점에서 선도국가 도약을 목표로 방향을 언급하였다. 수소경제 이행을 통한 국내 산업 경쟁력 제고 및 에너지 안보

강화를 위해 수소 생산, 인프라 구축, 제도개선 등을 마일스톤으로 제시하였다¹⁾. 특히, 2020년 22만 톤에서 2030년 390만 톤, 2050년에는 2,790만 톤의 수소를 공급하는 계획을 발표하였다. 그중 해외에서 수입하는 수소는 2030년 196만 톤, 2050년 2,290만 톤으로 수소 수입 의존도는 2030년 50.3%에서 2050년 82.1%로 지속적으로 증가하고 있다(Table 1). 해외 수소의 수입량이 급증함에 따라 에너지 안보 측면에

서 국내기업 및 정부의 해외 수소 공급망 구축은 필 수적이라고 할 수 있다.

호주 및 사우디, UAE 등 중동지역 국가들은 수소 수출국 도약을 목표로 블루·그린수소 생산을 추진 중²⁾이며, 이에 독일, 일본 등 잠재적인 수소 수입국 들은 대규모 정부 지원을 통해 해외 수소 공급망 구 축을 장려 중이다. 독일은 해외 그린수소 생산설비 지원 및 해외 수소 도입 지원 메커니즘(H2Global) 개 발을 위해 9억 유로 이상을 지원³⁾하고 있으며, 일본 에서도 대규모 수소 공급망 구축 프로젝트 지원을 위해 3천 억 엔이 넘는 금액을 국가에서 지원⁴⁾하며, 기업들의 해외 프로젝트 추진을 지원하고 있다.

우리나라 정부는 H₂STAR 프로젝트를 통해 해외 청정수소 공급망 구축을 위한 4개 프로젝트를 발표 하였다. 이후 주요 기업에서는 해외 수소 생산 프로 젝트에 직접 투자 또는 사업지분을 확보하는 방식으 로 해외 청정수소 공급망 구축을 추진 중이다. 정부 에서도 「해외 청정수소, 암모니아 생산 및 도입 기반 구축사업」을 2023년 신규사업으로 추진하여 해외 수 소 공급망 구축에 서두르고 있다.

수소의 경제성 측면에서는 수소 생산 여건이 우수 한 곳을 선점하여 생산 비용을 낮추는 것이 중요하 지만, 생산된 수소를 운송·도입하는 과정 또한 수소의 단가에 영향을 주고 있다⁵⁾. 수소 공급망의 밸류 체인은 수소의 생산 단계, 운송을 위한 형태로 전환 하는 운송체 합성 단계, 선박을 통한 해상 운송, 운송 체를 수소로 전환하는 과정으로, 크게 4단계로 구분 할 수 있다⁶⁾.

본 연구에서는 해외 수소 도입을 위해 국내 기업 들이 사업 추진을 위해 주로 검토 중인 사우디아라

비아와 호주에서 생산한 그린수소를 액화수소, 암모 니아로 전환하여 국내로 도입하는 과정에 중점을 두 어 운송체 전환, 해상 운송 그리고 수소로 재전환하 는 공정까지의 도입단가를 통해 경제성을 분석하고 자 한다.

2. 해외 수소 도입 경제성 분석

2.1 그린수소 생산

그린수소 생산 경제성을 분석하기 위한 핵심요인 은 수전해 설비단가와 재생에너지 발전단가이다. 수 소 생산을 위한 수전해 설비단가는 International Energy Agency (IEA) (2021)에서 제시한 2030년 지속가능 발전(SDS) 시나리오 설비단가인 \$562/kWe를 적용 하였다. 발전단가(levelized cost of energy, LCOE)로 는 IEA (2021)의 2030년 호주 Port Headland 사례를 참고하여 태양광 MWh당 \$30, 풍력 MWh당 \$40을 적용하였으며, 사우디아라비아 Aqaba 사례를 참고하 여 태양광 MWh당 \$23, 풍력 MWh당 \$36을 적용하 였다. 수전해 이용률은 H2KOREA (2021)에서 사우 디아라비아의 풍력 이용률 36.1%, 태양광 이용률 23.5% 및 호주 풍력 38.9%, 태양광 21.8%의 이용률 의 재생에너지를 수전해 설비에 연결을 가정하여 사 우디아라비아 59.6%, 호주 60.7%를 반영하였다⁷⁾.

2.2 운송체 합성

2.2.1 암모니아

암모니아 합성 시 공기분리장치(air separation unit, ASU), 냉매·원료압축기, 재순환 압축기, 히터 등 사 용에 따른 에너지 소비가 주요하며, 전환율을 증가시 키기 위해 입구로 재순환시켜 97-99% 수소가 암모 니아로 전환이 가능하나, 발열 반응으로 인해 생산된 암모니아의 8%에 해당하는 열손실이 발생한다⁶⁾. ASU, 압축기 등에 소요되는 전기에너지 소요량에 대해서 는 International Renewable Energy Agency (IRENA) (2022)에서 제시하는 수치인 4.3 kWh/kgH₂를 반영하

Table 1. Korea's hydrogen economy implementation basic plan

Year	2020	2030	2050
Hydrogen supply capacity (Mt)	0.22	3.9	27.9
Import of overseas hydrogen (Mt)	-	1.96	22.9
Share of hydrogen imports (%)	-	50.3	82.1

였다.

2.2.2 액화

액화 공정은 우선 수소를 13 bar 이상에서 20-30 bar 까지 압축하여 액체질소 등 냉매제를 활용하여 1차로 -190℃까지 액화시킨 후 수소 또는 헬륨을 사용하는 극저온 냉매 사이클을 통해 추가로 -253℃까지 냉각하는데, 주로 2차 냉각과정에 많은 양의 에너지가 투입된다⁶⁾. 액화 공정은 수소에너지의 1/3에 해당하는 전기투입이 필요한 공정으로 가장 많은 기술혁신이 일어나야 하는 공정 중 하나로 현재까지는 액화 공정에 10-12 kWh/kgH₂의 전력 투입이 필요한 것으로 알려져 있다⁸⁾. 그러나 대량의 해외 수소 도입을 위해서는 투입에너지를 현격히 낮춰야 하며, 이에 일본 및 유럽 등 주요국은 최종 6 kWh/kgH₂ 목표를 제시하고 있다. 본 연구의 기본 시나리오로는 우선 IRENA (2022)에서 2030년에 달성 가능할 것으로 제시하는 낙관적 시나리오의 수치인 8 kWh/kgH₂를 반영하였다⁹⁾.

2.3 선박 운송

2.3.1 암모니아 선박 운송

암모니아 운송의 경우, 주요 터빈 제조사의 2024년 암모니아 추진 선박용 터빈개발 완료 시점과 국내 조선사 선박개발 완료 시점을 고려하여 암모니아를 연료로 사용하여 추진하는 선박을 가정하였다. 선박의 선가는 IRENA (2022)의 암모니아 운송 선박의 낙관적·비관적 시나리오의 중간값을 가정하여 60,000 tNH₃ 운송 선박 규모에 USD 1,325/tNH₃을 적용하였다⁵⁾. 선박의 연료로는 사우디아라비아 및 호주에서 싣고 오는 화물인 그린 암모니아를 활용하는 것으로 산정하였다.

수출입 터미널에서의 암모니아 수출입 기반 설비 비용 관련해서는 도착지로 128,000 t/y급 기준으로 추산된 €286M를 달러 기준으로 변환하였다. 용량이 상이한 설비의 비용 추정을 위해 투자비의 증가율을

나타내는 스케일지수는 0.6을 적용하였다⁹⁾.

2.3.2 액화수소 선박 운송

액화수소 운송 선박의 경우, boil-off되는 수소를 활용하여 연료전지를 활용하는 추진 선박으로 가정하였다. Boil off rate는 일본의 선행 연구를 차용하여, 운송과정 중에는 0.2%/day를 가정하였다¹⁰⁾. 국내 조선업계 자문 의견을 토대로 초기에는 40 K급의 선박 크기가 현실적인 것으로 가정하였다. 여기에 액화수소 밀도 70.8 kgH₂/CBM (cubic meter)을 가정하여 한 번에 운송 가능한 양을 산정하였다. 연료전지 효율로는 60%, 모터 효율은 95%, 운항속도는 25 km/h를 가정하였다. 선박 연료의 경우 boil-off되는 양과 추가적으로 필요한 양은 화물에서 차감하여 반영하는 형태로 구성하였다. 선박 가격의 경우, IEA (2021)에서 제시된 선가를 기준으로 스케일지수 0.6을 적용하여 선박의 선가를 추정하였다¹¹⁾.

수출입 터미널에서 필요한 액화수소 탱크 비용을 전망할 때 2030년은 초기 시장일 것을 감안하여 다소 규모가 작은 IRENA (2022)의 40 K급 탱크 비용인 \$19/kg을 반영하였다⁶⁾. 또한, 인수기지의 기타설비 구축에 소요되는 비용은 IRENA (2022)의 4 t/d급을 기준으로 한 \$770,000를 반영하였다.

2.4 수소로의 재전환

2.4.1 암모니아 크래킹

크래킹 과정 중에 투입되는 열에너지의 경우, Nielsen¹²⁾이 제시한 에너지 열량 기준 86% 전환율, 즉 14%가 공정 중 자가 소비되는 것으로 반영하였으며, 생산된 가격은 암모니아 크래킹 과정 이전까지의 전환효율이 반영된 상태에서의 암모니아 가격으로 산정하였다. 크래킹 설비가격은 Ishimoto 등⁹⁾이 제시한 €268M를 스케일지수 0.6을 적용하여 반영하였다.

2.4.2 액화수소 재기화

재기화 설비 가격은 IRENA (2022) 보고서에서 검토한 다수의 문헌에서 제시한 수치 중 중간값 수준

인 \$300/kWh₂를 기준으로 하되, 초기 리스크를 반영하여 1.5배를 추가 반영하였다. Boil off rate는 Mizuno 등¹⁰⁾을 차용하여 인수기지, 출하기지 등 고정된 곳에서는 0.1%를 가정하였다.

3. 결과 및 고찰

3.1 경제성 분석 결과

2030년경 액화수소 형태로 한국까지 도착하는 도입가는 사우디의 경우 \$5.8/kgH₂, 호주의 경우 \$5.5/kgH₂로 추정되며(Fig. 1), 두 나라의 도입단가 차이는 주로 운송거리에 기인한 비용 차이에서 발생한다. 액화 기술 체인의 경우, 액화에 투입되는 에너지 및 액화 설비 가격에 기인하여 액화공정이 전체 도입가의 21% (사우디), 24% (호주)를 차지하였다. 운송선박 가격 및 운송 중 boil-off 손실로 인해 해상운송 단계가 차지하는 비용은 전체 도입가의 23% (사우디), 12% (호주)를 차지하였다. 두 나라 사이의 운송 비용 비중 차이가 큰 이유는 우선 호주 대비 사우디가 한국까지 해상운송 거리가 멀어 동일한 양의 수소를 한국으로 운송하기까지 필요한 선박의 수가 2배 많으며, 운송거리가 멀기 때문에 연료비도 2배 더 소요되기 때문이다. 더욱이 기술 초기 단계임을 감안하여

고려된 40 K 규모의 선박은 규모의 경제를 확보하지 못해 도입가에서 상당한 비중을 차지하는 비용요소로 작용한다.

2030년경 암모니아 형태로 사우디에서 한국으로 도입단가는 \$4.9/kgH₂, 호주에서 도입하는 경우 \$5.1/kgH₂로 추정된다(Fig. 2). 암모니아 도입단가의 주요한 차이는 그린수소 생산단가에서 기인한다. 이는 크래킹 과정 중의 암모니아 손실로 인해 동일한 양의 수소 생산을 위해 액화수소 대비 상대적으로 많은 양의 수소 생산이 필요하기 때문이다.

3.2 주요 변수에 따른 시나리오 분석

3.3.1 액화수소 경로 시나리오 분석

기본 시나리오에서 가정한 액화 과정 중의 전력 투입량에 대해서 10 kWh/kgH₂의 현재 기술 수준을 가정한 경우와 간헐적 발전 특성을 흡수 가능한 수전해 공정을 제외한 상시 운전이 필요한 공정 중의 산업용 그리드 전력사용을 가정하여 Table 2와 같이 시나리오를 설정하고, 기본 시나리오 대비 사우디와 호주의 단가 변화를 추정하였다(Fig. 3). 산업용 전력 단가는 러시아-우크라이나로 비정상 상태의 전력 가격이 반영되는 것을 회피하기 위해 2020년 9월 기준으로 global petrol prices에서 확인된 호주는 MWh당

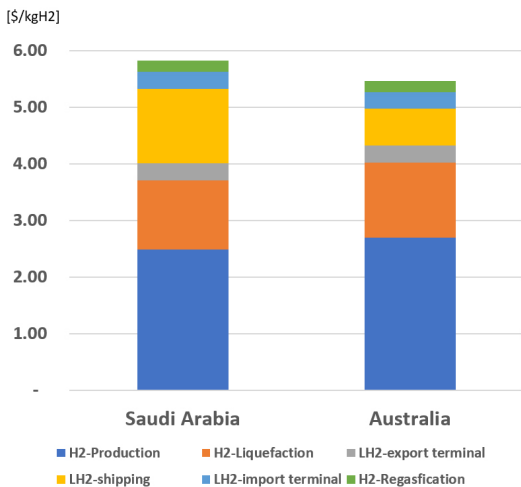


Fig. 1. Import price of liquefied hydrogen in the basic scenario

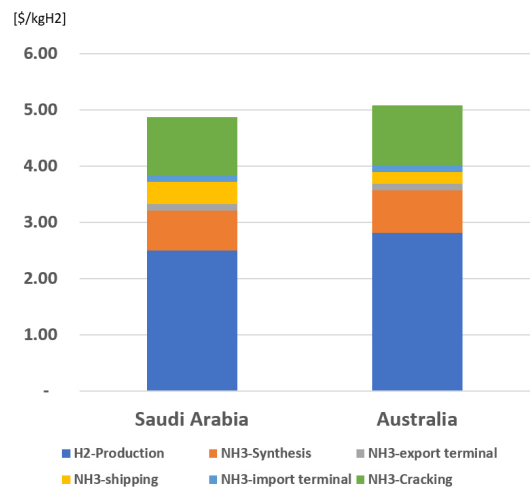


Fig. 2. Import price of ammonia in the basic scenario

\$134, 사우디는 MWh당 \$50을 활용하였다¹³⁾.

기본 시나리오와 동일하게 재생에너지를 사용하 되, 액화 과정 중의 투입 전력이 10 kWh/kgH₂ 조건 인 경우(scenario 1), \$5.9/kgH₂ (사우디), \$5.6/kgH₂ (호주)로 기본 시나리오 대비 전력소비량 증가에 기 인하여 양 국가 모두 \$0.1/kgH₂의 도입단가 증가가 예상된다. 수소 압축, 액화 공정 등 수소 생산 이외의 공정에서 산업용 그리드 전력을 사용하는 경우(scenario 2), 액화 공정에서 전력 투입량이 기본 시나리오와 동 일한 8 kWh/kgH₂일 때 사우디는 \$6.1/kgH₂, 호주는 \$6.4/kgH₂로 각각 \$0.3/kgH₂, \$0.8/kgH₂가 상승하는 것으로 추정된다. 즉, 액화 공정 중의 전력단가가 도 입단가의 가격 상승을 크게 주도하는 것을 알 수 있 었다. 여기에 현재 액화 공정 기술 수준인 투입전력

10 kWh/kgH₂를 반영하는 경우(scenario 3), 사우디는 \$6.2/kgH₂, 호주는 \$6.7/kgH₂까지 도입가격이 상승하 게 된다.

3.3.2 암모니아 경로 시나리오 분석

암모니아의 경우, 액화수소 경로와 같이 수소 생 산을 제외한 암모니아 합성 등에서 사용하는 전력을 산업용 전력을 활용하는 경우와 크래킹 시 사용되는 열의 공급원을 외부에서 천연가스로 조달하는 경우 로 나누어 Table 3과 같이 시나리오를 설정하고, 한 국으로 도입하는 단가를 추정하였다(Fig. 4).

외부에서 천연가스로 필요 열원을 공급받는 조건 에서(Scenario 1) \$4.4/kgH₂ (사우디), \$4.6/kgH₂ (호 주)으로 기본 시나리오 대비 두 나라 모두에서 \$0.5/kgH₂ 정도 크게 하락하는 것을 확인할 수 있었다. 암모니 아 합성 등 수소 생산 이외의 공정에서 산업용 전력 활용을 가정하는 경우(scenario 2) \$5.0/kgH₂ (사우 디), \$5.6/kgH₂ (호주)으로 기본 시나리오 대비 각각 \$0.1/kgH₂, \$0.6/kgH₂가 상승하는 것으로 추정된다. 암모니아 합성 중의 전력소비량이 액화 공정 대비는 다소 작지만, 높은 수준의 호주 산업용 전력단가로 인해 호주는 특히 크게 단가 상승을 일으키는 요인 으로 작용하게 된다. 수소 생산 이외 공정에서의 산

Table 2. Main conditions for each scenario of liquefied hydrogen

Type	Electric power type		Liquefaction plant power consumption
	Electrolysis process	Other process	
Base case	Renewable	Renewable	8 kWh
Scenario 1			10 kWh
Scenario 2		Grid	8 kWh
Scenario 3			10 kWh

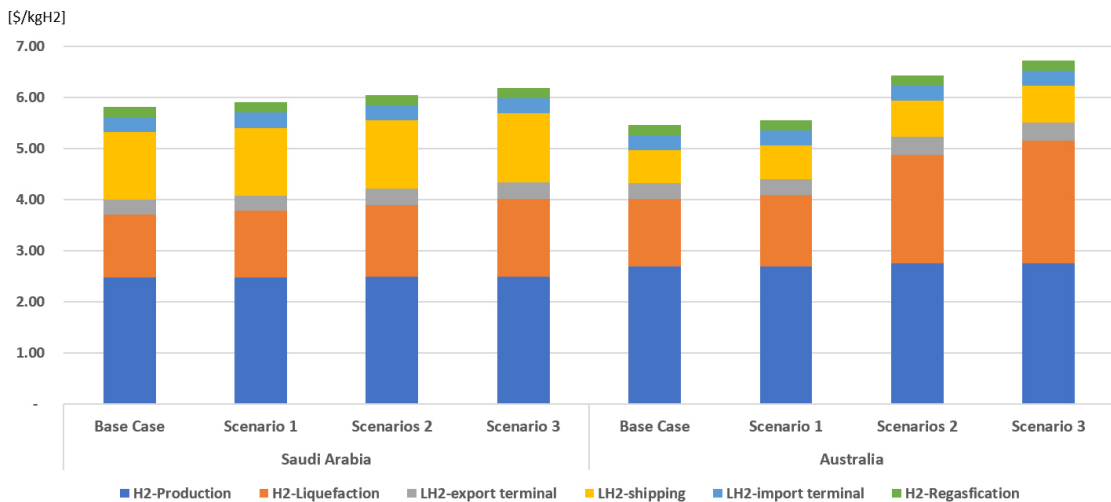


Fig. 3. Import price for liquefied hydrogen in the comprehensive scenario

업용 전력 활용과 크래킹 과정 중 천연가스 공급하는 경우(scenario 3), \$4.5/kgH₂ (사우디), \$5.1/kgH₂ (호주)로 기본 시나리오 대비 사우디는 \$0.4/kgH₂ 하락하며, 호주의 경우 차이가 거의 없는 것으로 확인되었다.

4. 결론

전 세계적으로 기후 변화 대응을 위해 탄소중립을 달성하기 위한 노력으로 수소에 대한 관심이 증가하고 있다. 우리나라도 2050년 탄소중립 달성을 위한 핵심수단으로 수소를 선정하고, 제1차 수소경제 이행 기본계획을 발표하는 등 수소 선도국가로 발돋움하고 있다. 2050년 수소공급량 2,790만 톤 중 82.1%

인 2,290만 톤의 수소를 해외에서 도입하기 위해서는 경제성과 환경성을 모두 고려한 해외 수소 공급망 구축이 필수적이다. 따라서 본 연구에서는 해외 수소 공급망 구축을 위해 고려되고 있는 주요 기술들에 대한 현황 분석을 기반으로 경제성을 분석하였으며, 사우디와 호주를 중심으로 사례분석을 진행하였다. 암모니아는 액화수소에 비해 운송체 전환과정 및 해상운송에서 강점을 보이지만 수소로 재전환하는 크래킹 공정에서 단가가 크게 상승하는 단점이 있다. 따라서 암모니아로 도입 시 암모니아를 직접 활용하는 방안이 가장 바람직할 것이다. 대안으로 크래킹 과정에 필요한 열을 천연가스로 공급 시 비용이 10% 이상 절감될 수 있으나 국내 CO₂ 배출이 약 1 kg/kgH₂ 내외로 늘어날 수 있기 때문에 비용과 및 추가적 감축 노력 필요 수준에 따라 선택이 필요할 것이다.

암모니아나 액화수소 경로 모두 운송체 합성과정 중의 산업용 그리드 전력을 사용하는 경우, 전체적인 도입단가가 크게 상승하므로, 수소 수출국과 사업모델 개발 시 협상을 해야 하는 가장 주요한 포인트로 검토가 필요할 것으로 판단된다. 암모니아와 액화수소 모두 해상 운송단계에서도 화물 자체를 연료로 활용할 경우, 생산단가의 증가가 더욱 가중되어 비용

Table 3. Main conditions for each scenario of ammonia

Type	Electric power type		Heat supply
	Electrolysis process	Other process	
Base case	Renewable	Renewable	Internal (NH ₃)
Scenario 1			External (NG)
Scenario 2		Grid	Internal (NH ₃)
Scenario 3			External (NG)

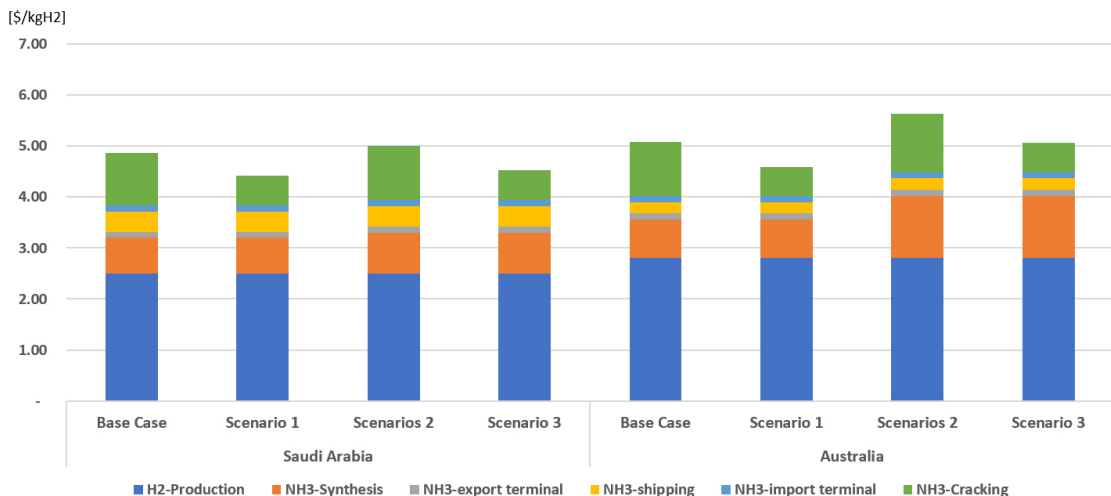


Fig. 4. Import price for ammonia in the comprehensive scenario

이 더욱 크게 증가하게 된다.

본 연구 결과를 통해 해외 수소 공급망 구축을 위한 주요 기술의 경제성을 분석할 수 있었으며, 유관 기업과 정부의 공급망 구축 전략을 위한 기초자료로 방향성을 제시할 수 있을 것이다.

후 기

이 논문은 2020년도 정부(산업통상자원부)의 재원으로 한국에너지기술평가원의 지원(20203020040010, 수소 전주기[생산, 저장/이송, 활용] 경제성, 환경성 평가 기술 개발)과 2021년도 정부(산업통상자원부)의 재원으로 한국에너지기술평가원의 지원을 받아 수행된 연구이다(20213030040620, 청정수소 인증제도 설계 기술개발).

References

1. Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE), “Basic plan for implementing the hydrogen economy of Korea”, MOTIE, 2021. Retrieved from http://www.motie.go.kr/moie/ms/nt/announce3/bbs/bbsView.do?bbs_seq_n=67130&bbs_cd_n=6.
2. R. Daiyan, I. MacGill, R. Amal, S. Kara, F. K. Aguey-Zinsou, M. H. Khan, K. Polepalle, and W. Rayward-Smith, “The case for an Australian hydrogen export market to Germany: state of play”, UNSW Sydney, 2021, doi: <http://doi.org/10.26190/35zd-8p21>.
3. Markus Exenberger, “Shaping the global energy transition: H₂Global”, 2021. Retrieved from https://www.energyforum.in/fileadmin/user_upload/india/media_elements/Presentations/20211108_German_funding_schemes_for_Green_Hydrogen_Projects/20211108_H2Global.pdf.
4. Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), “Japan’s vision and actions toward hydrogen-based economy”, 2021. Retrieved from https://www.eu-japan.eu/sites/default/files/imce/METI%202022.3.25_0.pdf.
5. B. Lee, H. Lee, C. Moon, S. Moon, and H. Lim, “Preliminary economic analysis for H₂ transportation using liquid organic H₂ carrier to enter H₂ Economy Society in Korea”, Trans Korean Hydrogen New Energy Soc, Vol. 30, No. 2, 2019, pp. 119-127, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2019.30.2.119>.
6. International Renewable Energy Agency (IRENA), “Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: technology review of hydrogen carriers”, IRENA, 2022. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Global-hydrogen-trade-Part-II>.
7. H2KOREA, “Development and verification of core technologies for the establishment of an overseas CO₂-free hydrogen supply chain”, KETEP, 2021. Retrieved from https://www.etic.kr/eisReport/eisReportView.do?srch_menu_nix=wg0a6KF1.
8. NCE Maritime CleanTech, “Norwegian future value chains for liquid hydrogen”, NCE Maritime CleanTech, 2019. Retrieved from <https://maritimecleantech.no/wp-content/uploads/2016/11/Report-liquid-hydrogen.pdf>.
9. Y. Ishimoto, M. Voldsund, P. Nekså, S. Roussanaly, D. Berstad, and S. O. Gardarsdottir, “Large-scale production and transport of hydrogen from Norway to Europe and Japan: value chain analysis and comparison of liquid hydrogen and ammonia as energy carriers”, Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 45, No. 58, 2020, pp. 32865-32883, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.09.017>.
10. Y. Mizuno, Y. Ishimoto, S. Sakai, and K. Sakata, “Economic analysis on international hydrogen energy career supply chains”. Journal of Japan Society of Energy and Resource, Vol. 38, No. 3, 2017, pp. 11-17, doi: https://doi.org/10.24778/jjser.38.3_11.
11. International Energy Agency (IEA), “The role of low-carbon fuels in the clean energy transitions of the power sector”, IEA, 2021. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/the-role-of-low-carbon-fuels-in-the-clean-energy-transitions-of-the-power-sector>.
12. R. Nielsen, “Topsoe ammonia cracking technology – delivering green hydrogen”, Haldor Topsoe A/S, 2021. Retrieved from <https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2021/11/Rasmus-Topsoe-NH3-cracking-AEA-2021.pdf>.
13. Global Petrol Prices, “Electricity prices”, Global Petrol Prices, 2022. Retrieved from https://www.globalpetrolprices.com/electricity_prices/.