Check for updates

Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 37, No. 5, 2026, pp. 645~658
DOI: https://doi.org/10.7316/JHNE.2026.37.5.645

JHNE
pISSN 1738-7264 • eISSN 2288-7407

1 MW급 암모니아 SOFC 시스템의 전과정 환경평가와 균등화 발전비용

신우찬[1,2] · 응웬앵덕[1,2] · 이동근[2] · 박진영[2] · 김영상[1,2†]

[1]과학기술연합대학원대학교 융합기계시스템전공, [2]한국기계연구원 무탄소발전연구실

Life Cycle Environmental Assessment and Levelized Cost of Electricity of 1 MW Ammonia-fueled SOFC System

WOOCHAN SHIN[1,2], ANH DUC NGUYEN[1,2], DONGKEUN LEE[2], JINYOUNG PARK[2], YOUNGSANG KIM[1,2†]

[1]Department of Converged Mechanical Systems, University of Science and Technology (UST), 217 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon 34113, Korea
[2]Department of Carbon-free Power Generation, Korea Institute of Machinery & Materials (KIMM), 156 Gajeongbuk-ro, Yuseong-gu, Daejeon 34103, Korea

†Corresponding author : yskim@kimm.re.kr

Received 2 October, 2026
Revised 14 October, 2026
Accepted 14 October, 2026

© The Korean Hydrogen and New Energy Society

This is an Open Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution-Non-Commercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0, https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/), which permits non-commercial use, sharing, adaptation, distribution, and reproduction in any medium or format, provided the original work is properly cited.

Abstract >> This study evaluates the environmental and economic performance of 1 MW ammonia-fueled solid oxide fuel cell (SOFC) systems relative to a natural gas (NG) SOFC. Direct-feed and external-cracking systems were modeled using Ebsilon Professional, and 21 scenarios for grey, green, and future green ammonia were assessed using ReCiPe 2016 and nominal LCOE. At 55% efficiency, the grey-ammonia direct system showed a global warming potential of 659.5 g CO2-eq/kWh, 25% higher than NG, while green ammonia reduced this impact by 91%. External cracking lowered net efficiency by 1.42 percentage points due mainly to increased cathode blower power. LCOEs for NG, grey, green, and future-green ammonia were 0.256, 0.306, 0.787, and 0.419 USD/kWh, respectively. Ammonia-SOFC competitiveness therefore depends strongly on fuel pathway, fuel price, carbon pricing, and stack thermal management.

Key words : Ammonia(암모니아), Solid oxide fuel cell(고체산화물 연료전지), Life cycle assessment(전과정평가), Levelized cost of electricity(균등화 발전비용), Ammonia cracking(암모니아 분해)

1. 서 론

암모니아(NH_3)는 높은 수소 저장 밀도를 가지며 상온에서 약 10 bar의 압력으로 액화가 가능해 저장 및 운송이 용이하다. 또한 기존에 구축된 생산·유통 인프라를 활용할 수 있다는 장점으로 인해 유망한 무탄소 발전 연료로 주목받고 있다[1]. 국내에서는 2024년 청정수소발전 입찰시장이 개설되어 첫 낙찰이 이루어졌으며[2], 이에 따라 발전용 연료로서 암모니아의 환경성과 경제성을 종합적으로 평가할 필요

2026 The Korean Hydrogen and New Energy Society. All rights reserved.

성이 커지고 있다.

고체산화물 연료전지(Solid Oxide Fuel Cell, SOFC)는 고온에서 작동하기 때문에 암모니아를 스택 내부에서 직접 분해하여 연료로 활용할 수 있으며, 높은 발전효율을 기대할 수 있다[3]. 암모니아 기반 SOFC 시스템은 연료 공급 방식에 따라 암모니아를 스택에 직접 공급하여 내부 분해하는 직접형[3]과, 외부 분해기(cracker)를 이용하여 암모니아를 수소로 전환한 후 스택에 공급하는 개질형[4]으로 구분된다. 두 방식은 암모니아 분해 반응의 위치에 따라 스택의 열관리와 보조동력 소비에서 차이를 보인다. 특히 직접형에서는 암모니아의 흡열 분해 반응이 스택을 냉각하여 캐소드 공기 유량과 보조동력을 감소시키는 것으로 보고되었다[5]. 이러한 특성에 주목하여 직접형 암모니아 SOFC 시스템의 구성 및 운전 조건이 발전효율[6,7]과 균등화 발전비용(Levelized Cost of Electricity, LCOE)[8]에 미치는 영향을 분석한 연구들이 수행되었다.

암모니아 기반 발전 시스템의 성능을 종합적으로 평가하기 위해서는 발전효율뿐 아니라 연료 및 설비 비용과 전과정 환경영향을 함께 고려할 필요가 있다. 경제성 측면에서는 고정형 연료전지 시스템의 LCOE를 비교한 연구[9]와 암모니아 분해기와 SOFC를 결합한 발전 시스템의 기술경제성을 분석한 연구[10]가 보고되었다. 환경성 측면에서는 암모니아 생산 경로에 따른 발전 시스템의 전과정평가(Life Cycle Assessment, LCA)[11]와 암모니아 분해기를 결합한 알칼리 연료전지 시스템의 전과정 환경영향 평가[12]가 수행되었다. SOFC를 대상으로 한 연구에서 Bicer와 Khalid[13]는 천연가스, 수소, 암모니아 및 메탄올을 연료로 사용하는 시스템의 환경영향을 6개 영향범주에서 비교하였으며, Lee 등[14]은 SOFC 열병합 시스템의 전과정 환경영향에서 제조 및 폐기 단계의 기여도가 작음을 보고하였다.

최근에는 경제성과 환경성을 개별적으로 평가하는 데서 나아가 두 측면을 통합적으로 분석하는 연구도 수행되고 있다. Kim 등[15]은 300 kW급 그린 암모니아 직접형 SOFC 시스템의 에너지·경제·환경(3E) 성능을 분석하였다. 또한 암모니아 분해 기반 수소 생산과 SOEC-자열개질(ATR) 통합 공정의 비교[16], 암모니아 분해기와 수소 가스터빈 및 SOFC를 결합한 터미널 공정에서 블루 및 그린 암모니아의 LCOE와 탄소집약도를 평가한 연구 등[17]이 보고되었다. 이러한 연구들은 암모니아의 생산 및 활용 과정에서 발생하는 비용과 환경영향을 정량적으로 평가하기 위한 기반을 제공한다.

그러나 여러 영향범주를 다룬 기존의 LCA는 직접형 SOFC에 한정되었으며[13], 경제성과 환경성을 함께 평가한 연구는 환경지표로 온실가스 배출만을 고려한 경우가 많다[15,17,18]. 특히 직접형과 개질형 암모니아 SOFC를 대상으로 그레이·그린·미래 그린 암모니아의 다양한 연료 경로를 천연가스(Natural Gas, NG) SOFC와 동일한 순출력 및 효율 조건에서 비교하고, 다범주 LCA와 LCOE를 통합적으로 분석한 연구는 제한적이다. 또한 NG SOFC 대비 경제적 경쟁력을 확보하기 위한 암모니아의 손익분기 연료가격과 탄소가격을 정량적으로 제시한 연구도 충분하지 않다.

따라서 본 연구에서는 상용 공정해석 프로그램인 Ebsilon Professional을 이용하여 순 AC 출력 1,000 kW급 직접형 및 개질형 암모니아 SOFC와 NG SOFC 시스템을 구축하였다. 순 발전효율 50·55·60% 조건을 포함한 총 21개 시나리오를 대상으로 ReCiPe 2016 방법론의 18개 영향범주에 대한 LCA와 명목 기준 LCOE를 산정하였다. 이를 통해 직접형과 개질형 시스템 및 암모니아 생산 경로에 따른 환경·경제적 특성을 비교하였다. 또한 NG SOFC와 비용 동등성을 달성할 수 있는 암모니아의 손익분기 연료가격과 탄소가격을 산정하여 암모니아 SOFC의 경제성 확보 조건을 정량적으로 제시하였다.

2. 해석 방법

2.1 시스템 모델

Fig. 1은 본 연구에서 비교한 세 가지 SOFC 시스템의 공정 구성을 나타낸다.

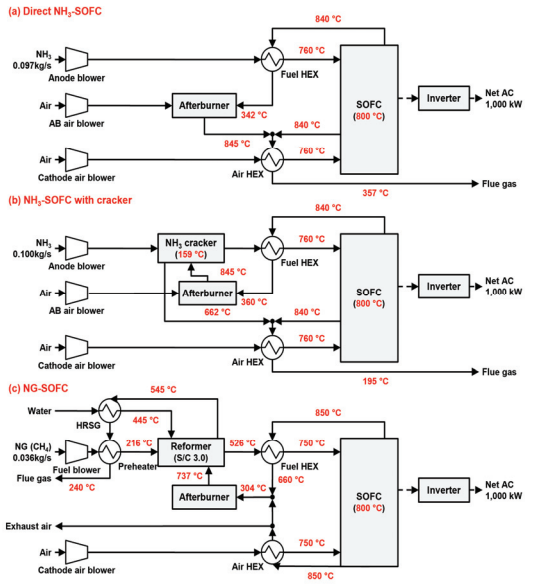


Fig. 1. Simplified process flow diagrams at the 55% design point: (a) direct NH_3-SOFC, (b) NH_3-SOFC with cracker (50% conversion, heated by afterburner exhaust) and (c) NG-SOFC with steam reformer (S/C 3.0)

직접형 암모니아 SOFC에서는 암모니아를 연료 열교환기에서 760°C까지 예열한 후 스택에 직접 공급하며, 공급된 암모니아는 스택 내부에서 분해되어 연료로 이용된다. 개질형 암모니아 SOFC에서는 스택 전단에 암모니아 분해기를 설치하여 공급 암모니아의 50%를 부분 분해한 후 스택에 공급한다. 분해기는 공급 암모니아 전량이 통과하는 평형 반응기로 모사하였으며, 1.14 bar에서 50% 전환율에 해당하는 평형 온도인 159°C에서 운전하도록 설정하였다. 암모니아 분해에 필요한 흡열량은 845°C의 애프터버너 배기가스로부터 공급되며, 이를 위한 별도의 추가 연소는 고려하지 않았다. NG SOFC 시스템은 천연가스를 스택 연료로 전환하기 위한 증기 개질기와 증기-탄소비(Steam-to-Carbon ratio, S/C) 3.0을 유지하기 위한 HRSG를 포함하도록 구성하였다. 세 시스템 모두 SOFC 스택의 운전온도는 800°C로 설정하였으며, 스택 출구 온도가 840°C로 유지되도록 캐소드 공기 유량을 조절하였다. 또한 스택에서 배출된 애노드 오프가스는 애프터버너에서 연소한 후 공기 및 연료 예열을 위한 열원으로 활용하였다.

스택 모델의 경우 선행 연구에서 기존 문헌과 실험을 통해 검증된 0-D 스택 모델[19]을 사용하였으며, 시스템 모델의 경우 저자 그룹이 선행 연구에서 구축한 Ebsilon 기반 암모니아 SOFC 시스템 모델을 기반으로 구성하였다[6-8]. 모든 시스템의 순 AC 출력은 1,000 kW로 고정하였으며, 직접형 암모니아 SOFC와 NG SOFC는 연료 이용률(fuel utilization, Uf)을 조정하여 순 발전효율이 각각 50, 55, 60%가 되도록 설계하였다. 전류밀도는 모든 모델에서 1,800 $A \cdot m^{-2}$로 고정하였다. 순 발전효율은 연료의 저위발열량(Lower Heating Value, LHV)을 기준으로 식 (1)과 같이 정의하였다.

$$\eta_{net} = \frac{P_{AC,net}}{\dot{m}_{fuel} LHV_{fuel}} \quad (1)$$

여기서 $P_{AC,net}$은 인버터의 AC 출력에서 블로워를 비롯한 보조기기의 소모동력을 차감한 순 AC 출력이다. 개질형 암모니아 SOFC는 각 직접형 설계점에 대응하도록 셀 수 대비 연료 공급량의 비를 동일하게 유지하여 구성하였다. 이 경우 외부 분해로 스택 내부의 흡열 냉각이 줄어 캐소드 공기 유량과 블로워 동력이 증가하므로(55%에서 19.5 → 44.7 kW), 개질형의 실제 순 발전효율은 각각 48.66, 53.58, 58.59%로 계산되었으며, 이는 대응하는 직접형보다 1.34~1.42%p 낮은 수준이다. 이후의 비교에서는 대응 설계점을 명확히 구분하기 위해 직접형의 목표 효율인 50, 55, 60%를 시나리오 라벨로 사용하고, 동일한 효율 라벨에 해당하는 시스템 간 결과를 비교하였다. 각 시스템의 주요 설계점 조건은 Table 1에 정리하였다.

여기서 D, C, N은 각각 직접형 암모니아 SOFC, 개질형 암모니아 SOFC 및 NG SOFC를 나타내며, 숫자는 해당 비교 시나리오의 목표 효율 라벨을 의미한다. 본 연구에서 제시한 성능은 스택 수명 초기(Beginning of Life, BOL)의 정상상태 설계점에 대한 결과이며, 장기 운전에 따른 스택 열화와 부분부하 운전 특성은 고려하지 않았다. 시스템 해석을 통해 산출한 연료 소비량, 셀 수 및 열교환기 면적은 이후

Table 1. Design points of the nine plant models (net AC output 1,000 kW, LHV basis)

Case	η (%)	Uf (-)	Cells	Fuel (g/s)
D50	50.00	0.605	54,659	107.11
D55	55.00	0.688	55,174	97.37
D60	60.00	0.773	55,784	89.26
C50	48.66	0.631	56,165	110.06
C55	53.58	0.708	56,636	99.95
C60	58.59	0.788	57,128	91.41
N50	50.00	0.615	70,083	39.99
N55	55.00	0.700	71,071	36.35
N60	60.00	0.786	72,038	33.32

2.2절의 전과정평가와 2.3절의 경제성 분석에 동일하게 적용하여 두 평가 간 시스템 조건의 일관성을 확보하였다.

2.2 전과정평가

전과정평가의 기능단위는 순 AC 전력 생산량 1 kWh로 정의하였다. 시스템 경계는 Fig. 2와 같이 연료 생산, 플랜트 제조 및 운전 단계의 직접배출로 구성하였으며, 각 단계에서 반영한 항목과 반영하지 않은 항목을 Table 2에 정리하였다. 스택의 수명은 5년으로 가정하여 플랜트 수명 동안 총 4세트의 스택이 투입되는 것으로 설정하였으며, 이는 2.3절의 경제성 분석에 적용한 스택 교체 주기와 동일하다. 폐기 단계의 환경 영향은 선행 연구와 직접형 암모니아 SOFC와 NG SOFC를 대상으로 한 실제 예비 분석에서 모든 영향범주에 대해 전체 영향의 0.01% 미만으로 나타나 시스템 경계에서 제외하였다[14]. 배경 인벤토리 데이터는 ecoinvent 3.5 cut-off database[20]를 사용하였으며, 환경영향평가는 SimaPro 9.0에서 ReCiPe 2016 Midpoint (H)[21,22]의 18개 영향범주를 대상으로 수행하였다. 플랜트 수명은 20년, 연간 이용률은 0.85로 가정하였다.

암모니아의 생산 경로는 그레이, 그린 및 미래 그린 암모니아의 세 가지로 구분하였다. 그레이 암모니아는 ecoinvent 3.5의 천연가스 증기개질 기반 암모

Table 2. Items included in and excluded from the life cycle inventory

Stage	Included	Basis	Not included
Fuel supply	Grey NH_3 production	ecoinvent 3.5, steam reforming of NG (Europe)	NH_3 shipping, terminal and storage
	Green and future green NH_3 production	Offshore wind electricity (10.2 and 8.0 kWh/kg NH_3) and deionised water	Electrolyser, air separation and synthesis plant hardware
	NG supply	ecoinvent 3.5, high-pressure NG (Japan, as a proxy)	-
Plant manufacturing	SOFC stack (interconnect, anode, electrolyte)	Materials scaled by active cell area; four stack sets in 20 yr	Cathode, seals, cell fabrication energy
	High-temperature heat exchangers	Material scaled by heat transfer area	Blowers, afterburner, enclosure
	Inverter	ecoinvent 3.5, 500 kW inverter	Other electrical equipment
	NH_3 cracker (catalyst, tubes, insulation, heating heat exchanger)	Materials scaled by NH_3 thermal input; four catalyst charges	-
	NG reforming catalyst	Ni catalyst (four charges)	Reformer vessel, desulfurizer
Operation	Direct emissions	NH_3: NO_x (upper bound) NG: CO_2 and NO_x	N_2O and unburned fuel emissions
	Auxiliary power	Deducted from the net AC output	Process water, maintenance, start-up and shutdown
End of life	-	-	Disposal (< 0.01% in a preliminary analysis)

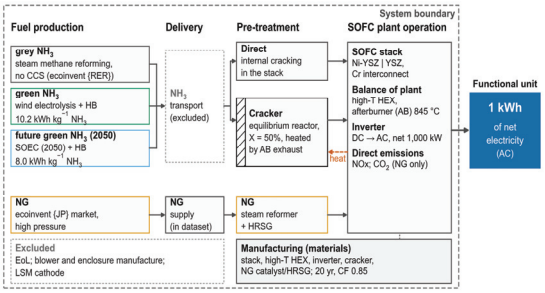


Fig. 2. System boundary and functional unit (1 kWh of net AC electricity) of the life cycle assessment

니아 생산 데이터를 적용하였으며, 해당 경로의 지구온난화 영향은 1.86 kg CO_2-eq/kg NH_3이다. 그린 암모니아는 수전해 기반 수소 생산에 52 kWh/kg H_2[23], 공기분리 및 Haber-Bosch 합성을 포함한 전체 암모니아 생산에 10.2 kWh/kg NH_3의 전력이 소비되는 것으로 설정하였으며, 필요한 전력은 국내 해상풍력으로 공급되는 것으로 가정하였다. 미래 그린 암모니아는 IRENA가 제시한 2050년 SOEC 전력소비 목표인 40 kWh/kg H_2 미만[23]을 반영하여 8.0 kWh/kg NH_3로 설정하였다. 다만 미래 시나리오에서도 풍력발전의 환경 인벤토리는 현재의 ecoinvent 데이터를 동일하게 적용하였다. 그린 및 미래 그린 암모니아의 경우 전력과 수전해용 물의 공급만을 고려하였으며, 수전해 설비와 암모니아 합성 설비의 제조는 포함하지 않았다. 플랜트 제조에 따른 환경 부하는 설비 규모에 따라 산정하였다. 제조 단계에서는 SOFC 스택과 주요 BoP (Balance of Plant) 구성품의 인벤토리를 각각 셀 활성면적과 열교환기 면적에 비례하여 산정하였다. 운전 단계에서는 NOx 배출량을 보수적으로 평가하기 위해 직접형 및 개질형 암모니아 SOFC의 애프터버너로 유입되는 미반응 암모니아가 모두 NO_2로 전환되는 것으로 가정하였다. 반면 NG SOFC에서는 연소에 따른 CO_2와 NO_x 배출을 고려하였으며, NO_x 배출계수는 연료전지 열병합 시스템에 대해 보고된 4.54 mg/kWh[24]를 적용하였다.

총 21개 시나리오의 환경영향은 SimaPro에서 각 단위 공정의 단위 투입량당 환경영향 원단위를 산출한 후, 각 설계점의 연료 소비량, 설비 규모 및 직접 배출량을 반영하여 선형 합산하는 방식으로 계산하였다. 시스템 간 환경영향의 차이를 구분하기 위해 두 시나리오의 영향 비가 0.90~1.10이면 동등한 수준으로, 0.90 미만인 경우 비교 대상보다 환경영향이 낮은 것으로, 1.10을 초과하는 경우 환경영향이 높은 것으로 분류하였다.

2.3 균등화 발전비용과 패리티

경제성 분석은 전과정평가와 동일한 21개 시나리오로 수행하였으며, 균등화 발전비용은 Bejan 등[25]의 총수입요구액(Total Revenue Requirement, TRR) 방법을 이용하여 명목가격 기준으로 산정하였다. 경제수명은 20년으로 설정하였으며, 자기자본과 부채의 비율을 50:50으로 가정하고 각각 8%의 요구수익률과 6%의 이자율을 적용하여 명목 할인율을 7%로 설정하였다. 연료비 및 운전유지비의 연간 에스컬레이션율은 3%, 설비 이용률은 0.90으로 가정하였다. LCOE 산정에 적용한 비용항목과 주요 가정은 Table 3에 정리하였다. 총자본투자비 산정을 위해 구매장비비에는 SOFC 스택, 인버터, 블로워, 연료 및 공기 열교환기, 애프터버너를 공통으로 포함하고, 개질형 암모니아 SOFC에는 암모니아 분해기를, NG SOFC에는 증기 개질기를 추가하였다. SOFC 스택 구매비는 연간 100 MW 규모의 양산을 가정한 282.9 USD/kW[26]를 적용하였다. 암모니아 분해기와 NG 증기 개질기의 반응기 비용은 산정 기준의 일관성을 위해 Seider 등[27]이 제시한 개질로(reformer furnace) 비용 상관식을 동일하게 적용하였으며, 장비비의 기준연도 보정에는 CEPCI 840.6을 사용하였다. 총자본투자비는 구매장비비에 설치, 배관, 계장 및 전기 공사 등의 직접비와 엔지니어링, 시공 및 예비비 등의 간접비를 더하고, 시운전비, 운전자본 및 건설기간 이자를 합산하여 산정하였다.

연간 총수입요구액은 자본회수비, 부채 이자, 자기자본 수익, 법인세 및 재산세 등의 자본 관련 비용에 연료비와 운전유지비를 더하여 산정하였다. 운전유지비는 고정비와 변동비를 각각 연간 설비투자비

Table 3. Cost items and main assumptions of the TRR-based LCOE

Category	Item	Basis or value
General	Economic life; construction period; capacity factor	20 yr; 2 yr; 0.90
	Nominal discount rate	7% (equity 50% at 8%, debt 50% at 6%)
	Escalation (fuel, O&M)	3%/yr
	CEPCI	840.6
Purchased equipment cost (PEC)	SOFC stack	282.9 USD/kW (100 MW/yr production)
	Inverter, blowers, heat exchangers, afterburner	Capacity-based cost correlations adjusted by CEPCI
	NH_3 cracker; NG steam reformer	Reformer furnace correlation[27]
Total capital investment	Direct costs: installation, piping, instrumentation, electrical, civil work, service facilities, land	20, 15, 12, 13, 21 and 35% of PEC; land 100,000 USD
	Indirect costs: engineering, construction, contingency	8 and 15% of direct costs; 15% contingency
	Start-up costs, working capital, interest during construction	TRR method[25]
Carrying charges	Capital recovery, interest on debt, return on equity	Economic life of 20 yr
	Income tax; property tax	22%; 2% of plant investment per year
O&M	Fixed; variable	6.3%; 2% of plant investment per year
	Stack replacement	1.2 × stack cost in years 5, 10 and 15
	Cracker catalyst replacement	Every 5 yr
Fuel	Grey NH_3	0.398 USD/kg (2025 Korean import CIF + terminal)
	Green NH_3	1.379 USD/kg (IRENA & AEA, 2020 cost + shipping)
	Future green NH_3	0.627 USD/kg (IRENA & AEA, 2050 cost + shipping)
	NG	0.623 USD/kg (KOGAS fuel cell tariff 2025)
Not included	Insurance, Operating labor, Salvage value and decommissioning, Carbon cost, Heat revenue, Subsidies Fuel storage, Grid connection, NG desulfurizer and water treatment, NG reforming catalyst, Stack degradation	

의 6.3%와 2%로 설정하였다. SOFC 스택은 운전 5, 10, 15년 차에 교체하는 것으로 가정하고, 교체비용은 스택 구매비의 1.2배를 적용하였다. 개질형 암모니아 SOFC에는 5년 주기의 분해기 촉매 교체비를 추가로 반영하였다. 반면 보험료, 운전 인건비, 잔존가치 및 해체비, 배열 판매 수익과 보조금은 고려하지 않았으며, 연료 저장설비, 계통연계 설비 및 NG 시스템의 탈황·수처리 설비도 별도의 장비비로 산정하지 않았다. 탄소비용은 기본 LCOE 산정에서 제외하고, 식 (3)의 경제성 패리티 분석에서 별도로 적용하였다.

암모니아 가격은 세 생산 경로 모두 한국 발전소 도입가격 기준으로 통일하였으며, 수출국의 암모니아 생산비에 해상운송 및 국내 수입 터미널 비용을 합산하여 2025 USD 기준으로 산정하였다. 그레이 암모니아는 2025년 한국의 암모니아 수입 CIF 가격 387.9 USD/t[28]에 터미널 비용 10 USD/t을 더하여 0.398 USD/kg으로 설정하였다. 그린 암모니아는 IRENA·AEA가 제시한 2020년 생산비용 범위의 중간값[29]을 2025년 가치로 환산한 1,319 USD/t에 해상운송 및 터미널 비용으로 가정한 60 USD/t을 더하여 1.379 USD/kg으로 설정하였다. 미래 그린 암모니아

는 동일 자료의 2050년 생산비용 범위의 중간값 572 USD/t에 운송 및 터미널 비용 55 USD/t을 더하여 0.627 USD/kg으로 설정하였다. 또한 미래 그린 암모니아의 생산 기술은 LCA 분석과 동일하게 IRENA의 2050년 SOEC 성능목표를 적용하였다. NG 가격은 2025년 연료전지용 도시가스 도매요금의 평균값인 0.623 USD/kg[30]을 사용하였다.

암모니아 SOFC의 경제적 경쟁성을 정량화하기 위해 NG SOFC와 동일한 LCOE를 달성하는 암모니아 손익분기 가격과 탄소가격을 각각 식 (2)와 식 (3)을 이용하여 산정하였다.

$$p^* = \frac{LCOE_{NG} - L_0}{s} \tag{2}$$

$$c^* = \frac{LCOE_{NH_3} - LCOE_{NG}}{GWP_{NG} - GWP_{NH_3}} \tag{3}$$

여기서 L_0는 연료비를 제외한 암모니아 SOFC의 LCOE, s는 암모니아 가격이 1 USD/kg 증가할 때 발생하는 LCOE 증가량을 나타낸다. 따라서 식 (2)의 손익분기 암모니아 가격은 다른 경제조건이 동일할 때 암모니아 SOFC의 LCOE가 NG SOFC와 같아지는 최대 연료가격을 의미한다.

탄소가격 패리티는 두 시스템의 전과정 지구온난화 영향(Global Warming Potential, GWP) 차이에 탄소가격을 적용하였을 때 기존 LCOE 차이가 상쇄되는 가격으로 정의하였다. 즉, 암모니아 SOFC가 NG SOFC보다 낮은 전과정 GWP를 갖는 경우, 식 (3)은 해당 환경적 이점이 경제적 비용 차이를 상쇄하기 위해 필요한 탄소가격을 나타낸다. 비교를 위한 기준 탄소가격으로는 K-ETS의 2025년 평균가격 6.4 USD/t[31], EU ETS의 2024년 평균가격 74.7 USD/t[32], 그리고 IEA World Energy Outlook 2024[33]의 Stated Policies Scenario (STEPS) 2030년 전망치와 Net Zero Emissions (NZE) 및 Announced Pledges Scenario (APS)의 2050년 전망치를 2025 USD로 환산하여 사용하였다.

3. 결과 및 고찰

3.1 연료 경로별 지구온난화 영향

Fig. 3은 21개 시나리오의 지구온난화 영향을 비교한 결과를 나타낸다. 55% 효율 라벨에서 그레이 암모니아 직접형의 GWP는 659.5 g CO_2-eq/kWh로, NG SOFC의 527.6 g CO_2-eq/kWh보다 약 25% 높았다. 이러한 비율은 50~60% 효율 범위에서 1.250~1.251로 거의 일정하게 유지되었다. 개질형 그레이 암모니아 SOFC의 GWP는 677.8 g CO_2-eq/kWh로 NG SOFC보다 약 28% 높았다.

반면 그린 암모니아를 적용한 직접형 SOFC의 GWP는 61.8 g CO_2-eq/kWh로, 그레이 암모니아 대비 약 91% 감소하였다. 미래 그린 암모니아의 경우에는 GWP가 50.0 g CO_2-eq/kWh까지 감소하였다. 발전효율 향상은 모든 연료 경로에서 단위 발전량

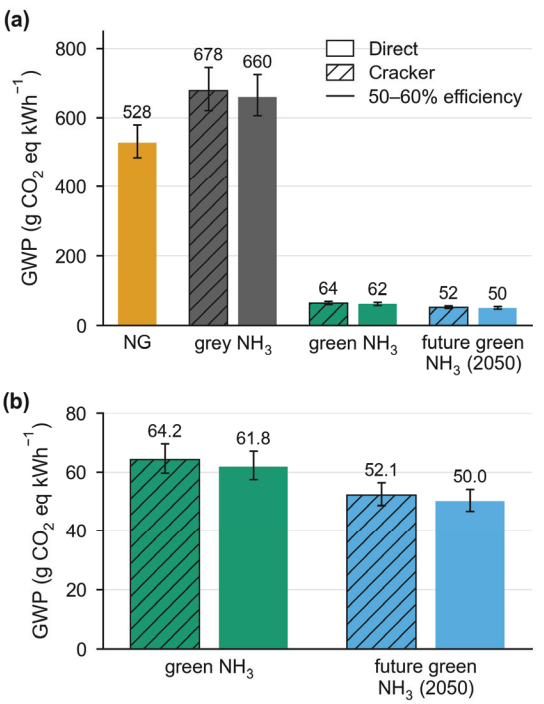


Fig. 3. Life cycle GWP of the 21 scenarios: (a) all fuel pathways and (b) enlarged view of green and future green NH_3 (bars: 55% label, whiskers: 50–60% labels)

당 연료 소비량을 감소시켜 GWP를 낮추는 효과를 보였다. 예를 들어 그레이 암모니아 직접형의 GWP는 효율이 50%에서 60%로 증가함에 따라 16.5% 감소하였다. 그러나 이러한 효율 향상만으로는 그레이 암모니아와 NG SOFC 간 GWP의 상대적 관계가 역전되지는 않았다.

그레이 암모니아 SOFC의 높은 GWP는 주로 암모니아 생산 단계의 상류 배출에서 기인하였다. 그레이 암모니아 직접형의 GWP가 NG SOFC와 동일해지기 위해서는 암모니아 생산 단계의 배출계수가 1.48 kg CO_2-eq/kg NH_3 이하로 낮아져야 하며, 이는 본 연구에서 적용한 ecoinvent 값인 1.86 kg CO_2-eq/kg NH_3 보다 약 20% 낮은 수준이다. 그러나 단순 GWP만으로는 시스템의 전반적인 환경성을 판단하기는 어려우므로, 다음 절에서는 나머지 영향범주에 대한 시스템별 환경영향을 종합적으로 비교하였다.

3.2 18개 영향범주 비교

Table 4는 55% 효율 라벨에서 7개 시나리오의 ReCiPe 2016 Midpoint (H) 18개 영향범주 결과를 나타내며, Fig. 4는 그레이 암모니아 직접형을 기준으로 한 상대 영향비를 보여준다. NG SOFC는 그레이 암모니아 직접형과 비교하여 16개 영향범주에서 10% 이상 낮은 환경영향을 보였으며, 나머지 2개 범주에서는 동등한 수준으로 평가되었다. 동등 범주는 해양 부영양화와 인체 발암독성으로, 영향비는 각각 0.97과 0.94~0.96이었다. 그레이 암모니아 직접형보다 환경영향이 10% 이상 높은 범주는 없었으며, 이러한 분류 결과는 50%와 60% 효율 라벨에서도 동일하게 유지되었다.

그린 암모니아 직접형은 그레이 암모니아 직접형에 비해 13개 영향범주에서 환경영향이 낮았고, 2개

Table 4. Life cycle impact assessment results at the 55% label (per kWh of net electricity; ReCiPe 2016 Midpoint (H))

Impact category	Unit	NG	Direct NH_3			Cracker NH_3		
			Grey	Green	Future green	Grey	Green	Future green
Global warming	kg CO_2 eq	0.528	0.660	0.0618	0.0500	0.678	0.0642	0.0521
Stratospheric ozone depletion	kg CFC11 eq	2.95E-08	2.45E-07	3.17E-08	2.56E-08	2.52E-07	3.30E-08	2.67E-08
Ionizing radiation	kBq Co-60 eq	2.37E-03	0.0119	2.69E-03	2.25E-03	0.0122	2.83E-03	2.38E-03
Ozone formation, human health	kg NO_x eq	4.32E-04	8.10E-04	2.09E-04	1.75E-04	8.35E-04	2.18E-04	1.83E-04
Fine particulate matter formation	kg PM2.5 eq	2.61E-04	5.18E-04	1.84E-04	1.54E-04	5.40E-04	1.97E-04	1.67E-04
Ozone formation, terrestrial ecosystems	kg NO_x eq	4.61E-04	8.34E-04	2.16E-04	1.81E-04	8.59E-04	2.25E-04	1.89E-04
Terrestrial acidification	kg SO_2 eq	7.48E-04	1.23E-03	3.96E-04	3.40E-04	1.29E-03	4.31E-04	3.74E-04
Freshwater eutrophication	kg P eq	1.76E-05	5.01E-05	3.50E-05	2.84E-05	5.18E-05	3.64E-05	2.95E-05
Marine eutrophication	kg N eq	2.78E-06	2.87E-06	5.21E-06	4.14E-06	2.97E-06	5.38E-06	4.28E-06
Terrestrial ecotoxicity	kg 1,4-DCB	0.285	3.11	1.12	0.898	3.20	1.16	0.929
Freshwater ecotoxicity	kg 1,4-DCB	5.23E-03	0.0214	0.0227	0.0182	0.0221	0.0235	0.0188
Marine ecotoxicity	kg 1,4-DCB	6.76E-03	0.0298	0.0286	0.0228	0.0308	0.0295	0.0236
Human carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	0.0165	0.0173	0.0262	0.0226	0.0187	0.0279	0.0242
Human non-carcinogenic toxicity	kg 1,4-DCB	0.0929	0.316	0.233	0.187	0.327	0.241	0.194
Land use	m^2a crop eq	2.49E-03	3.55E-03	1.47E-03	1.18E-03	3.66E-03	1.53E-03	1.23E-03
Mineral resource scarcity	kg Cu eq	8.12E-04	2.00E-03	2.93E-03	2.35E-03	2.09E-03	3.04E-03	2.45E-03
Fossil resource scarcity	kg oil eq	0.203	0.294	0.0154	0.0125	0.302	0.0160	0.0130
Water consumption	m^3	3.28E-04	0.0197	1.69E-03	1.54E-03	0.0202	1.74E-03	1.59E-03

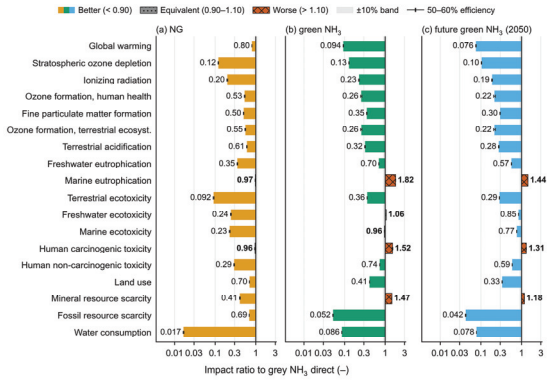


Fig. 4. Impact ratios of (a) NG, (b) green NH_3 direct and (c) future green NH_3 (2050) direct to grey NH_3 direct for 18 ReCiPe 2016 midpoint categories (log scale; bars: 55%, whiskers: 50–60%; grey band: ±10% equivalence)

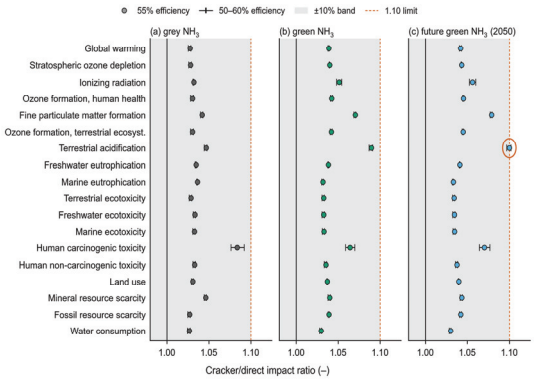


Fig. 5. Cracker-to-direct impact ratios for grey, green and future green NH_3 (points: 55%, lines: 50–60%)

범주에서는 동등하였으며, 3개 범주에서는 높은 환경영향을 나타냈다. 환경영향이 증가한 범주는 해양 부영양화, 인체 발암독성 및 광물자원 고갈로, 영향비는 각각 1.82, 1.52 및 1.47이었다. 반면 담수 생태독성과 해양 생태독성은 각각 1.06과 0.96으로 동등 범위에 포함되었다. 미래 그린 암모니아의 경우 15개 범주에서 환경영향이 감소하였으나, 해양 부영양화, 인체 발암독성 및 광물자원 고갈에서는 여전히 그레이 암모니아 직접형보다 높은 값을 보였다. 다만 이들 세 범주의 영향비는 각각 1.44, 1.31 및 1.18로 감소하였다. 본 연구에서 그린 암모니아와 미래 그린 암모니아는 암모니아 생산에 필요한 전력소비량이 각각 10.2 및 8.0 kWh/kg NH_3로 다르고, 동일한 풍력발전 인벤토리를 사용하였으므로, 이들 범주의 상대적 증가는 주로 재생전력 공급 단계의 환경부담과 관련된다. 따라서 그린 암모니아는 지구온난화 영향을 크게 줄일 수 있는 반면, 일부 부영양화·독성 및 광물자원 관련 영향범주에서는 추가적인 환경부담이 발생하는 상충관계(trade-off)를 나타냈다.

Fig. 5는 각 암모니아 생산 경로에서 개질형과 직접형의 18개 영향범주별 비를 비교한 결과이다. 그레이 및 그린 암모니아의 경우 모든 영향범주의 개질형/직접형 비가 1.024~1.092 범위에 있어 ±10% 동등 기준 내에 포함되었다. 미래 그린 암모니아에서는 육상 산성화 범주의 비가 50% 효율 라벨에서 1.102, 55%에서 1.100으로 나타나 동등성 판정 경계에 위치하였다. 이러한 차이는 개질형의 효율 저하에 따른 연료소비 증가와 분해기 촉매에 적용한 Ni 제조 인벤토리의 영향이 함께 반영된 결과이다. 다만 영향비가 판정 기준에 매우 근접하므로, 분해기 촉매의 재료 구성 및 제조 인벤토리 가정에 따라 해당 범주의 분류가 달라질 수 있다.

전체적으로 개질형 도입에 따른 전과정 환경영향 증가는 분해기 설비 자체의 제조 부담보다는 효율 저하에 따른 연료소비 증가에 의해 주로 발생하였다. 55% 효율 라벨에서 개질형의 암모니아 소비량은 대응하는 직접형보다 약 2.6% 증가하였으며, 대부분의 영향범주에서도 이와 유사한 수준의 증가가 나타났다.

3.3 균등화 발전비용 구성

Fig. 6은 55% 효율 라벨에서 각 시스템의 균등화 발전비용과 비용 구성을 나타낸다. NG SOFC의 LCOE는 0.256 USD/kWh였으며, 직접형 암모니아 SOFC는 그레이, 그린 및 미래 그린 암모니아에 대해 각각 0.306, 0.787 및 0.419 USD/kWh로 나타났다. 개질형의 LCOE는 각각 0.340, 0.833, 및 0.455 USD/kWh로 직접형보다 높았다. 이를 환율 1,422 원/USD를 적용하여 원화로 환산하면 NG SOFC는 364 원/kWh, 그레이 암모니아 직접형은 436 원/kWh, 그린 암모니아

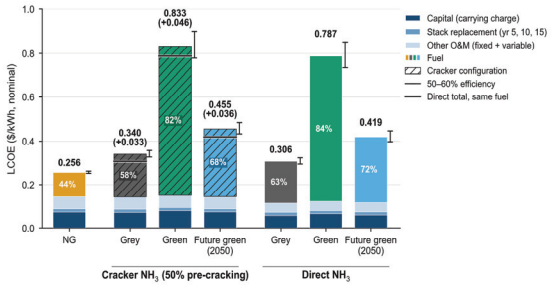


Fig. 6. LCOE breakdown at the 55% label (nominal; whiskers: total LCOE at 50–60%)

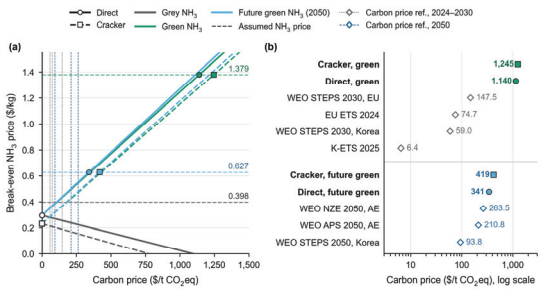


Fig. 7. Conditions for LCOE parity with the NG-SOFC at 55%: (a) break-even NH_3 price versus carbon price applied to the life cycle GWP difference and (b) break-even carbon prices compared with reference carbon prices (2025 USD)

직접형은 1,119 원/kWh, 미래 그린 암모니아 직접형은 596 원/kWh에 해당한다.

암모니아 SOFC의 LCOE에서는 연료비가 가장 큰 비중을 차지하였다. 직접형 기준 연료비 비중은 그레이 암모니아 63%, 미래 그린 암모니아 72%, 그린 암모니아 84%로, NG SOFC의 44%보다 높았다. 특히 그린 암모니아의 높은 LCOE는 플랜트 자체의 비용보다는 높은 연료가격의 영향이 지배적임을 보여준다. 그레이 암모니아 기준 개질형의 LCOE는 직접형보다 약 0.033 USD/kWh 높았다. 이 가운데 자본비와 O&M 비용(스택 및 촉매 교체비 포함)의 증가분은 각각 0.014 USD/kWh였으며, 연료비는 0.005 USD/kWh 증가하였다. 자본비 증가는 암모니아 분해기 추가뿐만 아니라 캐소드 공기 유량 증가에 따른 공기 열교환기의 대형화에도 기인하였다. 공기 열교환기 면적은 직접형의 132 m^2에서 599 m^2로 약 4.5배 증가하였다.

이러한 비용 증가는 외부 분해로 인해 스택 내부의 암모니아 분해 흡열에 의한 냉각 효과가 감소한 데 기인한다. 이에 따라 스택 온도 유지를 위한 캐소드 공기 유량이 증가하였고, 이는 블로워 보조동력 증가뿐만 아니라 공기 열교환기의 요구 면적 확대와 관련 설비비 증가로 이어졌다. 따라서 개질형의 경제성 저하는 분해기 자체의 추가 비용뿐 아니라, 외부 분해에 따른 스택 열관리 변화가 발전효율과 주변 장치 규모에 동시에 영향을 미친 결과로 해석할 수 있다. 한편, 직접형과 개질형 모두 연료 생산 경로와 관계없이 NG SOFC보다 높은 LCOE를 보였다.

이에 다음 절에서는 암모니아 SOFC의 경제적 경쟁력 확보에 필요한 연료가격 및 탄소가격 조건을 분석하였다.

3.4 천연가스 SOFC 대비 경쟁 조건

Fig. 7은 암모니아 SOFC의 LCOE가 NG SOFC와 동일해지는 손익분기 암모니아 가격과 탄소가격을 나타낸다. 탄소가격을 적용하지 않은 경우, 직접형 암모니아 SOFC의 손익분기 암모니아 가격은 55% 효율 라벨에서 0.295 USD/kg이었으며, 50~60% 범위에서는 0.285~0.305 USD/kg으로 나타났다. 이는 본 연구에서 적용한 현재 그레이 암모니아 도입 가격보다 약 26% 낮은 수준이며, 효율 범위에 따라 필요한 가격 인하폭은 23~28%였다. 개질형의 손익분기 가격은 0.231 USD/kg으로, 현재 그레이 암모니아 가격 대비 약 42% 낮았다. 또한 직접형의 손익분기 가격은 2025년 월별 암모니아 수입가격 범위인 331~483 USD/t을 기준으로 산정한 최저 도입가격 0.341 USD/kg보다도 낮았다. 따라서 본 연구에서 검토한 2025년 시장가격 범위에서는 그레이 암모니아 직접형 SOFC의 LCOE가 NG SOFC보다 높은 것으로 나타났다.

그린 및 미래 그린 암모니아는 NG보다 낮은 전과정 GWP를 가지므로, 두 시스템 간 LCOE 차이는 탄소가격의 적용을 통해 일부 또는 전부 상쇄될 수 있다. 55% 효율 라벨에서 직접형의 손익분기 탄소가격

은 그린 암모니아 1,140 USD/t CO_2-eq, 미래 그린 암모니아 341 USD/t CO_2-eq으로 산정되었으며, 50~60% 범위에서는 각각 1,130~1,150 및 331~351 USD/t CO_2-eq로 나타났다.

그린 암모니아 직접형의 손익분기 탄소가격 1,140 USD/t CO_2-eq는 IEA STEPS의 2030년 EU 탄소가격 147.5 USD/t의 약 7.7배, 한국의 59.0 USD/t의 약 19배에 해당하였다. 반면 미래 그린 암모니아 직접형의 손익분기 탄소가격은 341 USD/t CO_2-eq로 낮아져, IEA의 2050년 NZE 시나리오의 선진국 기준 탄소가격 263.5 USD/t의 약 1.29배, APS의 210.8 USD/t의 약 1.62배 수준으로 차이가 축소되었다. 개질형의 손익분기 탄소가격은 그린 암모니아 1,245 USD/t CO_2-eq, 미래 그린 암모니아 419 USD/t CO_2-eq로, 동일 연료 경로의 직접형보다 높게 나타났다.

이러한 결과는 본 연구의 현재 연료가격 및 비용 가정하에서 그린 암모니아 SOFC가 NG SOFC와 비용 경쟁력을 확보하기 위해서는 탄소가격의 상승만으로는 한계가 있으며, 암모니아 생산비용의 감소가 함께 요구됨을 보여준다. 반면 2050년 수준의 그린 암모니아 생산비용이 실현될 경우 필요한 손익분기 탄소가격은 크게 낮아지며, NZE 시나리오의 2050년 탄소가격 전망치와의 차이도 약 29%까지 축소된다. 따라서 암모니아 SOFC의 장기 경제성은 연료 생산비용의 하락과 탄소비용의 상승이 동시에 진행될 때 크게 개선될 수 있다.

3.5 시사점 및 한계

앞선 분석 결과를 종합하면, 암모니아 SOFC의 환경성과 경제성은 연료 생산 경로에 따라 상이한 방향을 보였다. 효율 55% 라벨에서 그레이 암모니아 직접형은 NG SOFC보다 GWP가 약 25%, LCOE가 약 20% 높아 환경성과 경제성 모두에서 이점을 확보하지 못하였다. 반면 그린 암모니아 직접형은 NG SOFC 대비 GWP를 약 88% 저감할 수 있었으나, LCOE는 약 3.1배 높아 환경적 이점에도 불구하고 경제적 경쟁력은 제한적이었다. 미래 그린 암모니아 직접형의 경우 GWP는 NG SOFC보다 약 91% 낮으면서 LCOE 격차는 약 64%로 축소되어, 평가 대상 중 환경성과 경제성의 양립 가능성이 가장 높게 나타났다. 이러한 결과는 그레이 암모니아를 사용하는 경우 NG SOFC 대비 전과정 온실가스 감축효과를 기대하기 어려우며, 암모니아 SOFC의 환경적 이점을 확보하기 위해서는 저탄소 암모니아의 공급이 필수적임을 보여준다.

그러나 저탄소 암모니아의 도입만으로는 경제적 경쟁력을 확보하기 어려우므로, 연료가격과 시스템 성능 및 탄소가격을 함께 고려할 필요가 있다. 2025년 말 기준 전 세계 수소 및 암모니아 발전 설비 규모는 520 MW로 전체 발전 설비의 0.01% 미만에 머물러 있으며[34], 암모니아 발전의 확대를 위해서는 환경적 이점과 비용 경쟁력을 동시에 확보할 수 있는 조건이 요구된다. 본 연구의 결과에서 이러한 조건은 세 가지 측면으로 구분할 수 있다. 먼저 연료 측면에서 그린 암모니아의 도입가격이 2050년 전망 수준인 0.627 USD/kg까지 하락하면, 직접형의 손익분기 탄소가격은 1,140 USD/t CO_2-eq에서 341 USD/t CO_2-eq로 감소한다. 그러나 이 값은 IEA의 2050년 NZE 시나리오 탄소가격 전망치보다 여전히 약 29% 높아, 연료가격의 하락과 더불어 탄소가격 상승이 요구된다. 시스템 측면에서는 직접형이 개질형보다 GWP와 LCOE 모두에서 유리하였으며, 발전효율이 50%에서 60%로 향상될 경우 미래 그린 암모니아 직접형의 손익분기 탄소가격이 351 USD/t CO_2-eq에서 331 USD/t CO_2-eq로 감소함을 보였다. 이는 스택 내부 암모니아 분해를 활용하는 고효율 직접형 시스템의 개발이 환경성과 경제성을 함께 개선하는 데 기여할 수 있음을 의미한다. 다만 그린 암모니아의 도입은 해양 부영양화, 인체 발암독성 및 광물자원 고갈 범주의 환경부담 증가를 수반하므로, 재생전력 공급 단계의 환경부하 저감도 병행되어야 한다. 종합하면, 암모니아 SOFC는 저탄소 암모니아의 가격 하락과 탄소가격 상승, 고효율 직접형 시스템의 개발이 함께 이루어질 경우 환경성과 경제성을 갖춘 저탄소 분산발전 기술로 활용될 가능성이 있다.

다만 이러한 결과와 전망은 본 연구에서 설정한 시스템 모델 및 평가 조건을 전제로 하므로, 실제 시스템에 적용하기 위해서는 몇 가지 한계가 고려되어야 한다. 우선 본 연구는 스택 수명 초기의 정상상태 설계점 해석에 기반하였으며, 장기 운전에 따른 스택 열화와 부분부하 운전 특성은 반영하지 않았다. 또한 SOFC 스택을 0-D 모델로 구현하여 스택 내부의 온도 및 조성 분포와 같은 공간적 비균일성을 고려하지 못하였다. 따라서 실제 운전조건에서의 성능과 장기적인 환경·경제적 영향을 평가하기 위해서는 스택 열화 및 운전조건 변화에 대한 추가적인 분석이 필요하다.

경제성 분석에서는 연료가격의 산정 기준과 미래 시나리오의 적용 범위에 유의할 필요가 있다. 그레이 암모니아에는 기존 생산설비를 포함한 실제 시장 도입가격을 적용한 반면, 그린 및 미래 그린 암모니아에는 신규 생산설비의 생산원가를 기반으로 한 가격을 적용하였다. 이러한 가격 기준의 차이는 상대적으로 그레이 암모니아에 유리하게 작용할 수 있다. 또한 미래 그린 암모니아 시나리오는 2050년 수준의 연료 생산비용과 SOEC 성능을 현재의 플랜트 비용 및 재무조건에 적용한 가상 시나리오이다. 따라서 해당 결과는 2050년의 발전 시스템 전체를 예측한 값이라기보다, 연료 생산기술의 발전이 암모니아 SOFC의 환경성과 경제성에 미치는 영향을 평가한 결과로 해석하는 것이 적절하다.

4. 결 론

1) 본 연구에서는 Ebsilon Professional을 이용하여 순 AC 출력 1,000 kW급 직접형 및 개질형 암모니아 SOFC와 NG SOFC 시스템을 구축하였다. 그레이, 그린 및 미래 그린 암모니아를 포함한 총 21개 시나리오에 대해 ReCiPe 2016 Midpoint (H)의 18개 영향범주를 이용한 LCA와 명목 기준 LCOE를 산정하고, NG SOFC 대비 환경·경제적 경쟁 조건을 분석하였다.
2) 55% 효율 라벨에서 그레이 암모니아 직접형의 GWP는 659.5 g CO_2-eq/kWh로 NG SOFC보다 약 25% 높았으며, NG SOFC는 18개 영향범주 중 16개에서 10% 이상 낮은 환경영향을 나타냈다. 반면 그린 암모니아 직접형의 GWP는 그레이 대비 약 91% 감소하였으나, 해양 부영양화, 인체 발암독성 및 광물자원 고갈에서는 오히려 높은 환경영향을 나타내어 재생전력 기반 암모니아 생산의 환경적 trade-off를 확인하였다.
3) 55% 효율 라벨에서 LCOE는 NG SOFC가 0.256 USD/kWh였으며, 그레이, 그린 및 미래 그린 암모니아 직접형은 각각 0.306, 0.787 및 0.419 USD/kWh로 나타났다. 탄소가격이 없는 경우 그레이 암모니아 직접형이 NG SOFC와 비용 동등성을 확보하기 위해서는 암모니아 가격이 현재 가정값보다 약 26% 낮아져야 했다. 그린 및 미래 그린 암모니아 직접형의 손익분기 탄소가격은 각각 1,140 및 341 USD/t CO_2-eq로 산정되었다.
4) 이상의 결과는 암모니아 SOFC의 환경성과 경제성이 발전효율뿐만 아니라 암모니아 생산 경로, 연료가격 및 탄소가격에 크게 좌우됨을 보여준다. 그린 암모니아의 도입은 전과정 GWP를 크게 저감할 수 있으나, 높은 연료가격으로 인해 NG SOFC 대비 경제적 경쟁력은 제한적이었다. 반면 장기적으로 암모니아 생산비용의 하락과 탄소가격의 상승이 병행될 경우, 환경적 이점과 경제성을 동시에 확보할 가능성이 높아질 것으로 판단된다. 다만 이러한 결과는 설계점 해석과 모델링 가정에 기반하므로, 향후에는 스택 열화와 부분부하 운전, 실측 기반 제조 인벤토리를 고려한 추가 평가가 필요하다.

후 기

본 연구성과는 정부(과학기술정보통신부)의 재원으로 한국연구재단의 지원을 받아 수행된 연구이다 (RS-2025-02220932).

References

1. A. Valera-Medina, H. Xiao, M. Owen-Jones, W. I. F. David, and P. J. Bowen, "Ammonia for power", Progress in Energy and Combustion Science, Vol. 69, 2018, pp. 63-102, doi: https://doi.org/10.1016/j.pecs.2018.07.001.
2. Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE), "Taking the first step toward clean hydrogen power generation", (press release), MOTIE, Sejong, 2024, (in Korean), Retrieved from https://www.motir.go.kr/kor/article/ATCL3f49a5a8c/169876/view.
3. S. S. Rathore, S. Biswas, D. Fini, A. P. Kulkarni, and S. Giddey, "Direct ammonia solid-oxide fuel cells: a review of progress and prospects", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 46, No. 71, 2021, pp. 35365-35384, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.08.092.
4. S. Wu, B. Miao, and S. H. Chan, "Feasibility assessment of a container ship applying ammonia cracker-integrated solid oxide fuel cell technology", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 47, No. 63, 2022, pp. 27166-27176, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.06.068.
5. G. Cinti, G. Discepoli, E. Sisani, and U. Desideri, "SOFC operating with ammonia: stack test and system analysis", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 41, No. 31, 2016, pp. 13583-13590, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.06.070.
6. T. Q. Quach, V. T. Giap, D. K. Lee, I. Torres Pineda, and K. Y. Ahn, "High-efficiency ammonia-fed solid oxide fuel cell systems for distributed power generation", Applied Energy, Vol. 324, 2022, pp. 119718, doi: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119718.
7. W. C. Shin, D. K. Lee, J. Y. Park, Y. S. Kim, S. Y. Lee, and Y. G. Bae, "Operation strategy of pressurized solid oxide fuel cell system fueled by ammonia", Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 36, No. 5, 2025, pp. 535-541, doi: https://doi.org/10.7316/jhne.2025.36.5.535.
8. T. Q. Quach, D. K. Lee, V. T. Giap, Y. S. Kim, S. Y. Lee, and K. Y. Ahn, "Energetic and economic analysis of novel cascade systems for ammonia-fed solid oxide fuel cell", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 67, 2024, pp. 1080-1096, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.08.233.
9. D. K. Lee, I. Torres Pineda, Y. G. Bae, Y. S. Kim, K. Y. Ahn, and S. Y. Lee, "Analysis of levelized cost of electricity for type of stationary fuel cells", Transactions of the Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 33, No. 6, 2022, pp. 643-659, doi: https://doi.org/10.7316/khnes.2022.33.6.643.
10. D. Wen, X. Wei, A. Bruneau, A. Maroonian, F. Maréchal, and J. Van herle, "Techno-economic analysis of ammonia to hydrogen and power pathways considering the emerging hydrogen purification and fuel cell technologies", Applied Energy, Vol. 390, 2025, pp. 125871, doi: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.125871.
11. A. J. Boero, K. Kardux, M. Kovaleva, D. A. Salas, J. Mooijer, S. Mashruk, M. Townsend, K. Rouwenhorst, A. Valera-Medina, and A. D. Ramirez, "Environmental life cycle assessment of ammonia-based electricity", Energies, Vol. 14, No. 20, 2021, pp. 6721, doi: https://doi.org/10.3390/en14206721.
12. B. Cox and K. Treyer, "Environmental and economic assessment of a cracked ammonia fuelled alkaline fuel cell for off-grid power applications", Journal of Power Sources, Vol. 275, 2015, pp. 322-335, doi: https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.11.023.
13. Y. Bicer and F. Khalid, "Life cycle environmental impact comparison of solid oxide fuel cells fueled by natural gas, hydrogen, ammonia and methanol for combined heat and power generation", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 45, No. 5, 2020, pp. 3670-3685, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.11.122.
14. Y. D. Lee, K. Y. Ahn, T. Morosuk, and G. Tsatsaronis, "Environmental impact assessment of a solid-oxide fuel-cell-based combined-heat-and-power-generation system", Energy, Vol. 79, 2015, pp. 455-466, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.11.035.
15. G. C. Kim, S. J. Kim, S. T. Park, and H. U. Kwon, "3E analysis of direct-ammonia solid oxide fuel cell based on green ammonia: energy, economic, and environment", Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 36, No. 2, 2025, pp. 99-108, doi: https://doi.org/10.7316/jhne.2025.36.2.99.
16. S. J. Kim, G. C. Kim, H. S. Park, S. G. Ji, and H. U. Kwon, "3E (energy·economic·environmental) comparative analysis of ammonia cracking and SOEC-ATR integrated processes for low-carbon hydrogen production", Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 36, No. 6, 2025, pp. 842-854, doi: https://doi.org/10.7316/jhne.2025.36.6.842.
17. D. K. Shin, H. H. Lee, and C. J. Lee, "Integrated process design of ammonia terminal with hydrogen fueled gas turbine and fuel cell", Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 36, No. 6, 2025, pp. 765-772, doi: https://doi.org/10.7316/jhne.2025.36.6.765.
18. H. Zhang, Q. Li, and P. Wang, "Multi-objective optimization and life cycle assessment of ammonia-fueled SOFC combined cooling, heating, desalination and power system for maritime application", Energy, Vol. 358, 2026, pp. 141441, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2026.141441.

19. W. C. Shin, T. Q. Quach, A. D. Nguyen, D. K. Lee, J. Y. Park, Y. S. Kim, S. Y. Lee, and Y. G. Bae, "Techno-thermodynamic investigation of pressurized ammonia-fueled SOFC systems for co-production of electricity and hydrogen", Applied Energy, Vol. 417, 2026, pp. 128040, doi: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2026.128040.
20. G. Wernet, C. Bauer, B. Steubing, J. Reinhard, E. Moreno-Ruiz, and B. P. Weidema, "The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology", The International Journal of Life Cycle Assessment, Vol. 21, No. 9, 2016, pp. 1218-1230, doi: https://doi.org/10.1007/s11367-016-1087-8.
21. M. A. J. Huijbregts, Z. J. N. Steinmann, P. M. F. Elshout, G. Stam, F. Verones, M. Vieira, M. Zijp, A. Hollander, and R. van Zelm, "ReCiPe2016: a harmonised life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level", The International Journal of Life Cycle Assessment, Vol. 22, No. 2, 2017, pp. 138-147, doi: https://doi.org/10.1007/s11367-016-1246-y.
22. M. A. J. Huijbregts, Z. J. N. Steinmann, P. M. F. Elshout, G. Stam, F. Verones, M. D. M. Vieira, A. Hollander, M. Zijp, and R. van Zelm, "ReCiPe 2016 v1.1: a harmonized life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level report I: characterization", RIVM Report No. 2016-0104a, National Institute for Public Health and the Environment, Bilthoven, 2017, Retrieved from https://www.rivm.nl/sites/default/files/2018-11/Report%20ReCiPe_Update_20171002_0.pdf.
23. IRENA, "Green hydrogen cost reduction: scaling up electrolysers to meet the 1.5 ℃ climate goal", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020, Retrieved from https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf.
24. U.S. Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership, "Catalog of CHP technologies", U.S. EPA, Washington, DC, 2017, Retrieved from https://www.epa.gov/sites/default/files/2015-07/documents/catalog_of_chp_technologies.pdf.
25. A. Bejan, G. Tsatsaronis, and M. Moran, "Thermal design and optimization", John Wiley & Sons, New York, USA, 1996.
26. Y. D. Lee, "Thermodynamic, economic and environmental evaluation of solid oxide fuel cell hybrid power generation systems", Ph.D. dissertation, Technische Universität Berlin, Berlin, 2015, doi: https://doi.org/10.14279/depositonce-4546.
27. W. D. Seider, J. D. Seader, D. R. Lewin, and S. Widagdo, "Product and process design principles: synthesis, analysis, and evaluation", 3rd ed., John Wiley & Sons, Hoboken, USA, 2009.
28. Korea Customs Service, "Trade statistics for export and import", Korea Customs Service, Daejeon, 2026, (in Korean) (import statistics by commodity, HS 2814.10, January–December 2025) Retrieved from https://tradedata.go.kr/cts/index.do.
29. IRENA and AEA, "Innovation outlook: renewable ammonia", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, and Ammonia Energy Association, Brooklyn, 2022, Retrieved from https://www.irena.org/publications/2022/May/Innovation-Outlook-Renewable-Ammonia.
30. Korea Gas Corporation (KOGAS), "Natural gas wholesale tariffs", Daegu, 2025, (in Korean), Retrieved from https://www.kogas.or.kr/site/koGas/1040401000000.
31. Korea Exchange (KRX), "Emissions trading market information platform: market price data", KRX, Busan, 2026, (in Korean), Retrieved from https://ets.krx.co.kr/contents/ETS/03/03010000/ETS03010000.jsp.
32. European Commission, "Report on the functioning of the European carbon market in 2024", Report No. COM(2025) 735 final, European Commission, Brussels, 2025, Retrieved from https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52025DC0735.
33. IEA, "World energy outlook 2024", International Energy Agency, Paris, 2024, Retrieved from https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024.
34. IEA, "Global hydrogen review 2026", International Energy Agency, Paris, 2026, Retrieved from https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2026.