

GREET 모델을 활용한 블루수소의 Scope 1,2,3 온실가스 배출량 분석

고상혁 · 김석주 · 이보름[†]

전남대학교 환경에너지공학과
61186 광주광역시 북구 용봉로 77
(2024년 8월 28일 접수, 2024년 11월 6일 수정본 접수, 2024년 11월 7일 채택)

Analysis of Scope 1, 2, and 3 GHG Emissions for Blue Hydrogen Using the GREET Model

Sanghyuk Koh, Seokju Kim and Boreum Lee[†]

Department of Environment and Energy Engineering, Chonnam National University, 77, Yongbong-ro, Buk-gu, Gwangju, 61186, Korea
(Received 28 August 2024; Received in revised form 6 November 2024; Accepted 7 November 2024)

요 약

본 연구는 저탄소 수소 생산 방식인 Blue 수소의 온실가스 배출량을 전과정평가 관점에서 분석하였다. 특히, Scope 1, 2뿐만 아니라 Scope 3 배출량을 포함하여 종합적으로 평가하였다. 미국 Argonne 국립 연구소에서 개발한 GREET 모델을 활용하여 Blue 수소 생산 과정에서 발생하는 온실가스 배출량을 산정하였으며, 한국의 국가 특수성을 고려하여 다양한 원료 수입 시나리오를 설정하고 분석하였다. 연구 결과, Scope 3 배출량이 전체 온실가스 배출량의 상당 부분을 차지하는 것으로 나타났으며, 특히 원료 채굴 및 가공 과정에서 발생하는 배출량이 큰 비중을 차지하였다. 또한, 수소의 저장 및 운송 방식에 따라 배출량의 차이가 있음을 확인하였다. 본 연구는 Blue 수소 생산의 전과정에서 발생하는 온실가스 배출량을 종합적으로 분석함으로써, 향후 저탄소 수소 경제 실현을 위한 정책 수립 및 기업의 탄소 중립 전략 수립에 필요한 기초 자료를 제공할 것으로 기대된다.

Abstract – This study comprehensively analyzes the greenhouse gas (GHG) emissions of blue hydrogen production from a life cycle assessment perspective, incorporating not only Scope 1 and 2 but also Scope 3 emissions. Utilizing the GREET model developed by Argonne National Laboratory, we estimated the GHG emissions throughout the blue hydrogen production process. Various raw material import scenarios were established and analyzed, considering South Korea's specific national circumstances. The results indicate that Scope 3 emissions account for a significant portion of the total GHG emissions, with the extraction and processing of raw materials contributing substantially. Furthermore, the study reveals variations in emissions depending on hydrogen storage and transportation methods. This research provides a comprehensive analysis of GHG emissions across the entire life cycle of blue hydrogen production, offering valuable insights for policymakers and companies in developing strategies for achieving a low-carbon hydrogen economy and carbon neutrality goals.

Key words: Blue hydrogen, Scope 1,2,3 emissions, GHG Protocol, GREET model, Life cycle assessment

1. 서 론

과거 증가하는 에너지 수요를 충족하기 위해 주로 석유, 석탄, 천연가스와 같은 화석 연료가 에너지원으로 사용되었으며, 이는 매장량의 한계로 인한 에너지 고갈 위험을 야기하였다[1]. 또한, 화석연료의 사용으로 인한 지구 온난화 등의 기후 변화는 지속 가능한 미래 실현을 위해 해결해야 할 중요한 문제로 대두되었다. 이에 따라

새로운 에너지원 도입의 필요성이 제기되었으며, 다양한 청정에너지원 중 하나인 수소가 유력한 대안으로 부상하고 있다[2].

한국과 국제 사회는 에너지 탈탄소화를 목표로 하는 과정에서 수소를 환경, 에너지 안보, 경제 성장 문제를 해결할 수 있는 유용한 대안으로 인식하고 있다[3]. 풍력, 태양광 등 신재생 에너지는 에너지 밀도 측면에서 잠재력을 가지고 있으나 환경적, 지형적인 요인으로 인해 제한적인 부분이 존재한다[4]. 반면, 수소는 Grey 수소, Blue 수소, Green 수소 등 생산 방식 및 원료/에너지원이 다양하여 높은 유연성을 보인다[5].

Grey 수소는 화석연료를 증기 개질하여 생산되는 반면, Blue 수소는 Grey 수소 생산 공정에 이산화탄소 포집(Carbon capture and storage, CCS) 기술을 추가하여 온실가스 배출을 감축시킨 수소가

[†]To whom correspondence should be addressed.

E-mail: boreum.lee@jnu.ac.kr

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

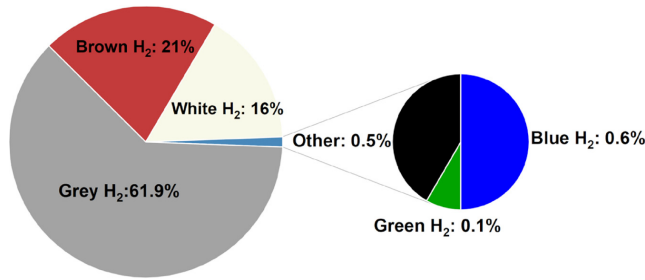


Fig. 1. Global H₂ Production by Method [8].

다[6]. Green 수소는 재생에너지를 이용한 수전해로 생산되어 온실가스 배출이 매우 낮다[7]. 최근 국제에너지기구(International Energy Agency, IEA)에 따르면, 전 세계 수소 생산의 약 61.2%가 Grey 수소 생산 방식이며, Blue 수소(0.6%)와 Green 수소(0.1%)의 생산 비중은 미미한 실정이다(Fig. 1)[8]. 2050 탄소중립 달성을 위해서는 Grey 수소에서 Blue 수소 또는 Green 수소 같은 저탄소 수소로의 전환이 필수적이다[9].

현재 각광받고 있는 수소들에 대하여 Hydrogen Council은 향후 10년간 수소 가격이 50% 하락하여 산업 및 운송 분야에서 광범위하게 활용될 것으로 예측하고 있으며, McKinsey & Company는 수소가 장기적으로 에너지 저장 가능성, 에너지 분배 및 회복력 향상, 산업 부문의 탈탄소화 등 다양한 영역에서 세계 에너지 인프라를 변화시키는 데 중요한 역할을 할 것으로 전망하고 있다[10,11].

2020년 이후 파리기후변화협정의 이행을 위한 노력의 일환으로, 각 당사국은 자체적인 국가 온실가스 감축목표(Nationally Determined Contributions, NDC)를 설정하여 5년마다 제출하고 이행사항을 점검 받고 있다[12]. 최근 한국은 '2030년 NDC 수정안'을 발표하였으며, 이를 통해 2018년 온실가스 배출량 대비 40% 감축을 위한 수소의 역할이 강조되고 있다. 국가 NDC 목표 달성 및 탄소중립 사회 실현을 위한 청정수소 보급 및 사용의 중요성이 증대되는 가운데, 정부는 최근 『수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률(수소법)』의 일부를 개정하여 청정수소 인증제 시행을 통한 청정수소 사회 실현이 가속화될 것으로 예상된다.

화석연료 사용으로 인한 온실가스(Greenhouse gas, GHG) 문제가 대두됨에 따라 GHG 배출량 추적의 중요성이 강조되고 있다. 유럽 연합(EU)은 2023년 기업 지속 가능성 보고 지침(Corporate Sustainability Reporting Directive, CSRD)을 공식 발표하여, 유럽지속가능성보고 기준(EU Sustainability Reporting Standards, ESRS)에 따른 CSRD 공시를 의무화하였다. ESRS의 환경 분야는 기후변화, 환경오염, 수자원 및 해양자원, 생물다양성 및 생태계, 자원사용 및 순환경제로 총 5가지 기준으로 구성되어 있다. ESRS의 온실가스 배출량 공시 지침에 따르면, 지배기업, 종속기업 및 운영통제력을 가지는 관계의 공동기업은 Scope 1,2 배출량과 함께 Scope 3 배출량도 공시해야 한다. 한국 기업의 경우, EU 소재 종속기업이 EU가 정한 대기업에 해당하는지 여부와 EU 역내 매출액에 따라 공시 의무가 발생한다. EU 내 설립 대기업은 2025년부터, Non-EU 기업은 2029년부터 CSRD를 공시해야 하는 의무가 발생한다[13].

온실가스 배출량 추적 및 관리를 위한 국제 표준인 GHG 프로토콜(GHG Protocol)은 온실가스 배출량을 체계적으로 측정, 관리, 보고하기 위한 지침을 제공한다[14,15]. GHG 프로토콜은 크게 세 가

지 범위로 배출량을 구분한다. Scope 1은 기업이 소유하거나 통제하는 시설과 차량 등에서 직접적으로 발생하는 온실가스를 포함한다. Scope 2는 외부에서 구입해온 전기, 열, 스팀 등의 생산으로 인해 발생하는 간접적인 온실가스 배출을 의미한다. Scope 3는 공급망을 비롯하여 기업 활동과 관련된 모든 간접 배출량 중 Scope 1,2 배출량을 제외한 것을 포괄하며, 전방산업(upstream)과 후방산업(downstream)으로 세분화하여 총 15개의 카테고리로 분류된다[16]. Carbon Disclosure Project (CDP)에 따르면, Scope 3 배출량은 기업의 온실가스 배출량의 평균 75%를 차지하는 것으로 추정되며, Scope 1, 2 배출량보다 더 빠르게 증가하고 있다는 것으로 나타났다[17].

따라서 2050 탄소중립을 실현하기 위해 저탄소 수소의 생산 방식 또한 Scope 3를 적용시켰을 때의 GHG 배출량을 종합적으로 산출하는 것은 필수적이다. Blue 수소의 경우, 국내 특성상 원료인 천연가스를 수입에 의존하므로 원료 채굴, 운송 등의 Scope 3 GHG 배출량을 고려하였을 때 기존보다 많은 GHG 배출량이 예측된다[18]. 따라서 본 연구에서는 Argonne 국립 연구소에서 제작한 프로그램인 GREET(Greenhouse gas, Regulated Emissions, and Energy use in Transportation) 모델을 활용하여 Blue 수소의 Scope 1,2,3 배출량을 통합적으로 분석함으로써, 기존 연구들이 간과했던 전체 공급망에서의 온실가스 배출 영향을 밝히고자 한다. 또한, 한국의 국가 특성인 높은 에너지 의존도를 고려하여 다양한 원료 수입 시나리오를 설정하고 원료의 운송 과정에서 발생하는 배출량을 계산하고 분석하였다[19].

2. 방 법

2-1. Goal and Scope Definition: System Boundary and Functional Unit

본 연구에서는 GHG 프로토콜에 기반한 저탄소수소 생산 방식인 Blue 수소의 Scope 1,2,3 배출량을 종합적으로 산정하기 위해 Fig. 2와 같이 Upstream process, Blue H₂ production process, Downstream process로 분류하여 시스템 경계를 설정하였다. 특히, Blue 수소의 원재료 중 하나인 천연가스(Natural gas, NG)의 경우, 미국(United State, U.S.)과 호주(Australia)로부터 운송되는 시나리오를 고려하였으며, 수소 저장 및 운송을 위하여 고압(Compressed gaseous H₂, G.H₂) 및 액화 수소(Liquefied H₂, L.H₂) 두 가지 경우를 고려하였다[20]. 마지막으로, 천연가스를 수입하는 삼척항에서 Centralized Blue H₂가 생산된 후, 고압 또는 액화를 거쳐 주요 도시(서울, 대전, 대구, 부산, 광주)로 분배되는 시나리오를 고려하였다.

본 연구에서 사용한 Functional Unit은 kgCO₂eq/kg H₂, 즉 100년 기준 지구온난화지수(GHG-100)를 활용하여 수소 1 kg당 발생하는 이산화탄소 환산량(kgCO₂eq)을 사용하였다.

2-1-1. Scope 1 and 2 Emissions: Blue H₂ Production

본 연구에서는 Scope 1,2 배출량 계산을 위해 Blue 수소 생산 공정을 우선적으로 파악하였다. Blue 수소를 생산하기 위해, 황 제거 등 천연가스 전처리(Pre-treatment) 과정 이후, 천연가스 개질반응(Steam methane reforming) 및 Water gas shift reaction을 통해 Grey 수소를 생산한다. 이후 MDEA를 이용한 흡수 방식을 통해 이산화탄소 포집(96.172% 효율) 공정을 거친다(Fig. 3) [21]. Blue 수소 생

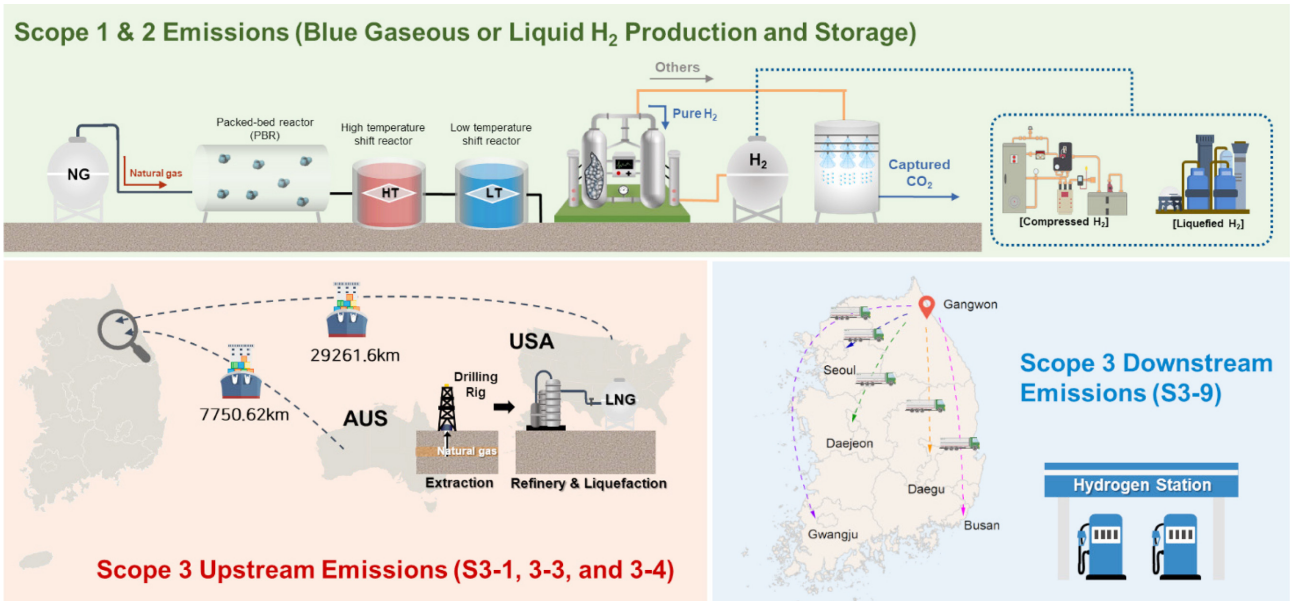


Fig. 2. A comprehensive overview of the entire lifecycle of importing natural gas from the U.S. and Australia to South Korea through mining and processing (Red), then making blue hydrogen (Green) and moving to end-use sites such as Seoul, Daejeon, Daegu, Gwangju, and, Busan (Blue).

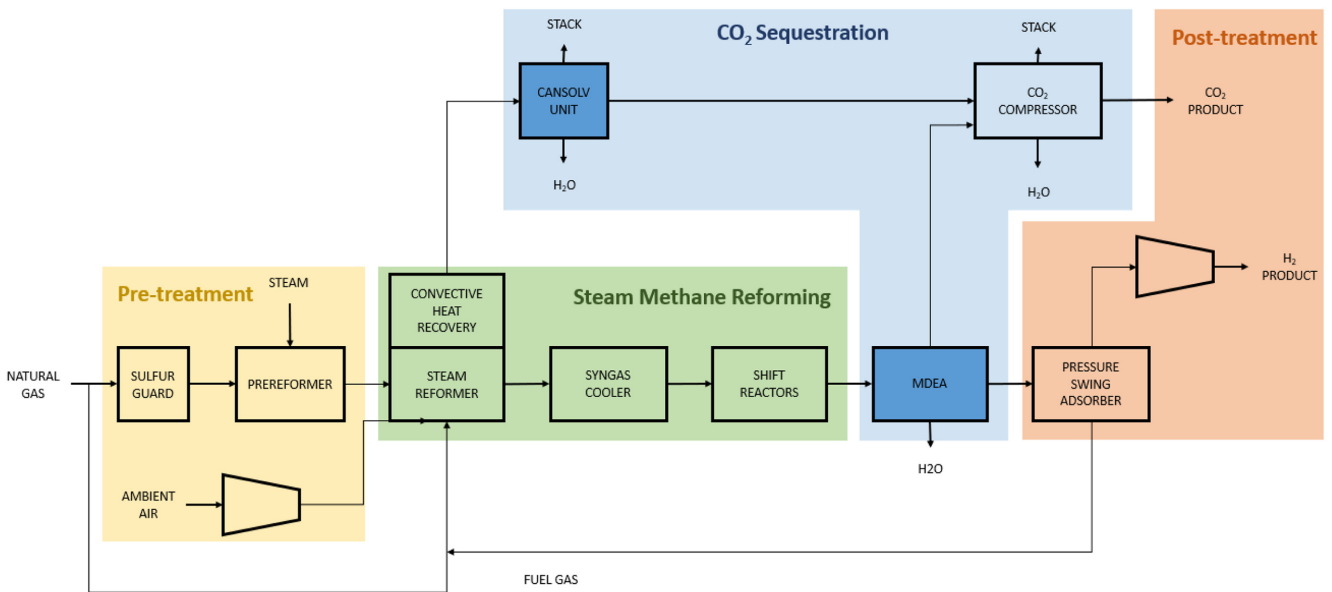


Fig. 3. Block flow diagram of blue H₂ production.

산 원료로 물, 천연가스, 에너지(전기, 스팀)를 사용되었으며, Blue 수소 1 kg 생산을 위해 물 24.23 L(반응물 및 유틸리티), 천연가스 3.76 kg, 전기 1.51 kWh의 질량 및 에너지 수치를 확인하였다[22]. 스팀 또는 열의 경우, 미 반응된 천연가스 및 수소(Fuel gas)를 연소시켜 활용하였다(Convective heat recovery system) [23].

2-1-2. Scope 3 Categories: Upstream and Downstream

Table 1,2와 같이 Blue 수소 생산동안 Scope 1,2에 포함되지 않는 간접적인 배출량인 Scope 3를 계산하기 위하여 15개의 카테고리 세분화하였으며, 각 카테고리에 맞는 가정을 통해 온실가스 배출량 산정 가이드라인을 설정하고 계산하였다. 각 카테고리에 대한 온실

가스 배출량 계수는 REET 모델을 통해 계산되었으며, 회사의 운영체제 및 자산과 관련된 카테고리인 자본재(Capital goods), 임대 자산(Upstream and Downstream leased assets), 프랜차이즈(Franchises), 투자 (Investments)는 본 연구의 목적인 수소 운반 및 생산으로 인한 배출 과정에 관여하지 않기에 고려하지 않았다. 또한, 판매제품인 수소의 경우, 온실가스 배출 없이 전기, 열, 또는 물이 생성되는 에너지로 가정하여 온실가스 배출이 없다고 가정하였다[24]. Scope 3를 계산하는 데 있어 중복 계산을 피하기 위해 시스템 경계를 설정하여 수소 생산과 관련된 공정을 Scope 1, Scope 2로 설정하고 천연가스와 관련된 공정 및 유통, 생산된 수소 유통 과정을 Scope 3로 설정하였다[25].

Table 1. Upstream Categories of Scope 3 Emissions: Types, Calculation Methodologies, and Key Assumptions for Emission Factor Estimation [26,27]

Category	Method	Assumption
1. Purchased Goods and Services	· Supplier-specific method · Hybrid method · Average data method · Spend-based method	· *NG from Shale and Conventional Recovery · NG Liquefaction: As a Transportation Fuel · **LNG Bulk Terminal Storage: As a Transportation Fuel · LNG to NG via liquid evaporation in heat exchanges
2. Capital goods	· Supplier-specific method · Hybrid method · Average data method · Spend-based method	- Data limitations
3. Fuel and Energy related activities not included in Scope 1 & 2	· Supplier-specific method · Average data method	· Considers electricity used in product/service procurement · G. H ₂ Compression at Refueling station (for Tube Trailers) · L. H ₂ Liquefaction or Station storage and Dispensing
4. Upstream Transportation and Distribution	· Fuel-based method · Distance-based method · Spend-based method	· NG to LNG plant (pipeline) · LNG as the final transportation fuel produced from NG · LNG imports · Ocean Tanker used for Category 4 [27] [U.S-Gangwon in Korea]: 29,261.6 km [Australia-Gangwon in Korea]: 7,750.62km
5. Waste Generated in Operations	· Supplier-specific method · Waste type-specific method · Average data method	- Data limitations
6. Business Travel	· Fuel-based method · Distance-based method · Spend-based method	· Rail: intercity (Fuel: Diesel + electricity) · Rail: intercity (Fuel: H ₂ +electricity)
7. Employee Commuting	· Fuel-based method · Distance-based method · Average data method	· Car: GCI ICEV - Low Octane Gasoline-Like Fuel · SUV: EV - Electricity (Type 1 Li-Ion/NMC111 Conventional Material) · Car: SI ICEV - RG from Forest Residue · Car: SI ICEV - Liquid H ₂
8. Upstream Leased Assets	· Asset specific method · Lessor specific method · Average data method	- Data limitations

*NG: natural gas, **LNG: Liquefied natural gas, ***G. H₂: Gaseous hydrogen, ****L. H₂: Liquid hydrogen

Table 2. Downstream Categories of Scope 3 Emissions: Types, Calculation Methodologies, and Key Assumptions for Emission Factor Estimation [28]

Category	Method	Assumption
9. Downstream Transportation and Distribution	· Fuel-based method · Distance-based method · Spend-based method	· Transportation to the refueling station · Station storage and dispensing · Heavy Duty truck used for Category 9 Gangwon-Seoul: 125 km Gangwon -Daejeon: 167 km Gangwon -Daegu: 218 km Gangwon -Busan: 326 km Gangwon -Gwangju: 330 km
10. Processing of Sold Products	· Site-specific method · Average data method	- H ₂ as a product: Energy that generates electricity, heat, or water without GHG emissions
11. Use of Sold Products	· Direct use-phase emissions (required) · Indirect use-phase emissions (optional)	- H ₂ as a product: Energy that generates electricity, heat, or water without GHG emissions
12. End-of-Life Treatment of Sold Products	· Waste type-specific method	- H ₂ as a product: Energy that generates electricity, heat, or water without GHG emissions
13. Downstream Leased Assets	· Asset specific method · Average data method	- Data limitations
14. Franchises	· Franchise specific method · Average data method	- Data limitations
15. Investments	· Investment specific approach · Average data method	- Data limitations

*C.1은 Category 1을 의미함

2-1-3. Utilizing GREET Program Defaults with Tailored Modifications for Accurate Research Results

각 System boundary는 GREET모형을 통해 설계되었으며, 각 공정에서 발생하는 GHG 배출량에 대해서는 GREET의 기본값을 참조하였다[29,30]. 전력망에 따른 GHG 배출계수, NG운송 거리 등

GREET의 기본값은 미국(United State, U.S.) 기준 배출계수 값을 사용하고 있으므로, 본 연구에서는 국내특수성을 고려한 모델인 한국형 Blue H₂ 배출량 모델을 우선적으로 설계하였다[31]. 특히 Blue H₂를 만들기 위해 수입하는 NG에 대하여 U.S.와 Australia 두 나라의 경우 해당 나라의 전력망에 따른 표준 GHG 배출계수를 적

용하여 값을 계산하였다. 한국에서 H₂가 생산될 때 사용되는 전력에 대해서도 GREET의 한국의 전력 GHG 배출계수를 적용하여 공정을 설계하였다[32].

3. 결과 및 고찰

3-1. 결과 및 고찰

3-1-1. Scope 1, 2, and Scope 3 GHG emissions

GREET을 활용한 Blue H₂ 생산 관련 이산화탄소 배출량 산정 연구를 진행한 결과(Fig. 4), NG를 이용하여 Blue 수소를 생산할 때

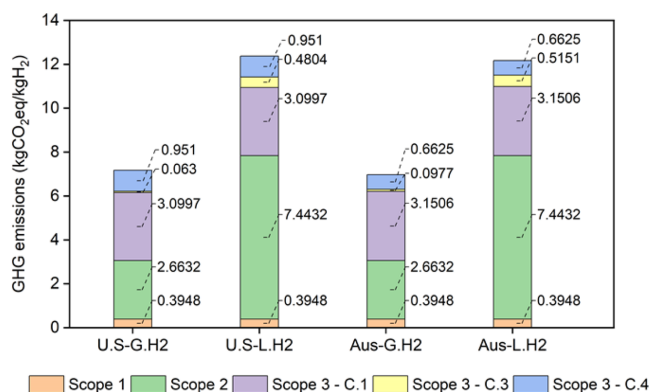


Fig. 4. Comparison of Greenhouse Gas Emissions for Hydrogen Production Pathways in the U.S. and Australia (Aus): Scope 1, 2, and 3 Contributions (C.1-Category 1, C.3-Category 3, C.4-Category 4).

발생하는 Scope 1 배출량은 0.3948 kgCO₂eq/kgH₂로 나타났다. 이는 이산화탄소 포집 효율 96.172%가 고려된 값이며, 포집 효율에 따라 변동 가능성이 존재한다. Scope 2 배출량은 Blue 수소를 생산할 때 사용하는 에너지량 및 Blue 수소 저장 및 운송을 위한 압축 과정에서 사용하는 전기량을 기반으로 계산되었으며, G.H₂는 2.6632 kgCO₂eq/kgH₂, L.H₂는 7.4432 kgCO₂eq/kgH₂가 배출되는 것을 확인하였다. L.H₂가 상대적으로 높은 값을 갖는 이유는 생산된 수소의 액화과정에서 사용된 많은 전력 소모로 인해 발생한 값이기 때문이다.

U.S.의 경우 Scope 3의 C.1값은 3.0997 kgCO₂eq/kgH₂, Australia의 경우 C.1의 값은 3.1506 kgCO₂eq/kgH₂으로 계산되었다. C.3의 값은 수입 지역과 수소의 상태에 따라 상이하게 계산하였다. 지역에 따라 해당 지역의 전기 배출계수의 값이 다르고 액화 수소의 경우 주유소에서 저장 및 분배 과정이 함께 포함되어 값을 산출하였다. 기체 상태의 C.4에 대해서는 원료의 운송, 무역과정을 지역 특성에 맞게 고려하였다. GREET을 통해 원료 운송에 있어 각 지역에서 계산된 기본값을 활용하였다. 이때 사용된 운송 방법은 Pipeline, 육해상 수송 등이 고려되었다. 또한, U.S.의 경우 무역의 경우 Port Sabine Pass에서 출발하여 우리나라까지 도착하는 항로 중 가장 먼 편도거리의 상황인 29,261.6 km를 고려한 결과 종합 0.9510 kgCO₂eq/kgH₂이 배출되었다. Australia는 Port Gladstone에서 출발하여 우리나라까지 도착하는 항로의 편도거리 7,750.62 km를 적용한 결과 종합 0.6625 kgCO₂eq/kgH₂값이 산출되었다.

Fig. 5를 통해 Blue 수소 생산에 있어 GH₂의 경우 Scope 3가 많은 영향을 미치고 있으며, L.H₂의 경우 Scope 2가 많은 영향을 미치고

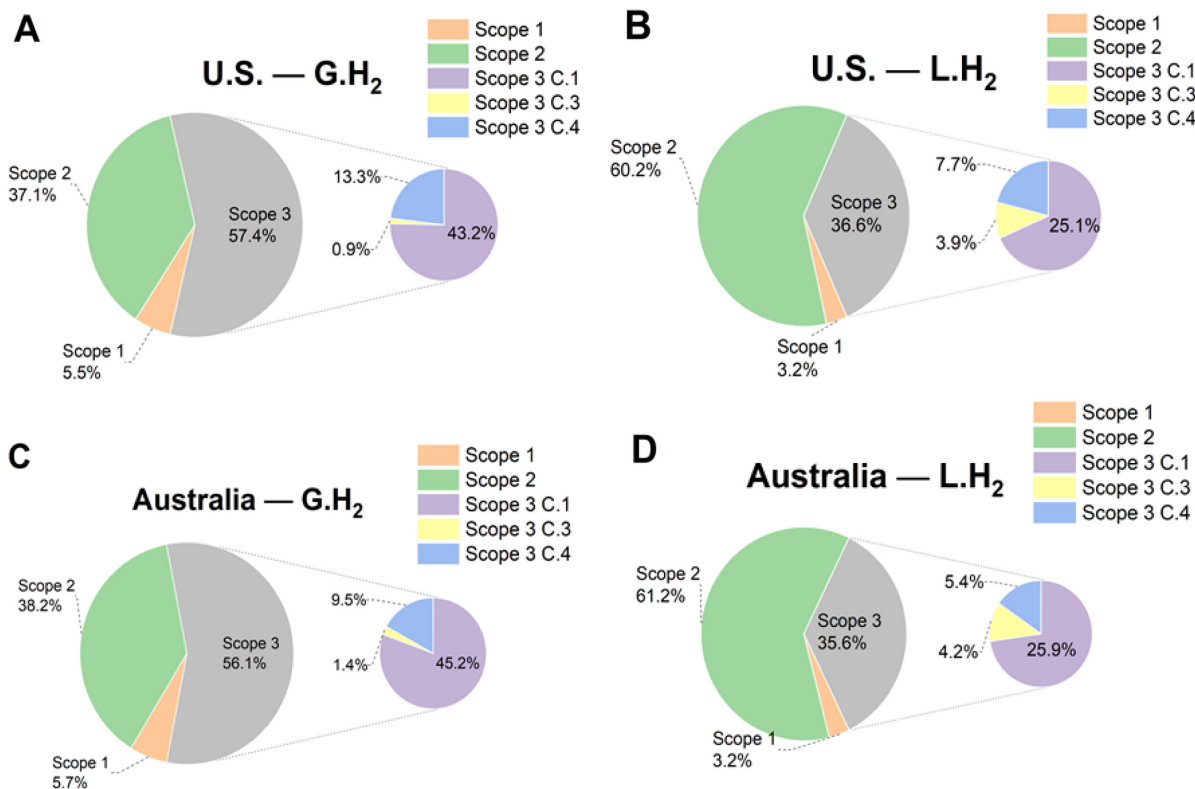


Fig. 5. Comparison of Scope 1, Scope 2, and Scope 3 Greenhouse Gas Emissions by Natural Gas Importing Countries (U.S., Australia): Focus on G. H₂ and L.H₂ Production; A: U.S: Gaseous Hydrogen pathway considering Scope 1,2 and 3 emissions, B: U.S: Liquid Hydrogen pathway considering Scope 1, 2, and 3 emissions. C: Australia (AUS): Gaseous Hydrogen pathway considering Scope 1, 2, and 3 emissions. D. Australia (AUS): Liquid Hydrogen pathway considering Scope 1, 2, and 3 emissions.

있다는 것을 확인할 수 있다. $G.H_2$ 의 경우 U.S와 Australia 국가에서 Scope 3가 전체 $kgCO_2eq$ 배출량의 약 56.75%를 차지하고 있어 전체 배출량의 반 이상을 차지하고 있다. 그 중 U.S에서는 Scope 3의 C.1이 Scope 3 내에서 약 75%를 차지하기 때문에, 이를 통해 Blue 수소를 만들기 위한 원료 채굴 및 가공 과정에서 많은 양의 $kgCO_2eq$ 가 배출되는 것을 알 수 있다. 또한, $L.H_2$ 의 경우 Scope 3가 전체 배출량의 36.1%를 차지하고 있고 Blue 수소 액화에 사용되는 전기량으로 인해 Scope 2가 약 60.7%로 높은 비율을 차지하고 있다. 따라서 수소 생산을 위한 NG를 채굴하는 과정에서 $kgCO_2eq$ 의 배출량의 감소가 필요하며 $L.H_2$ 에 대한 Scope 2의 배출량을 줄이기 위한 대책 마련이 요구된다.

본 연구에서는 Upstream에 대한 Scope 3 카테고리에서 6가지 항목을 고려하였다. 카테고리 6번(출장)과 7번(직원 통근) 항목에 대해서는 구체적인 결과값 대신 Fig. 6에서 확인할 수 있는 것과 같이 운송 수단별 배출계수를 제시하였다. 또한, 회사의 운영체계 및 자산과 관련된 카테고리에서 Scope 3가 적용되지 않았음을 감안할 때, Scope 3가 차지하는 배출량이 상당한 비중을 차지하는 것으로 확인되었다. 추가적으로, Blue 수소를 생산하는 회사의 운영 체계, 자산과 관련된 데이터의 확보할 수 있다면 Scope 3의 비중이 필연적으로 높아질 것으로 예상되므로 이를 사전에 대비할 필요성이 제고된다[33].

Fig. 6는 Scope 3 배출량 카테고리 중 6번과 7번에 사용될 수 있는 차량 및 운송 수단의 종류 일부를 GREET 모델을 통해 계산한 배출계수를 나타낸 것이다. 통상적으로 C.6과 C.7 항목에 대해서는 배출계수와 이동 거리, 사람의 수를 고려하여 배출한 Emission을 산출한다. 사용하는 연료를 달리하여 차량들을 선정함으로써 개인에게 적용되는 계산의 범주를 확대하여 차량을 선정하였다. Category 6번과 7번에 대해서는 기존 내연기관 운송수단이 아닌 재생가능한 에너지 및 신재생 에너지를 사용하는 운송수단을 도입한다면 낮은 Scope 3값을 기대할 수 있을 것으로 판단된다.

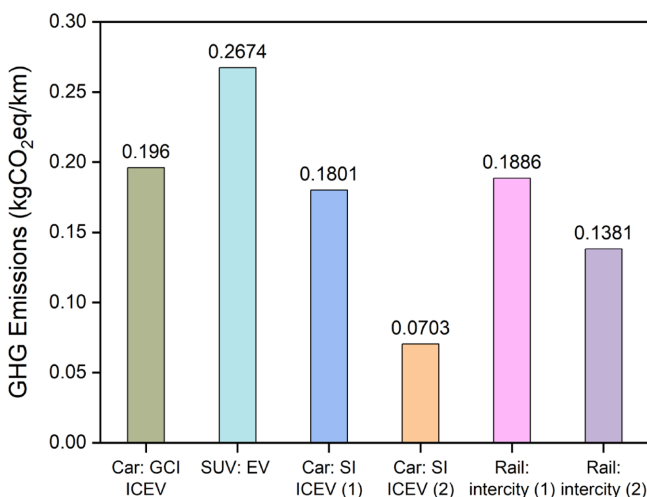


Fig. 6. GHG Emissions of Various Vehicles by Fuel Type under Scope 3 Categories 6 and 7: A GREET Model Assessment Regarding fuel for each vehicle, Car: GCI ICEV-Low octane gasoline like Fuel, SUV: EV-Electricity, Type 1 Li-ion/NMC111 conventional material, (1) Car: SI ICEV-Liquid H_2 , (2) Car: SI ICEV-RG from forest residue), (1) Rail Intercity-Diesel + Electricity, (2) Rail Intercity- H_2 + Electricity.

천연가스를 수입하는 삼척항(강원)에서 Centralized Blue H_2 가 생산된 후, 고압 또는 액화를 거쳐 주요 도시 (서울, 대전, 대구, 부산, 광주)로 분배되는 시나리오를 고려하였다. 수소 생산 공장 부지와 NG 수입항이 동일한 위치에 있다고 가정하여, 본 연구에서는 수소 생산을 위해 수입한 NG를 생산 공장 부지까지 운송하는 과정에서 발생하는 GHG emission을 생략하였다. 운송수단으로는 Heavy heavy-Duty Truck을 사용되었으며, 강원도부터 각 지역까지의 거리는 각각 125 km, 167 km, 218 km, 326 km, 330 km로 설정하여 GREET을 통해 배출계수를 계산하였다. 이 때 배출된 $kgCO_2eq$ 는 0.2478 $kgCO_2eq/kgH_2$, 0.3310 $kgCO_2eq/kgH_2$, 0.4321 $kgCO_2eq/kgH_2$, 0.6462 $kgCO_2eq/kgH_2$, 0.6541 $kgCO_2eq/kgH_2$ 으로 산출되었다.

Fig. 7은 Scope 1, Scope 2, 그리고 Scope 3의 주요 카테고리(C.1, C.3, C.4, C.9) 배출량의 비율을 지역별로 나타내고 있다. 이 분석 결과, 수소의 운송 과정이 전체 온실가스 배출량에 상당한 영향을 미치는 것으로 나타났다. 구체적으로, 운송으로 인한 배출량은 전체의 8%에서 최대 20%까지 차지할 수 있음을 보여주고 있다.

Scope 1과 Scope 2만을 고려했을 때, 기체 수소($G.H_2$)의 경우 3.058 $kgCO_2eq/kgH_2$, 액화 수소($L.H_2$)의 경우 7.838 $kgCO_2eq/kgH_2$ 의 배출량을 보였다. 그러나 Scope 3까지 포함하여 전과정평가로 범위를 확대하면, 전체 배출량에서 Scope 3가 차지하는 비중이 크게 증가한다. 특히 $G.H_2$ 의 경우 전체 배출량의 60%, $L.H_2$ 의 경우 41%를 Scope 3 배출량이 차지하는 것으로 나타났다. $L.H_2$ 의 경우 Scope 2 배출량이 $G.H_2$ 보다 높아 상대적으로 Scope 3의 비중이 낮게 나타난 것으로 보인다.

이러한 결과는 미국의 인플레이션 감축법(Inflation Reduction Act, IRA)에서 제시하는 청정 수소 기준과 비교했을 때 중요한 시사점을 제공한다. IRA는 수소 생산 과정의 온실가스 배출량에 따라 차등적인 세액 공제를 제공하는데, 가장 높은 수준의 세액 공제 (\$3/kg H_2)를 받기 위해서는 수소 생산 과정에서 발생하는 온실가스 배출량이 0.45 $kgCO_2eq/kgH_2$ 미만이어야 한다. 본 연구 결과에 따르면, 현재의 Blue 수소 생산 방식은 Scope 1, 2 배출량(3.058 $kgCO_2eq/kgH_2$)만 고려하더라도 이 기준을 초과하며, Scope 3까지 포함할 경우 그 격차는 더욱 커진다.

이는 Blue 수소가 IRA의 최고 수준의 인센티브를 받기 위해서는 상당한 기술적 개선이 필요함을 시사한다. 특히, 본 연구에서 강조한 Scope 3 배출량의 중요성을 고려할 때, 청정 수소 생산을 위해서는 전체 공급망에 걸친 포괄적인 배출량 감축 노력이 필요함을 알 수 있다.

이러한 결과는 정책 입안자들과 산업계에 중요한 시사점을 제공한다. 첫째, 청정 수소 기준을 설정할 때 Scope 3 배출량을 포함한 전과정 배출량을 고려해야 할 필요성이 있다. 둘째, Blue 수소 생산 기술의 지속적인 개선과 함께, 원료 채굴부터 최종 사용까지 전 과정에 걸친 배출량 감축 노력이 요구된다. 마지막으로, 이러한 결과는 재생에너지 기반의 그린 수소 기술 개발의 중요성을 더욱 부각시킨다.

Scope 3 배출량의 중요성은 국제적인 탄소중립 목표 설정과 기업의 ESG 보고 의무화 추세에서도 확인할 수 있다. 현재 국제사회는 2050년까지 탄소중립 목표를 설정하고 있으며, EU 규제 시장에 상장한 기업들은 2025년부터 CSRD(Corporate Sustainability Reporting Directive)에 따라 Scope 3 배출량을 ESG 보고서에 의무적으로 포함해야 한다. 한국의 경우에도, Scope 3를 배제한 채 단순히 Scope 1, 2에서 발생하는 내부 배출량만을 고려한다면, 향후 Blue 수소 생

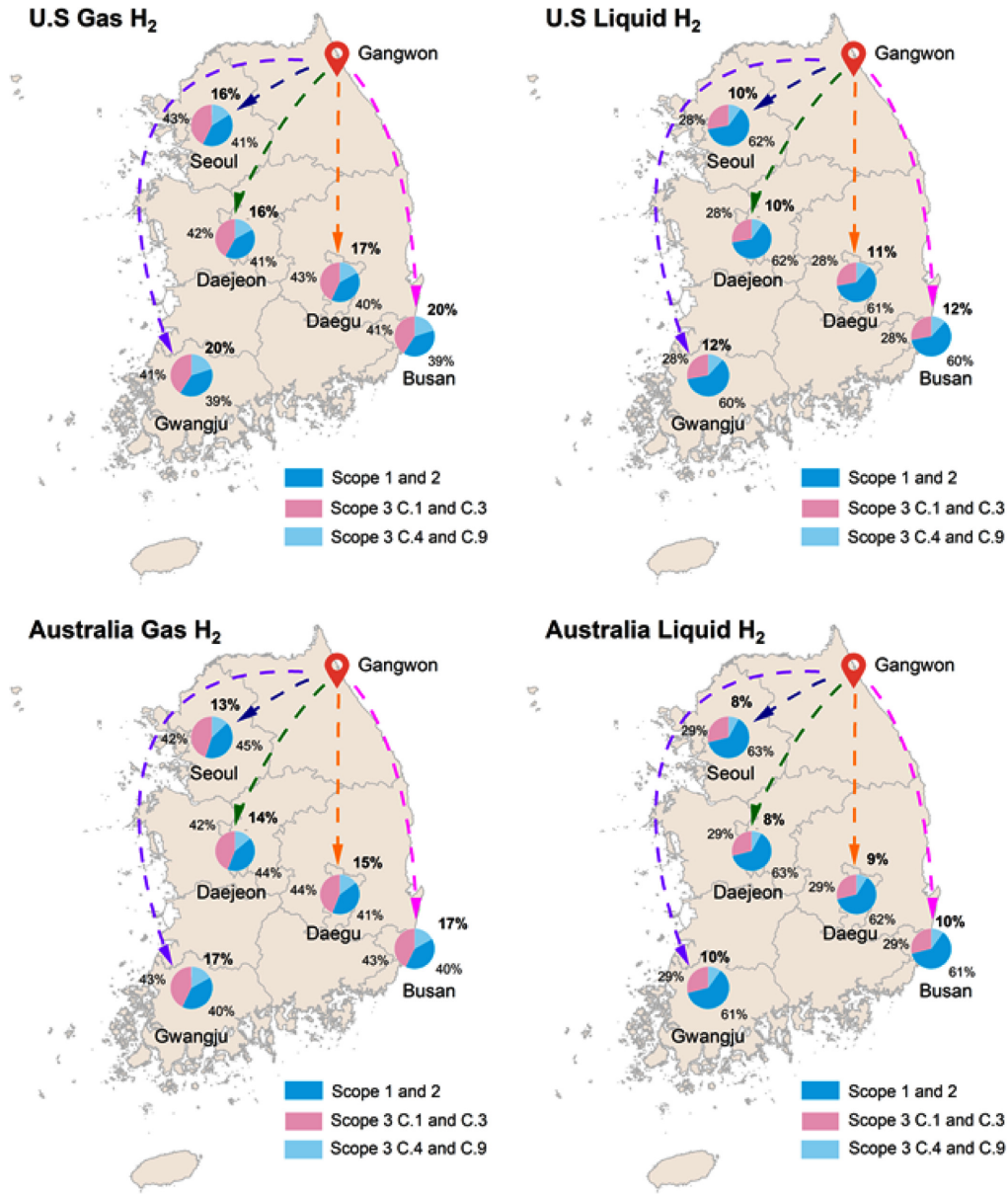


Fig. 7. Greenhouse gas emissions by transportation area of hydrogen produced using natural gas imported from the United States and Australia.

산 시 Scope 3 공시 의무에 대한 부담과 함께 실질적인 탄소중립 목표 달성에 어려움을 겪을 수 있다.

따라서 본 연구에서 제시한 Scope 3의 계산 방법과 GHG 배출량 산정 결과는 향후 기업과 정책 입안자들이 더욱 포괄적이고 정확한 탄소 회계를 수행하는 데 중요한 지침이 될 수 있을 것으로 기대된다. 이는 궁극적으로 실질적인 탄소중립 목표 달성과 지속 가능한 수소 경제 구축에 기여할 것이다.

4. 결 론

본 연구에서는 REET 모델을 활용하여 Blue 수소 생산의 전 과정에서 발생하는 Scope 1, 2, 3 온실가스 배출량을 종합적으로 분석하였다. 미국과 호주에서 천연가스를 수입하여 Blue 수소를 생산, 저장, 운송하는 전 과정을 시스템 경계로 설정하여 전과정평가를

수행하였다. 연구 결과, Scope 3 배출량이 Blue 수소 생산 및 유통 과정에서 상당한 비중을 차지하며, 이는 기존의 Scope 1, 2 중심의 배출량 분석보다 훨씬 더 많은 온실가스 배출량을 나타내는 것으로 확인되었다. 특히, 원료 채굴 및 가공 과정(Category 1)에서 가장 많은 Scope 3 배출량이 발생하며, 이는 전체 Scope 3 배출량의 약 75%를 차지하는 것으로 나타났다.

수소의 저장 및 운송 방식에 따른 배출량의 차이도 주목할 만한 결과를 보였다. 기체 상태의 수소와 액화 수소를 비교했을 때, 특히 액화 수소의 경우 Scope 2 배출량이 크게 증가하는 것으로 나타났다. 이는 수소 경제 구축 시 저장 및 운송 방식의 선택이 전체 온실가스 배출량에 중요한 영향을 미칠 수 있음을 시사한다. 또한, 수소 운송 거리에 따라 전체 배출량이 최대 20%까지 증가할 수 있어, 수소 생산지와 소비지 간의 거리도 중요한 고려사항임을 확인하였다.

본 연구 결과를 미국 IRA의 청정 수소 기준(0.45 kgCO₂e/kgH₂)과

비교했을 때, 현재의 Blue 수소 생산 방식은 이 기준을 충족하지 못하는 것으로 나타났다. 특히 Scope 3 배출량을 고려하면 그 격차가 더욱 커지는데, 이는 청정 수소 생산을 위해서는 전체 공급망에 걸친 포괄적인 배출량 감축 노력의 필요성을 강조한다.

이러한 연구 결과는 에너지 수입 의존도가 높은 국가들의 수소 경제 전략 수립에 중요한 시사점을 제공한다. Scope 3 배출량을 포함한 포괄적인 온실가스 배출량 분석은 더욱 정확한 탄소 중립 목표 설정과 정책 수립에 기여할 수 있으며, 청정 수소 생산 기술의 개발 방향 설정에도 중요한 지침이 될 수 있다.

향후 연구에서는 다양한 CCS 기술 적용에 따른 Scope 1 배출량 변화 분석, 재생에너지 기반 전력 사용에 따른 Scope 2, 3 배출량 감소 효과 평가, 수소 운송 인프라 최적화를 통한 Scope 3 배출량 감축 방안 연구, 그리고 그린 수소와의 비교 분석을 통한 장기적 수소 경제 전략 수립 지원 등이 필요할 것으로 보인다.

본 연구는 Blue 수소의 실질적인 온실가스 배출량을 종합적으로 제시함으로써, 향후 저탄소 수소 경제 실현을 위한 정책 수립 및 기업의 탄소 중립 전략 수립에 필요한 기초 자료를 제공할 것으로 기대된다. 특히, Scope 3 배출량의 중요성을 강조함으로써, 더욱 포괄적이고 정확한 탄소 회계의 필요성을 제기하였다. 이는 궁극적으로 진정한 의미의 탄소 중립 달성에 기여할 것이며, 지속 가능한 에너지 전환을 위한 중요한 기초 자료로 활용될 수 있을 것이다.

References

- Mikael Hook, Xu Tang, "Depletion of Fossil Fuels and Anthropogenic Climate Change—A Review," *Energy Policy*, **52**, 797-809(2013).
- Lee, W. S., Kim, Y., Shinn, Y., Wang, J., Moon, B., Park, H., Chang, S. and Kwon, O., "Role of Blue Hydrogen for Developing National Hydrogen Supply Infrastructure," *Journal of the Korean Society of Mineral and Energy Resources Engineers*, **58**(5), 503-520(2021).
- Jonas Sonnenschein, Luis Mundaca, "Decarbonization Under Green Growth Strategies?," *The case of South Korea*, **123**, 180-193(2016).
- George E. Halkos, Eleni-Christina Gkampoura, Reviewing Usage, Potentials, and Limitations of Renewable Energy Sources, *Energies*, **13**(11), 2906(2020).
- Hermesmann, M., Muller, T. E. and Turquoise, G., "Blue, or Grey? Environmentally friendly Hydrogen Production in Transforming Energy Systems," *Progress in Energy and Combustion Science*, **90**(100996), (2022).
- Park, H. S., An, J. W., Lee, H. E., Park, H. J., Oh, S. S., Ling, J. L. J. and Lee, S. H., "Scenario Analysis, Technology Assessment, and Policy Review for Achieving Carbon Neutrality in the Energy Sector," *Korean Chem. Eng. Res.*, **61**(4), 496-504(2023).
- Koo, B. and Jung, S. P., "Trends and Perspectives of Microbial Electrolysis Cell Technology for Ultimate Green Hydrogen Production," *Journal of Korean Society of Environmental Engineers*, **44**(10), 383-396(2022).
- IEA, Global Hydrogen Review **2023**, 1-176(2023).
- South Korea's 2050 carbon neutrality policy, East Asian Policy, **13**(01), 33-46(2021).
- Hydrogen Council, Path to hydrogen competitiveness A cost perspective, 1-79(2020).
- Troy Srangarone, South Korean efforts to transition to a hydrogen economy, *Clean Technologies and Environmental Policy*, **23**, 509-516(2021).
- Jeong, W. C., Lee, D. H., Roh, J. H. and Park, J. B., "Scenario Analysis of the GHG Emissions in the Electricity Sector Through 2030 in South Korea Considering Updated NDC," *Energies*, **15**(9), 3310(2022).
- Glaveli, N., Alexiou, M., Maragos, A., Daskalopoulou, A. and Voulgari, V., "Assessing the Maturity of Sustainable Business Model and Strategy Reporting Under the CSRD Shadow," *Journal of Risk and Financial Management*, **16**(10), 445(2023).
- Greenhouse Gas Protocol, Technical Guidance for Calculating Scope 3 Emissions (version 1.0), 1-182(2013).
- Patchell, J., "Can the Implications of the GHG Protocol's Scope 3 Standard be Realized?," *Journal of Cleaner Production*, **185**, 941-958(2018).
- Three-scope Carbon Emission Inventories of Global Cities, *Journal of Industrial Ecology*, **25**(3), 735-750(2021).
- Lloyd, S. M., Hadziosmanovic, M., Rahimi, K., Rich, D., Bhatia, P., Trends Show Companies Are Ready for Scope 3 Reporting with U.S. Climate Disclosure Rule, World Resources Institute, (2022).
- Howarth, R. W. and Jacobson, M. Z., "How Green is Blue Hydrogen?," *Energy Science & Engineering*, **9**(10), 1676-1689(2021).
- Han, J.-R., Park, J., Kim, Y., Lee, Y. C. and Kim, H. S., "Analysis of CO₂ Emission Depending on Hydrogen Production Methods in Korea," *Journal of the Korean Institute of Gas*, **23**(2), 1-8 (2019).
- Kim, A., Choe, C., Cheon, S., Lim, H., "Economic and Environmental Impact Analyses on Supply Chains for Importing Clean Hydrogen from Australia in the Republic of Korea," *Trans. of the Korean Hydrogen and New Energy Society*, **33**, 623-635(2022).
- On the climate impacts of blue hydrogen production, *Sustainable Energy & Fuels*, **6**(1), 66-75(2022).
- National Energy Technology Laboratory, Comparison of Commercial, State-of-the-Art, Fossil-Based Hydrogen Production Technologies, 1-327(2022).
- Scenario-based techno-economic analysis of steam methane reforming process for hydrogen production", *Applied Sciences*, **11**, 6021(2021).
- A system-level analysis for long-distance hydrogen transport using liquid organic hydrogen carrier (LOHC): a case study in the Australia-Korea, *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, **12**(23), 8630-8641(2024).
- GHG Protocol, A Corporate Accounting and Reporting Standard Revised Edition, 1-116.
- Oh, S. J., Heo, C., Park, M. S. and Ahn, C. B., A Study on the Scope 3 Carbon Emission Calculation Boundaries of Construction Companies, **40**(2), 251-259(2023).
- <https://www.kogas.or.kr/site/koGas/main>.
- <https://www.law.go.kr/admRulLsInfoP.do?admRulId=26196&efYd=0#J2708241>.
- Argonne national Laboratory, Well-to-Wheels Analysis of Landfill Gas-Based Pathways and Their Addition to the GREET Model, 1-65(2010).
- Unveiling the environmental gains of biodegradable plastics in

- the waste treatment phase: A cradle-to-crave life cycle assessment,” *Chemical Engineering Journal*, **487**, 150540(2024).
31. Comparative life cycle assessment for the sustainable production of fermentation-based L-methionine, *Journal of Cleaner Production*, **462**, 142700(2024).
 32. Hermesmann, M. and Müller, T. E., “Green, Turquoise, Blue, or Grey? Environmentally friendly Hydrogen Production in Transforming Energy Systems,” *Progress in Energy and Combustion Science*, **90**, 100996(2022).
 33. Edgar G Hertwich, Richard Wood, “The Growing Importance of Scope 3 Greenhouse gas Emissions from Industry,” *Environmental Research Letters*, **13**(10), 104013(2018).

Authors

Sanghyuk Koh: Undergraduate Student, Department of Environment and Energy Engineering, Chonnam National University, Gwangju 61186; 201088@jnu.ac.kr

Seokju Kim: Undergraduate Student, Department of Environment and Energy Engineering, Chonnam National University, Gwangju 61186; 201090@jnu.ac.kr

Boreum Lee: Assistant Professor, Department of Environment and Energy Engineering, Chonnam National University, Gwangju 61186; boreum.lee@jnu.ac.kr