



녹색 철강 생산 경로의 선택

한국, 일본, 호주에의 시사점

녹색 철강 생산 경로의 선택:

한국, 일본, 호주에의 시사점

발간월

2026년 9월

저자

Ayantu Teshome Mossisa | 기후솔루션

권영민 | 기후솔루션

도움주신 분

Lilly Qiu | Transition Asia

Alastair Jackson | Transition Asia

Akira Kanno | Transition Asia

디자인

sometype

기후솔루션은 전 세계 온실가스 감축 및 올바른 에너지 전환을 위해 활동하는 비영리법인입니다.

리서치, 법률, 대외 협력, 커뮤니케이션 등의 폭넓은 방법으로 기후위기를 해결할 실질적 솔루션을 발굴하고, 근본적인 변화를 위한 움직임을 만들어 나갑니다.

목차

핵심 요약	4
1. 서론	5
2. 분석 방법론 및 데이터	7
3. 주요 결과	12
호주산 녹색 철을 활용한 국가별 철강 생산비용	12
계통전력 사용에 따른 배출량 기준 충족 여부	13
각 경로별 2035년 철강 생산비용 비교	14
국내 생산 경쟁력 확보를 위한 수소 가격 임계값	15
탄소 가격 적용에 따른 철강 생산비용 변화	16
4. 정책적 시사점	18
수소 가격 목표 설정	18
재생에너지 접근성 확대	19
비용효과적인 탈탄소 경로 선택	19
수출시장 선점을 위한 호주의 녹색 철 생산 확대	20
부록	21
참고문헌	27

핵심 요약

본 보고서는 2035년을 기준으로 한국과 일본의 국내 녹색 철 및 철강 (green iron and steel) 생산이 호주산 녹색 철 (green iron) 수입을 활용하여 철강을 생산하는 경로와 비교해 어느 정도의 비용 경쟁력을 갖출 수 있는지를 분석한다. 철강 균등화원가(Levelized Cost of Steel, LCOS) 분석을 통해 국내 생산과 수입 경로의 생산비용 및 배출량 수준을 비교하고, 국내 녹색 철강 생산이 비용 경쟁력과 녹색 철강 분류를 위한 배출량 기준을 모두 충족하기 위해 필요한 조건들을 도출하였다.

주요 분석 결과

- **수소 가격은 녹색 철강 생산의 비용 경쟁력을 좌우하는 핵심 요인이다.** 국내 녹색 철강 생산이 호주산 수입 녹색 철(green iron)을 활용하는 생산 방식과 비교하여 가격 경쟁력을 확보하기 위해서는, 한국의 경우 수소 생산비용이 수소 1kg당 \$2.21~\$2.38 수준, 일본의 경우 \$2.56~\$3.53 수준으로 낮아져야 한다.
- **국제적으로 논의되고 있는 녹색 철강 기준 달성을 위해서는 재생에너지 사용 확대가 필수적이다.** 2035년에도 한국과 일본의 계통전력 기반 철강 생산 경로는 모두 ResponsibleSteel의 녹색 철강 배출량 기준인 0.4tCO₂/tcs를 충족하지 못한다. 따라서, 수소환원철 도입과 함께 재생에너지 사용량을 확대하여야 녹색 철강 분류를 위한 배출량 기준을 충족할 수 있다.
- **호주가 녹색 철 수출시장을 선점하기 위해서는 그린수소를 기반으로 한 녹색 철 생산의 신속한 확대가 필요하다.** 재생에너지와 수소 가격이 하락하고 국내 생산을 뒷받침하는 정책적 지원이 확대되면, 한국과 일본의 녹색 철강 생산도 점차 비용 경쟁력을 확보해 나갈 수 있다. 따라서, 호주가 녹색 철 공급국으로서 장기적인 수출시장 지위를 확보하려면 화석연료 기반이 아닌, 그린수소 기반의 직접환원철 생산 확대를 위한 투자를 서둘러야 한다.

1. 서론

글로벌 철강산업은 경제적·지정학적 파급효과를 수반하는 구조적 전환기에 접어들고 있다. 전 세계 이산화탄소 배출량의 약 7~9%를 차지하는 철강 부문은 산업 경쟁력을 유지하는 동시에 생산 과정에서 발생하는 온실가스를 획기적으로 감축해야 하는 과제에 직면해 있다.¹ 특히, 현재 주류 철강 생산 방식인 고로-전로(BF-BOF) 공정은 다량의 제철용 석탄을 사용하는 만큼 각국의 기후목표 강화와 탄소 규제 확대에 따라 기존 생산 방식의 지속가능성에 대한 우려도 함께 커지고 있는 상황이다.² 이에, 석탄 대신 수소를 환원제로 사용하는 수소환원철(H_2 -DRI) 공정이 철강 생산 과정의 온실가스 배출을 획기적으로 줄일 수 있는 핵심 대안으로 주목받고 있다.³ 이러한 상황에서, 국가별로 상이한 재생에너지 및 철광석 등의 자원 여건을 활용해 생산 여건이 유리한 지역에서 녹색 철(green iron)을 생산하고 이를 주요 수요국에 공급하여 최종 철강 제품까지 생산하는 국가 간 교역 모델도 철강산업 탈탄소화를 달성하기 위한 주요 대안으로 부상하고 있다.^{4,5} 이에 따라, 철강산업의 탈탄소화 과정에서 이러한 저탄소 환원철의 국가 간 이동이 수행할 수 있는 역할에 대한 연구와 정책적 논의의 중요성도 확대되고 있는 상황이다.

녹색 철 무역⁶과 동아시아 교역권

녹색 철 무역에 대한 논의는 지역별로 재생에너지 여건과 수소 생산비용, 철광석 부존량 등이 크게 다르다는 점에서 출발하며, 이러한 지역 간 격차는 최종 철강 제품 생산을 위한 원료와 중간재의 글로벌 교역 구조를 재편하는 요인으로 작용할 수 있다. 상대적으로 풍부한 재생에너지와 철광석 자원을 보유한 호주, 중동·북아프리카(MENA), 브라질, 남아프리카공화국 등이 주요 공급국으로 부상하는 반면, 한국과 일본, 독일 등 주요 철강 생산국은 핵심 수요처가 될 것으로 주로 논의된다.

이러한 잠재적 교역 관계 가운데 특히 호주와 동아시아를 연결하는 무역 경로는 특히 많은 관심을 받아왔다.⁷ 한국과 일본은 세계적으로 경쟁력 있는 철강산업을 보유하고 있지만, 비용 경쟁력 있는 그린수소를 생산하는 것에 여러 제약을 가지고 있다. 반면 호주는 풍부한 재생에너지 자원과 대규모 철광석 매장량을 보유하고 있을 뿐만 아니라 이미 잘 구축된 수출 공급망을 갖추고 있어, 동아시아 시장에 저배출 철원을 공급할 수 있는 가장 유망한 공급처 중 하나로 평가받고 있다.⁸ 포스코가 서호주(Western Australia) 필바라(Pilbara) 지역의 그린 아이언 생산 프로젝트에 참여한 사례는,⁹ 호주-동아시아 무역 경로에 대한 상업적 관심이 확대되어 왔음을 보여주는 대표적인 사례이다.

1 World Steel Association. (2024). *World Steel in Figures 2024*

2 OECD. (2025). *Hydrogen in steel: Addressing emissions and dealing with overcapacity*

3 UNIDO. (2025). *Iron and Steel: What is the State of Decarbonization Technologies?*

4 SteelWatch. (2025). *Why Green Iron Trade Will Catalyse Steel Industry Decarbonisation*

5 S. Bilici et al. (2024). *Global trade of green iron as a game changer for a near-zero global steel industry? - A scenario-based assessment of regionalized impacts*

6 녹색 철 무역이란 철광석과 재생에너지 여건이 상대적으로 풍부한 지역에서 재생에너지와 그린수소를 활용해 배출량이 낮은 직접환원철(DRI) 혹은 열간성형환원철(HBI)을 생산한 뒤, 이를 철강 생산국으로 수출하여 최종 철강제품으로 생산하는 교역방식을 의미한다.

7 OECD. (2025). *Green Iron Opportunities in Australia: A Case Study Within the OECD's Global Green Iron Project*.

8 WEF. (2025). *Unlocking Asia-Pacific as a First Mover: Australia's Green Iron Opportunity*

9 POSCO Port Hedland Iron Project - Global Energy Monitor

수입국이 직면한 전략적 과제

녹색 철 교역에 대한 관심이 확대되면서 수출국의 공급 잠재력과 전략적 중요성을 분석한 연구는 상당수 수행되어 왔다.¹⁰ 그러나 수입 녹색 철에 대한 높은 의존도가 수입국의 장기적인 철강 탈탄소화 경로에 어떠한 의미를 갖는지에 대해서는 상대적으로 관심이 부족해 온 것으로 보여진다. 한국과 일본의 경우, 상대적으로 자원이 풍부한 국가로부터 녹색 철을 조달하는 것은 합리적인 탈탄소화 전략으로 간주될 수 있지만, 이는 동시에 어떠한 조건에서 국내 녹색 철 생산이 실현 가능하고 시장 경쟁력을 갖춘 대안이 될 수 있는가에 대한 근본적인 질문을 제기하는 것이 타당하다.

그리고 이러한 질문에 대한 답은 시간의 흐름과 정책적 변화에 따라 달라질 가능성이 크다. 국내 생산과 수입의 상대적 경쟁력은 수소 및 전력 가격, 탄소 가격 시스템, 재생에너지 보급 수준, 기술 비용 등의 변화에 따라 달라질 수 있기 때문이다. 따라서 두 경로의 상대적 우위는 고정된 요소로서 양자택일의 문제라기보다는, 정책 여건과 비용 구조의 변화에 따라 지속적으로 달라지는 것으로 이해할 필요가 있다.

한편, 호주산 녹색 철에 대한 단기적인 공급 전망에도 상당한 불확실성이 존재한다. 호주는 동아시아 시장에 녹색 철을 공급할 수 있는 국가로 평가받고 있지만, 관련하여 실제 생산까지 이루어지고 있는 프로젝트는 여전히 초기 단계에 머무르며 많은 불확실성을 보이고 있다. 또한, 현재까지 제안된 다수의 생산 프로젝트가 그린수소가 아닌 천연가스에 의존하고 있으며, 이는 여전히 높은 온실가스 배출량과 화석연료 고착화 위험에 대한 우려를 낳고 있다.¹¹ 결과적으로, 이러한 요소들은 잠재 수입국의 탈탄소화 전략에서 장기적으로 국내 녹색 철 생산이 수행할 수 있는 역할을 함께 검토해야 할 필요성을 더욱 부각시킨다.

이에 본 연구는 그린수소를 활용하여 녹색 철을 국내에서 생산, 이후 철강 생산까지 이루어지는 경로와 녹색 철을 호주로부터 수입하여 활용하는 경로의 비용을 비교하고, 국내 생산이 비용 경쟁력을 확보할 수 있는 여러가지 조건들을 규명하고자 한다. 이러한 분석은 특정 생산경로에 대한 타당성을 부여하는 것이 아닌 철강산업 탈탄소화 관련 정책적 결정에 필요한 근거를 제공하는 것에 그 목적이 있다. 결론적으로, 본 연구의 결과는 호주-동아시아 녹색 철 무역 경로에서 잠재적 수입국에 해당하는 국가들이 장기적인 산업 탈탄소화 전략을 수립하는 데 유의미한 시사점을 제공하고자 한다.

¹⁰ Agora Industry (2025). *The role of green iron trade in accelerating competitive steel transformation*
RMI. (2024). *Green Iron Corridors: Transforming Steel Supply Chains for a Sustainable Future*.

¹¹ IEEFA. (2025). *South Australia: Long-term reliance on gas for iron and steelmaking faces significant risks*

2. 분석 방법론 및 데이터

본 연구는 국내에서 생산한 녹색 철과 호주에서 수입한 녹색 철을 각각 활용한 수소환원철강 생산의 비용과 온실가스 배출량을 비교하기 위해 Transition Asia가 자체적으로 개발한 철강 균등화원가 (Levelized Cost of Steel, LCOS) 산정 모델을 활용하였다.

분석 범위 및 비교 대상 경로

철광석에서 조강 생산에 이르기까지, 세 가지 상이한 지역별 경로 각각 필요한 생산비용과 전 생애주기 배출량 (lifecycle emissions)을 추산하여 비교한다. 서로 다른 경로 간 일관된 비교가 가능하도록 각 생산 단계와 분석 범위를 아래와 같이 설정하였다. 비용 분석 결과는 동일한 기술을 지역별로 비교한 것이 아니라 각 지역에서 실현될 것으로 예상되는 기술들을 비교한 것으로 해석해야 한다.

- 한국 국내 생산 경로

호주로부터 저품위 적철광(hematite) 철광석 분광(57.8% Fe)을 수입하여 유동환원로(Fluidized Bed, FB)에서 환원한 후, 전기 용융로(Electric Smelter Furnace, ESF)와 전로(Basic Oxygen Furnace, BOF)를 거쳐 조강을 생산¹²

- 일본 국내 생산 경로

브라질로부터 직접환원철 생산에 필요한 자철광(DR-grade magnetite) 펠릿(67.0% Fe)을 수입하여 수직형 샤프트로 (Shaft Furnace, SF)에서 환원한 후, 전기로(Electric Arc Furnace, EAF)에 투입하여 조강을 생산, 이 때 전체 철원 투입량의 15%를 고철(scrap)로 대체를 가정¹³

- 호주산 녹색 철 수입 경로

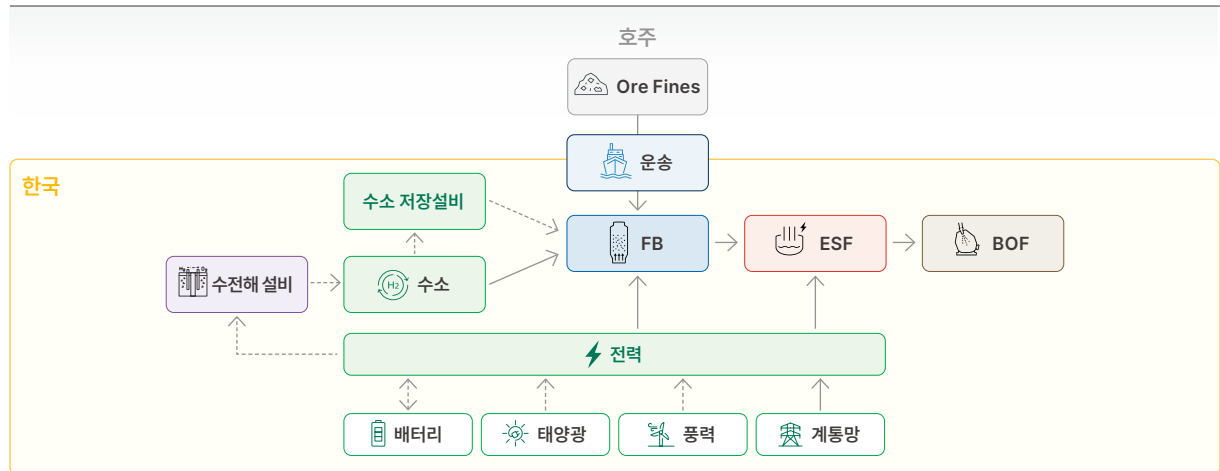
호주산 철광석 분광이 현지에서 선광(beneficiation) 및 펠릿화 과정을 거친 후, 그린수소를 활용하는 샤프트로(Shaft Furnace, SF)에서 환원. 생산된 직접환원철은 전기용융로(ESF)에서 용해되어 선철(pig iron) 형태로 생산되며, 한국 또는 일본으로 운송되어 기존 전로(BOF) 설비에서 활용¹⁴

¹² 유동환원로(FB) 공정은 현재 개발 중인 포스코의 하이렉스(HyREX) 기술과 유사한 방식으로, 별도의 펠릿화 공정 없이 저품위 분광을 직접 처리할 수 있다. 다만, 저품위 철광석을 사용할 경우 유동층 내 유동성을 유지하고 입자 간 응집(stiction)을 방지하기 위해 더 높은 수소 투입 비율이 요구될 것으로 논의되며, 환원철(DRI)에 포함된 불순물(gangue)을 제거하고 전로(BOF) 설비에 투입할 용선을 생산하기 위해 전기용융로(ESF) 공정이 필요하다.

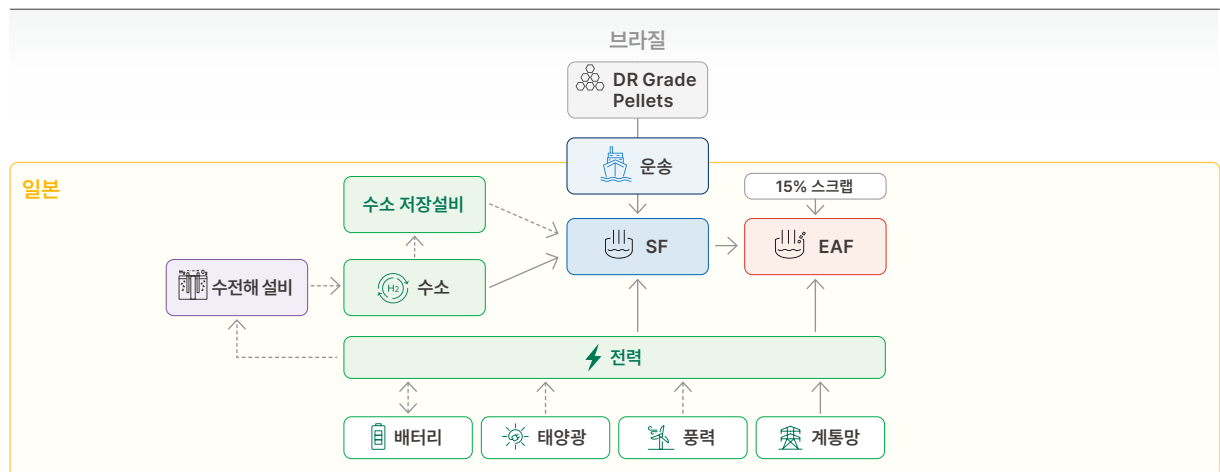
¹³ 이 경로는 현재 상용화 수준이 가장 높은 구성으로, 일본의 고품위 철광석 조달 여건과 기존의 고철 공급망을 반영하고 있다. 고품위 펠릿은 슬래그 발생량과 이에 수반되는 에너지 소비를 줄이며, 고철 혼합은 재생 철원 사용을 확대하는 데 기여한다.

¹⁴ 이 경로는 호주의 풍부한 철광석 자원과 재생에너지 자원을 활용하는 동시에, 수입국 내 후단 철강 생산 설비에 대한 대규모 개조 필요성을 최소화함을 가정하였다. 본 연구는 호주 내 생산 경로로 유동환원로 방식이 아닌 샤프트로 경로를 채택하였으며 이는 샤프트로 기술이 현재 상용화 단계에 더욱 근접해 있으며, 많은 주요 선형 연구들에서 적용하는 표준적인 기술 가정과도 부합하기 때문이다.

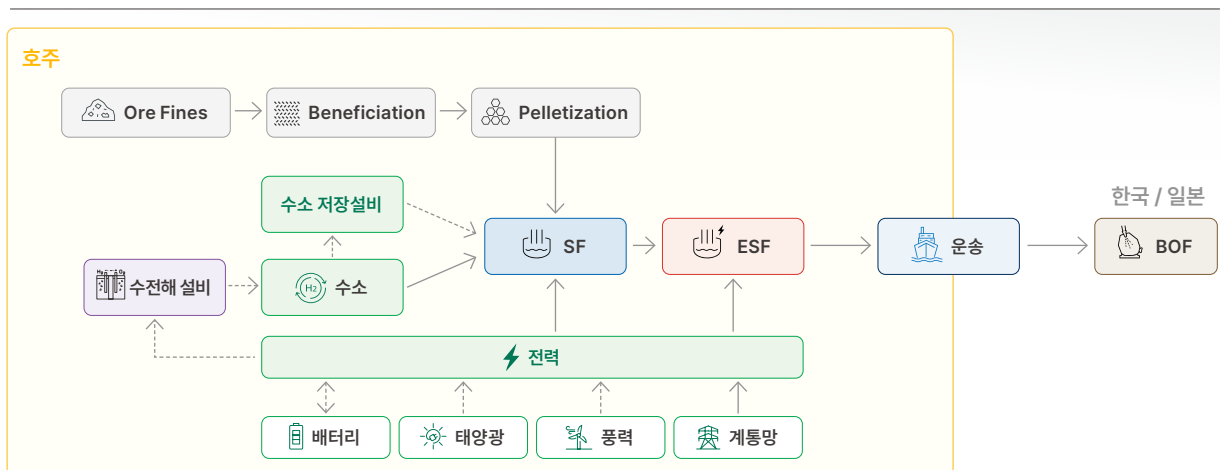
[그림 1] 한국 국내 생산 경로 도식화



[그림 2] 일본 국내 생산 경로 도식화



[그림 3] 호주산 녹색 철 수입을 활용하는 경로 도식화



비용 분석을 위한 주요 가정

철강 균등화원가를 추산하기 위해, 본 연구는 위에서 설정된 분석 범위 내에서 발생하는 자본비용(CAPEX), 고정 운영 및 유지보수 비용, 변동 운영비용을 종합적으로 반영하였다. 별도의 언급이 없는 한, 모든 비용은 2025년 기준 미국 달러(USD)로 표시하였다.

추가로, 전력망 탈탄소화 여건과 에너지 조달 방식의 차이를 반영하기 위해, 두 가지 상이한 에너지 공급 옵션들을 가 정하였다([그림 1~3]의 점선으로 표시된 경로).

- **수소 공급:** 가정된 일정한 도매가격으로 수소를 외부에서 조달하는 방식과, 알칼라인 수전해 설비 및 전용 수소 저장설비를 활용하여 현장에서 직접 생산하는 방식을 비교
- **전력 공급:** 전력 수요 전량을 국가 계통전력으로 충당하는 방식과, 6시간 용량의 리튬이온 배터리 저장장치를 결합한 자체 재생에너지(태양광 및 육상풍력) 설비를 활용하되 부족한 전력은 국가 전력망에서 보조하는 방식을 비교하였으며, 독립형 재생에너지의 경우 시간 단위 최적화 모델을 통해 조강 1톤당 0.4톤의 이산화탄소 배출량 기준을 충족하는 범위 내에서 재생에너지, 수전해 설비, 배터리 및 수소 저장설비의 최적 용량과 운영방식을 도출

재생에너지 설비비, 계통전력 가격, 해상운송비, 원자재 가격 등 주요 비용 변수에는 한국, 일본, 호주의 시장 여건을 반영한 지역별 가정을 적용하였다 (각 요소별 구체적인 가정은 부록에 상세히 기재).

최종 제품에 대한 배출량 산정(그린수소 생산 과정은 제외)

본 연구는 ResponsibleSteel 가이드라인에 부합하는 Scope 1~3 배출량 산정 체계¹⁵를 적용하였으며, 각 Scope 별 구체적인 산정 범위는 다음과 같다.

- **Scope 1:** 전기로(EAF) 및 전기 용융로(ESF)에서 발생하는 전극 산화에 따른 이산화탄소 배출, 펠릿화 공정 및 전로(BOF) 운영 과정에서 발생하는 천연가스 연소 배출 등 설비 경계 내에서 직접 발생하는 배출량을 산정
- **Scope 2:** 구매전력 사용에 따른 간접 배출량을 의미하며, 각 지역별로 전망된 2035년 전력망 배출계수를 적용하여 산정
- **Scope 3:** 원료 생산 및 운송 등 업스트림 공정 및 가치사슬 전반에서 발생하는 배출량을 산정

¹⁵ Responsible Steel Standard (<https://www.responsiblesteel.org/resource-hub/standards-certification-and-assurance>)

[표 1] 생산 공정에 대한 배출량 산정 범위

Scope	항목	한국	일본	호주 수입 경로
Scope 3	철광석 분광(Fines)	FB	-	Beneficiation
	펠릿(Pellets)	-	SF	-
	고철(Scrap)	-	EAF	-
	소성석회(Burnt Lime)	BOF, ESF	EAF	BOF, ESF
	내화물 및 합금철 (Refractories and Alloys)	BOF	EAF	BOF
	전극(Electrode)	ESF	EAF	ESF
	산소(Oxygen)	BOF	EAF	BOF
	냉각수(Cooling Water)	All	All	All
	해상운송(Shipping)	Fines	Pellets	PI
Scope 2	전력(Electricity)	All	All	All
Scope 1	천연가스(Natural Gas)	BOF	-	펠릿화, BOF
	전극 소비(Electrode consumption)	ESF	EAF	ESF

그린수소 생산 과정의 배출량 산정

- **외부 조달:** 외부(시장)에서 조달하는 수소는 인증된 그린수소로 가정하고, 플랜트 반입 지점(plant gate)에서의 배출집약도를 수소 1kg당 0 kgCO₂e로 가정
- **현장 생산:** 현장에서 수전해 설비를 통해 생산되는 수소의 경우 전력 소비에 따른 배출량을 전력 공급원에 따라 Scope 2 배출량으로 추산, 수전해 공정에 필요한 전력을 재생에너지 설비를 통해 전량 공급하는 경우에는 Scope 2 배출량은 0으로 가정

시나리오 및 민감도 분석

2035년까지의 기술 보급 및 비용 전망에는 상당한 불확실성이 존재하므로, 본 연구에서는 자본비용과 계통전력 관련 변수에 대해 시나리오 기반 접근법을 적용하였다. 구체적으로, 저비용(Low), 기준 (Base), 고비용(High)의 세 가지 시나리오를 설정하고, 이를 바탕으로 관련 기술의 발전 속도와 전력망 탈탄소화 수준의 차이에 따른 지역별 생산 경로의 비용을 추산하였다.

한국과 일본의 재생에너지 설비 자본비용 전망은 미국 로렌스 버클리 국립 연구소(Lawrence Berkeley National Laboratory)의 연구 결과를 그대로 적용하였으며, 호주의 재생에너지 및 수전해 설비 자본비용은 호주연방과학산업연

구기구(CSIRO)의 GenCost 보고서에 따른 전망을 활용하였다. 한국과 일본의 수전해 설비 비용은 각국의 국가 수소 로드맵에서 제시한 기준 전망치(baseline estimates)를 바탕으로 시나리오를 구성하였으며, 계통전력 가격과 전력망 배출집약도는 현재까지 발표된 최신의 국가 정책을 반영하였다. (각 요소별 구체적인 수치 및 참고자료는 부록에 상세히 기재).

이에 더해, 본 연구에서는 다음의 두 가지 핵심 변수에 대해 추가적인 민감도 분석을 수행하였다.

- **수소 가격:** 수소 가격을 kg당 \$2에서 \$12까지 변화시키며 생산 비용에 미치는 영향을 분석
- **탄소 가격:** 탄소세 또는 배출권거래제를 통해 부과되는 다양한 탄소 가격이 최종 비용에 미치는 영향을 분석

3. 주요 결과

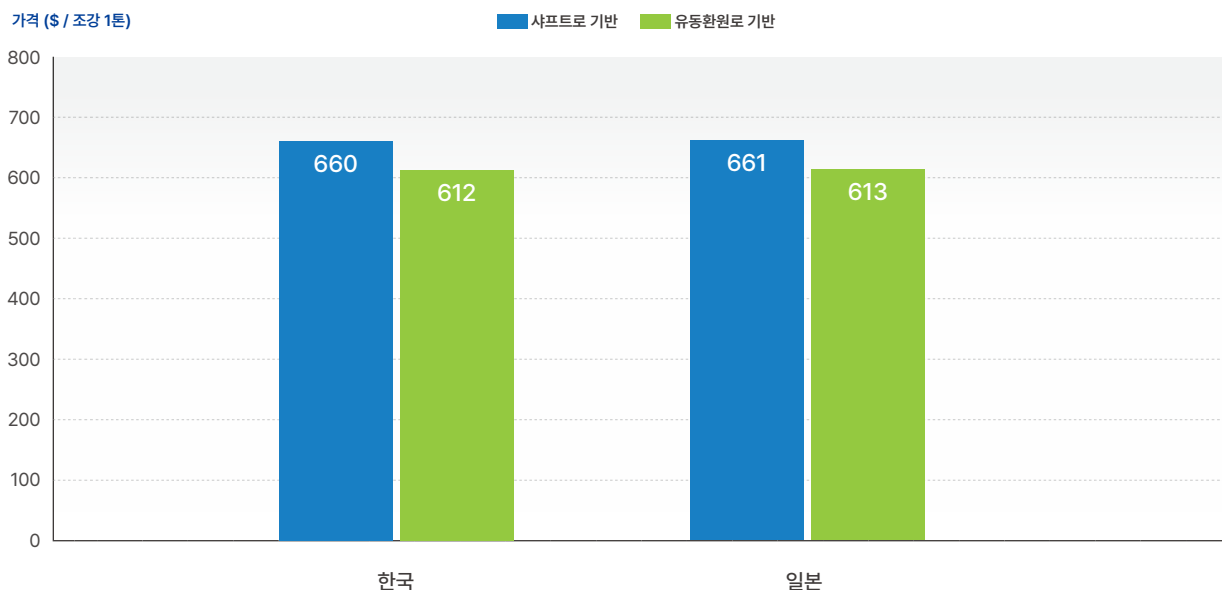
호주산 녹색 철을 활용한 국가별 철강 생산비용

기준 시나리오(Base Scenario)에서 호주산 녹색 철을 활용한 한국의 2035년 철강 생산비용은 샤프트로 기반 직접환원철(DRI-SF)을 활용하는 경우 조강 1톤당 660달러, 유동환원로 기반 직접환원철(DRI-FB)을 사용하는 경우 612달러로 추산되었다. 일본의 경우에는 각각 661달러와 613달러로 나타났다 ([그림 4] 참조). 이러한 추정치는 재생에너지 및 수전해 설비 비용의 하락 전망을 반영한 것이며, 호주산 녹색 철을 수입하여 철강을 생산할 때 수입국의 생산자가 부담하는 총 비용을 의미한다.

한국과 일본 모두에서 유동환원로 기반의 녹색 철을 활용하는 경우 샤프트로 기반 녹색 철을 활용할 때보다 조강 1톤당 약 48달러 낮은 비용을 보였으며, 이는 주로 유동환원로 기술 사용 시 펠렛화 공정에 필요한 비용을 절감할 수 있기 때문으로 나타났다. 다만, 유동환원로 기술은 샤프트로 기술에 비해 아직 상용화 준비 단계가 낮은 수준이며, 현재 한국의 포스코 주도로 파일럿 프로젝트가 진행되는 단계에 있어 단기간 내 한국 외 다른 국가에서 본격적으로 도입될 가능성 상대적으로 제한적이다.

이에 따라 본 연구에서는 호주 내 녹색 철 생산의 경우 상용화 가능성이 상대적으로 높은 샤프트로 경로를 기준 경로로 사용하였으며, 유동환원로 활용 경로의 결과값은 향후 해당 기술이 호주 내에서까지 상용화될 경우 달성할 수 있는 수입 비용 범위의 하한으로 제시하고자 하였다.

[그림 4] 한국 및 일본의 호주산 녹색 철 수입 경로별 철강 생산 비용 추정치



이러한 각 경로별 비용 추정치는 2035년 호주산 녹색 철 수입을 활용한 철강 생산 비용의 예상 범위를 나타내며, 본 연구에서는 이를 기준으로 한국과 일본의 국내 녹색 철 생산이 수입 경로와 유사한 수준의 가격 경쟁력을 확보할 수 있는 조건을 평가하였다.

계통전력 사용에 따른 배출량 기준 충족 여부

서로 다른 경로 간 철강 생산원가를 비교하기 위해 앞서, 국내 생산 경로가 녹색 철강으로 인정받기 위한 배출기준을 충족하는지 여부를 확인할 필요가 있다. 이를 위해, 한국과 일본의 국내 생산 경로를 대상으로 국가 전력망과 독립형(off-grid) 재생에너지¹⁶를 각각 사용하는 경우의 배출집약도를 산정하고, 이를 ResponsibleSteel이 제시한 녹색 철강 배출집약도 기준인 0.4 tCO₂/tcs와 비교하였다. 이후의 비용 분석에는 해당 기준을 충족하는 생산 경로만을 포함하였다.

[표 2] 한국 및 일본 국내 생산 경로의 에너지 사용별 배출집약도 (단위: tCO₂e/tcs)

Year	한국		일본	
	국가 전력망	독립형(off-grid) 재생에너지	국가 전력망	독립형(off-grid) 재생에너지
2025	2.38	0.40	1.64	0.40
2035	0.81	0.28	0.59	0.28

분석 결과, 계통전력을 사용하는 생산 경로는 두 국가 모두에서 해당 기준을 초과하는 것으로 나타났다. 2025년 기준 배출집약도는 한국에서 2.38 tCO₂e/tcs, 일본에서 1.64 tCO₂e/tcs로 나타났으며, 이는 각각 기준치의 약 6배와 4배에 해당한다. 전력망 탈탄소화가 점진적으로 진행됨에 따라 2035년에는 각각 0.81 tCO₂e/tcs와 0.59 tCO₂e/tcs까지 낮아질 것으로 전망되지만, 여전히 녹색 철강 분류를 위한 배출량 기준치를 상회한다. 이는 수소 생산을 위한 수전해 공정에 필요한 전력을 국가 전력망에서 조달할 경우, 전력 생산 과정에서 발생하는 간접배출이 최종 철강제품의 배출집약도에 반영되기 때문이다.

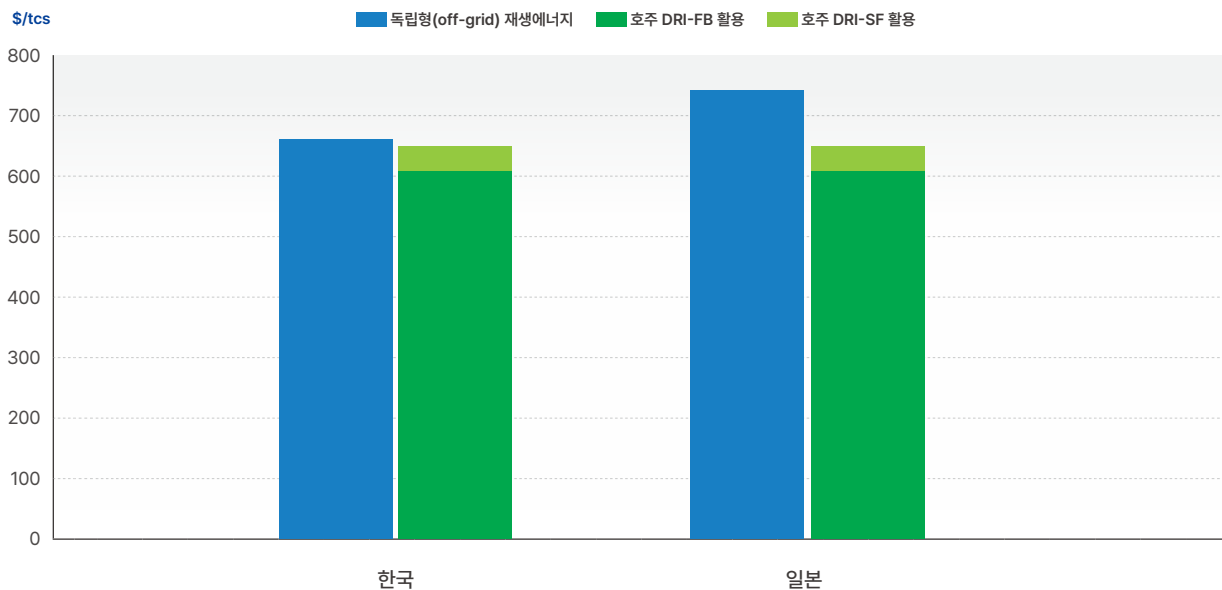
반면, 독립형 재생에너지 전력을 사용하는 생산 경로의 경우 두 국가 모두 2025년부터 해당 기준을 충족하며, 2035년에는 배출집약도가 0.28tCO₂e/tcs까지 낮아지는 것으로 나타났다. 이는 국가 계통전력보다 배출집약도가 낮은 재생에너지 전력을 수소 및 철강 생산에 활용하는 경우이나 녹색 철강 배출기준을 충족할 수 있음을 보여준다. 따라서, 계통전력을 사용하는 생산 경로는 비용이 상대적으로 낮더라도 수소 가격 임계값 분석에서 제외하였으며, 이후 생산비용 비교 분석에서는 독립형 재생에너지 전력을 사용하는 국내 생산 경로만을 고려하였다.

¹⁶ 본 연구에서는 생산 비용 도출과 여러 경로 간 비교의 편의성을 위해 여러가지 재생에너지 조달방안 중 독립형(off-grid) 재생에너지 활용만을 분석 대상으로 포함시켰으며, 이는 독립형 재생에너지 발전을 통한 에너지 조달이 녹색 철강 생산을 위한 유일한 방안이라는 것을 의미하는 것은 아님

각 경로별 2035년 철강 생산 비용 비교

기준 시나리오(Base Scenario)의 철강 균등화원가 분석 결과는 [그림 5]와 같다. 이는 2035년 한국과 일본의 국내 생산 경로가 호주산 녹색 철 수입 경로와 비교해 어느 수준의 비용 경쟁력을 갖는지를 보여준다.

[그림 5] 2035년 한국과 일본의 국내 생산 및 호주산 녹색 철 수입의 철강 균등화원가(LCOS) 비교



2035년 한국의 독립형 재생에너지 기반 녹색 철강 생산 비용은 조강 1톤당 668달러 수준으로 전망되며, 이는 호주산 녹색 철을 수입하는 경로(DRI-FB: 612/tcs, DRI-SF: 660/tcs)보다 조금 더 높은 수준이다. 특히, 상용화 시점이 조금 더 이를 것으로 예상되는 DRI-SF 수입 경로와의 비용 격차가 크지 않은 것은 포스코가 개발 중인 유동환원로 기반의 생산 경로가 지닌 비용상의 이점과 더불어, 재생에너지 및 수소 생산비용의 하락 전망이 함께 반영된 결과이다. 이러한 결과는, 기준 시나리오 조건 하에서 한국의 녹색 철강 생산이 2030년대 중반까지 호주산 녹색 철 수입 경로와 유사한 수준의 비용 경쟁력에 근접할 수 있음을 시사한다. 다만, DRI-FB 경로까지 포함한 호주산 녹색 철 수입 경로와 비교하면 국내 생산비용은 여전히 상대적으로 높은 수준이다.

반면 일본의 경우, 2035년에도 국내 생산과 수입 경로 간에 상대적으로 큰 비용 격차가 유지되는 것으로 나타났다. 독립형 재생에너지 사용을 전제로 한 녹색 철강 생산 비용은 조강 1톤당 746달러 수준으로 전망되며, 이는 호주산 녹색 철을 수입하는 경로(DRI-FB: 613/tcs, DRI-SF: 661/tcs)와 비교했을 때 격차가 크다. 이러한 격차는 상대적으로 높은 원료 조달비용, 펠렛화 공정에 수반되는 에너지 비용 등 일본 국내 생산 경로의 비용 구조에서 비롯된다.

이러한 국가별 차이는 정책의 우선순위와 추진 시점에 중요한 시사점을 제공한다. 한국의 경우, 호주산 녹색 철을 수입하는 경로(특히 DRI-SF경로)와 비용 격차가 크지 않으므로, 추가적인 생산 비용 절감과 목표 지향적 정책 지원이 뒷받침될 경우 국내 생산이 충분한 비용 경쟁력을 확보할 가능성을 보여준다. 반면 일본은 국내 생산과 수입 경로 간 비용 격차가 상대적으로 크게 나타나므로, 재생에너지 및 수소 생산 비용 등 철강 생산 가격에 영향을 미치는 다양한 요소

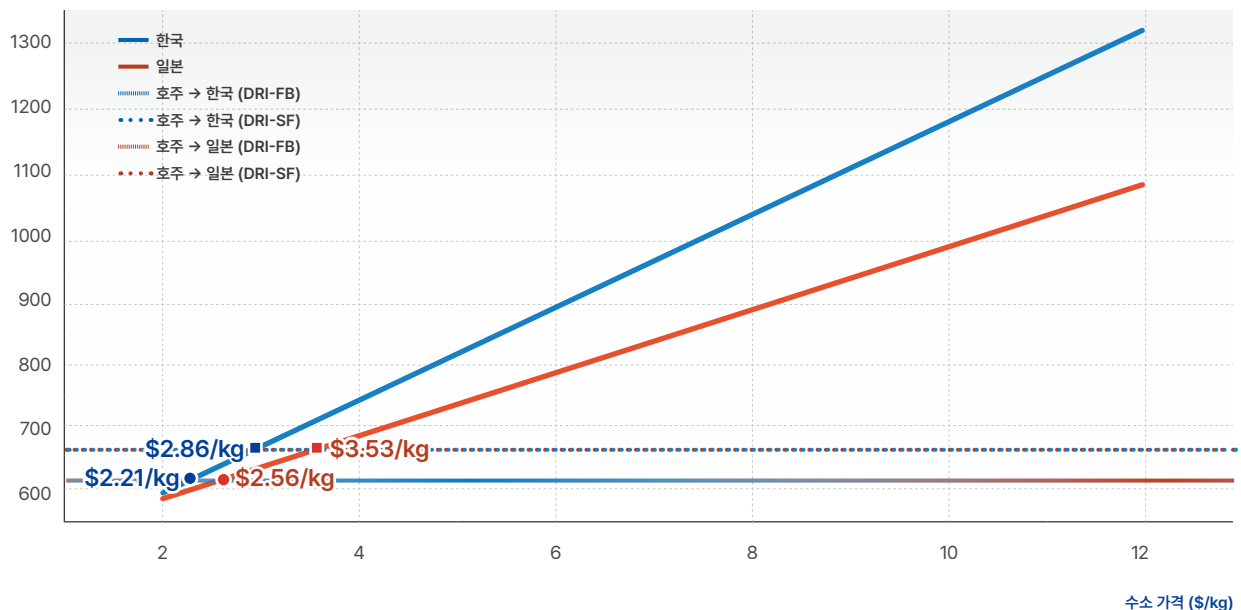
들의 비용을 낮추기 위한 보다 적극적인 정책적 개입이 이루어지지 않는다면, 일정 기간 동안 녹색 철 수입이 상대적으로 경제적인 선택지가 될 수 있다.

국내 생산 경쟁력 확보를 위한 수소 가격 임계값

추가적으로, 수소 가격 민감도 분석을 통해 국내 생산 경로가 호주산 녹색 철 수입을 활용하는 경로와 비용 동등성(cost parity)을 달성할 수 있는 수소 가격을 도출하였다 ([그림 5] 참조). 즉, 국내 생산 녹색 철을 활용한 철강 생산비용이 호주산 녹색 철을 활용하는 생산 경로와 같아지는 수소 가격을 확인하고자 하였다. 이 때, 호주산 수입 경로로는 샤프트로 기반의 생산 경로(DRI-SF)와 유동환원로 기반의 생산 경로(DRI-FB)를 모두 포함하였다.

[그림 6] 한국 및 일본의 국내 생산 가격 경쟁력 확보를 위한 수소 가격 임계값

철강 공동화원가
(LCOS, \$/tcs)



한국의 국내 생산 경로는 수소 가격이 kg당 2.21~2.86달러 수준으로 낮아질 경우 호주산 녹색 철 수입 경로와 동등한 생산 비용을 달성하는 것으로 나타났다. 이러한 가격 수준은 재생에너지 및 수전해 설비 비용이 지속적으로 하락하는 본 연구의 저비용 시나리오(Low Scenario) 및 기준 시나리오(Base Scenario)에서 달성 가능성을 나타내는 범위에 해당한다. 일본의 경우 2035년 기준 수소 가격이 kg당 약 2.56~3.53달러 수준에 도달할 경우 호주산 녹색 철 수입 경로와 비용 동등성을 달성하는 것으로 나타났다.

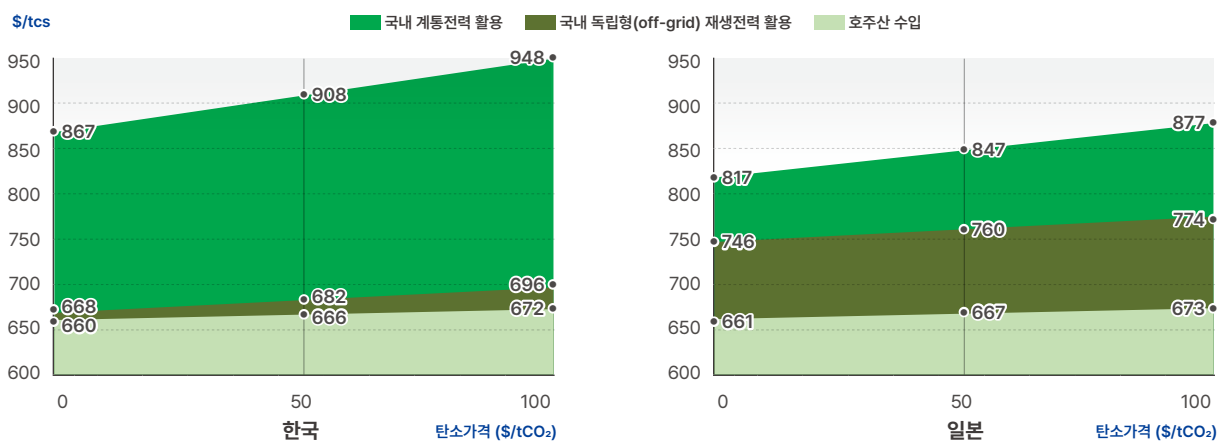
다만, 임계값 자체의 높고 낮음만으로 한국과 일본의 실제 비용 경쟁력을 판단해서는 안 된다. 임계값이 높다는 것은 국내 생산이 비교적 더 높은 수소 가격에서도 수입 경로와 비용 동등성을 달성할 수 있다는 의미이지만, 실제 경쟁력은 국내에서 조달할 수 있는 수소 가격과 임계가격 간의 격차에 따라 결정된다. 예를 들어, 기본 시나리오(Base

Scenario)에서 한국은 예상 수소 조달가격과 호주 DRI-SF 경로 대비 임계값의 차이가 비교적 작아 비용 동등성에 근접하지만, 일본의 경우 임계값이 한국보다 높더라도 국내 재생에너지 및 수소 생산비용이 상대적으로 높아 수입 경로와의 철강 생산비용 격차가 더 크게 유지된다. 이러한 차이는 국가별 생산 경로의 기술 및 비용 구조를 함께 반영한 결과로 확인된다. 한국을 대상으로 분석한 유동환원로 기반의 생산 경로는 저품위 분광을 직접 활용해 펠렛화 공정을 생략할 수 있지만, 적절한 유동 상태를 유지하기 위해 직접환원철 1톤당 63kg의 수소가 필요한 것으로 가정하였다. 일본에 적용한 샤프트로 방식은 직접환원철 1톤당 수소 투입량이 55kg으로 상대적으로 적은 반면, 고품위 펠렛 사용으로 인한 원료비 비중이 더 높다. 이러한 국가별 차이가 존재하더라도, 한국과 일본 모두 재생에너지 비용과 이를 활용한 그린수소 생산 비용이 충분히 하락할 경우 2035년까지 국내 생산 경로와 호주산 녹색 철 수입 경로 간 비용 격차를 줄여 나갈 수 있을 것으로 분석된다.

탄소가격 적용에 따른 철강 생산비용 변화

탄소가격은 배출집약도가 높은 생산 경로에 더 큰 비용을 부과함으로써 서로 다른 생산 경로 간 상대적인 비용 경쟁력에 영향을 미친다. 이러한 탄소가격 적용에 따른 철강 생산비용 분석 결과, 탄소가격이 증가할수록 계통전력을 사용하는 국내 생산 경로의 비용이 가장 큰 폭으로 증가하였으며, 독립형 재생에너지 기반 국내 생산 경로와 호주산 녹색 철 수입 경로는 분석에 적용된 탄소가격 범위 전반에 걸쳐 상대적으로 제한적인 비용 증가를 보였다 ([그림 7] 참조).

[그림 7] 탄소가격 적용에 따른 분석 대상 경로별 비용 변화



이러한 결과는 호주산 녹색 철 수입 경로의 배출집약도가 한국과 일본의 계통전력 기반 국내 생산 경로보다 현저히 낮기 때문에 발생한다. 탄소가격이 적용되면 계통전력 기반 국내 생산 경로에 더 많은 탄소비용이 부과되면서 호주산 수입 경로와의 비용 격차가 확대되고, 수입 경로 대비 비용 경쟁력도 더욱 약화된다. 한국의 경우 호주산 녹색 철을 활용하는 생산 경로의 철강 생산비용은 탄소가격이 없을 때 조강 1톤당 660달러에서 탄소 비용을 50달러/tCO₂ 적용할 경우 666달러, 100달러/tCO₂로 적용할 경우 672달러로 증가하였으며, 일본에서도 이와 유사한 수준의 비용 증

가가 나타났다. 즉, 탄소 가격이 100달러/tCO₂까지 상승하더라도 비용 증가폭은 조강 1톤당 12달러에 그치며, 이는 호주산 녹색 철 수입 경로의 낮은 배출집약도를 반영하는 결과이다. 배출집약도가 낮은 독립형 재생에너지 기반 국내 생산 경로 역시 탄소가격 적용에 따른 비용 증가폭이 제한적인 것으로 나타났으며, 이에 따라 호주산 녹색 철 수입 경로와 비교한 상대적 비용 수준도 크게 달라지지 않았다.

종합하면, 탄소가격 도입 시 계통전력 기반 생산 경로의 비용 부담을 높임으로써 철강 생산에 배출집약도가 낮은 전력을 활용해야 할 경제적 필요성을 더욱 분명하게 보여준다. 다만 본 연구에서 설정한 탄소가격 범위 내에서는 재생에너지 기반 국내 생산 경로와 호주산 녹색 철 수입 경로 간 비용 격차가 근본적으로 달라지지 않는 것으로 나타났다. 이는 두 경로의 상대적인 가격 경쟁력이 탄소가격만으로 결정되기보다는 재생에너지와 수소 가격, 원료비 및 기술 구성 등 경로별 주요 비용 요인이 더 큰 영향을 미치는 것으로 해석할 수 있다.

4. 정책적 시사점

본 연구의 분석 결과는 향후 몇 년간의 정책 결정이 국내 녹색 철강 생산의 경쟁력과 호주-동아시아 녹색 철 교역망의 형성에 중요한 영향을 미칠 수 있음을 보여준다. 앞 절에서 도출된 여러 결과들을 바탕으로, 본 보고서는 다음과 같은 정책적 시사점을 제시한다.

수소 가격 목표 설정

수소 가격은 녹색 철강 생산의 비용 경쟁력을 좌우하는 핵심 요인으로 나타난다. 2035년 기준 호주 DRI-SF 경로와 동일한 생산 비용에 도달하기 위한 수소 가격은 한국이 약 \$2.86/kg H₂, 일본이 약 \$3.56/kg H₂로 분석되었다. 생산 비용은 더 낮지만 기술 성숙도가 상대적으로 낮은 호주 DRI-FB 경로와 비교할 경우, 동일한 철강 생산 비용에 도달하기 위한 수소 가격은 각각 \$2.21/kg H₂와 \$2.56/kg H₂로 낮아진다.

다만, 이러한 수소 임계가격만을 기준으로 각국의 실제 경쟁력을 판단하기 어렵다. 이러한 임계가격은 국내 생산 경로가 호주산 수입 경로와 비용 동등성에 도달하기 위해 수소 가격이 낮아져야 하는 수준을 의미하기에, 임계가격 자체의 높고 낮음보다 국내에서 예상되는 수소 조달가격이 해당 임계가격을 얼마나 초과하는지가 더욱 중요하다. 기본 시나리오에서 한국은 예상되는 수소 조달가격과 임계가격 간의 격차가 비교적 작아 호주 DRI-SF 경로와 비용 동등성에 근접하는 반면, 일본은 예상 수소 가격이 임계가격을 상대적으로 큰 폭으로 웃돌아, 국내 생산 경로와 호주산 수입 경로간 비용 격차가 상당한 수준으로 유지된다.

결론적으로, 양 국가 모두에서 국내 녹색 철강 생산이 경쟁력을 갖추기 위해서는 그린수소 생산 가격이 상당 수준 낮아져야 하며, 이를 위한 여러 정책적 방안들을 생각해볼 수 있다. 대표적으로, 그린수소의 실질적인 조달 비용을 낮추는 생산 연계형 지원이나 초기 대규모 수전해 프로젝트에 대한 자본비용 지원, 수소 생산의 안정적인 경제성을 보장하는 장기 구매계약 등이 수소 가격의 하락을 보조할 수 있다. 또한, 차액계약제도(CfD)를 활용해 생산자에게 장기적인 가격 안정성을 제공하고 시장 위험을 줄임으로써 그린수소 생산에 대한 투자를 지원할 수 있다. 이러한 정책적 지원들은 예측 가능성을 확보하되 한시적으로 운영하고, 검증된 배출 성과와 실제 수소 공급가격, 비용 절감 실적 등에 따라 지원 규모가 결정되도록 설계하여야 한다. 이를 통해, 실제 상용화 가속화와 환경적 성과가 개선되지 않는 프로젝트들에 보조금이 낭비되는 것을 방지하면서 초기 투자를 촉진할 수 있을 것으로 판단된다.

재생에너지 접근성 확대

배출량 기준을 충족하는 녹색 철강을 생산하려면 산업용 수소 생산에 필요한 전력을 재생에너지로 조달할 수 있는 여건이 확대되어야 한다. 한국과 일본의 계통전력만으로는 녹색 철강 분류를 위한 배출 기준을 충족하기 어려운 만큼, 산업 부문의 재생에너지 설비 확충과 전력 조달을 가속화하는 데 정책적 역량을 집중할 필요가 있다.

우선, 철강사는 제철소 내 가용 부지를 활용하여 재생에너지 자가발전을 최대한 확대하는 방안을 고려할 수 있다. 다만, 제철소 부지만으로 수소환원제철에 필요한 대규모 전력 수요를 충당하기 어려운 만큼, 발전사업 지분투자나 장기 전력구매계약(PPA) 등을 통해 필요한 재생에너지 공급 확대에 직접 책임을 져야한다.

정부는 특정 기업의 전력구매 비용을 대신 부담하기보다, 기업의 재생에너지 투자와 조달을 가로막는 제도적 제약을 우선 해소해야한다. 예를 들어, 현행 PPA 제도를 개선하고, 재생에너지 발전설비의 계통접속 여건을 정비하는 한편, 에너지 저장장치(ESS)와 수전해 설비 운영이 확산될 수 있는 제도적 기반을 마련할 필요가 있다.

금융·세제 지원이 필요한 경우에도 단순한 전력비 보조로 귀결되지 않도록 지원 범위를 제한적으로 설계해야 한다. 이러한 지원은 신규 재생에너지 공급 확대, 화석연료의 실질적인 대체, 검증 가능한 탄소감축 성과 등을 조건으로 제 공함으로써 기업의 투자와 산업 전환을 촉진하는 방향으로 활용되어야 한다.

비용효과적인 탈탄소 경로 선택

분석 결과에 따르면, 각 경로별 기술 선택의 차이가 철강 생산원가에 영향을 미치고, 이는 궁극적으로 국내 생산 경로의 경쟁력 확보 여부에도 중요한 영향을 미친다. 한국의 국내 생산 경로로 분석한 유동환원로 기반의 기술은 펠렛화 공정을 생략하고 상대적으로 저렴한 저품위 분광을 직접 활용할 수 있어 샤프트로를 활용한 생산 경로보다 생산비용을 낮출 수 있는 것으로 나타났다. 이러한 기술적 이점이 실제 녹색 철강 생산의 경쟁력으로 이어지기 위해서는 수소 및 재생에너지 가격의 하락과 함께 해당 기술의 성공적인 상용화가 뒷받침되어야 한다. 따라서, 특히 한국의 경우 현재 개발하고 있는 경쟁력 있는 수소환원철 생산기술의 상용화를 지원하고 가속화하기 위한 정책적 지원이 필요하다.

반면, 일본의 국내 생산 경로는 분석기간 내 호주산 수입 경로와 비용 동등성에 도달하지 못하는 것으로 나타났다. 또한, 탄소가격이 높아질수록 배출집약도가 높은 계통전력 기반 국내 생산 경로의 비용 부담은 커지는 반면, 배출집약도가 낮은 수입 경로의 비용 증가폭은 상대적으로 제한적이다. 따라서, 일본에서는 장기적으로 국내 생산 역량을 지속적으로 확충해 나가는 동시에 단기적으로는 호주로부터 녹색 철을 수입하는 경로가 상대적으로 비용 효과적인 철강산업 탈탄소 전환 전략이 될 수 있다.

수출시장 선점을 위한 호주의 녹색 철 생산 확대

호주가 풍부한 자원과 기존의 교역 관계만으로 한국과 일본의 주요 녹색 철 공급국으로 자리매김할 수 있는 것은 아니다. 본 연구에서 확인한 바와 같이, 재생에너지 접근성 확대와 수소 가격 하락 등 여러 우호적인 여건이 조성될 경우 한국과 일본의 국내 녹색 철강 생산은 2035년까지 수입 경로와의 비용 격차를 상당 부분 좁힐 수 있다. 따라서, 호주가 녹색 철을 중심으로 한 공급망을 구축할 수 있는 기회는 무기한 지속되지 않을 가능성이 크다.

이러한 사실은 호주가 그린수소 기반의 수소환원철 생산을 서둘러 확대해야 할 필요성을 보여준다. 특히, 가스 기반의 직접환원철 생산은 흔히 그린수소 기반 생산으로 전환하기 위한 과도기적 경로로 제시되지만, 이는 향후 마련될 녹색 철강 기준의 배출량 요건을 충족하기 어려울 가능성이 크다. 또한, 수입국 철강 산업의 심층적인 탈탄소화를 뒷받침할 수 있는 장기적인 수입 대안으로도 한계가 있다. 따라서, 가스 기반 직접환원철 생산에 의존할 경우, 실질적인 저배출 제품을 중심으로 하는 장기적인 시장 관계 형성이 지연될 수 있다.

즉, 호주가 직면한 전략적 위험은 주요 수출 대상국의 국내 생산이 단기간에 호주산 녹색 철 수입을 대체하는 데 있지 않다. 보다 중요한 것은, 호주의 그린수소 기반 녹색 철 생산의 상용화가 지연되는 동안 한국과 일본 등 수입국이 자체 생산 역량을 지속적으로 강화한다면, 호주가 주요 공급국의 지위를 선점할 수 있는 기회가 줄어들 수 있다는 점이다. 따라서, 그린수소 기반 녹색 철 생산에 대한 조기 투자는 호주의 녹색 철 생산 잠재력과 수출 경쟁력을 확보하고, 향후 호주-동아시아 녹색 철 교역망에서 안정적인 수출시장 지위를 선점하기 위한 핵심 과제일 것이다.

부록

A.1 자본비용(CAPEX) 및 에너지 관련 가정(2035)

[표 A1] 재생에너지, 수전해 및 저장 설비 관련 CAPEX 시나리오

구분	한국				일본				호주			
	2025	Low	Base	High	2025	Low	Base	High	2025	Low	Base	High
태양광 (\$/kW)	1262	704	912	1137	1911	851	1075	1674	944	363	450	551
육상 풍력 (\$/kW)	2615	808	1111	1200	2891	2105	2314	2376	1381	952	972	1014
배터리 (6-hr, \$/kWh)	270	127	183	216	270	127	183	216	270	127	183	216
수전해 (\$/kW)	1200	450	698	979	1361	364	792	1110	1470	688	855	1199
수소 저장 (\$/kg)	700	400	500	600	700	400	500	600	700	400	500	600

태양광 및 육상풍력: 한국, 일본 및 호주의 2025년 태양광과 육상풍력 설비 자본비용(CAPEX)은 국제재생에너지기구(IRENA)의 자료를 활용하였다. 한국과 일본의 2035년 자본비용은 로렌스버클리국립연구소(LBNL)의 전망치를 활용하였다.^{17 18} 호주의 2035년 수치는 CSIRO의 GenCost 보고서에서 제시한 2025년 대비 2035년 비용 하락률을 반영¹⁹하였다.

배터리 저장장치: 2025년과 2035년의 6시간용 배터리 저장장치 자본비용은 CSIRO의 GenCost 자료를 활용하였으며, 모든 분석 대상 지역에 동일하게 적용되었다.

수전해 설비(알칼라인): 기준연도인 2025년의 알칼라인 수전해 설비비용은 S&P Global의 시장자료를 토대로 일본은 \$1,361/kW, 호주는 \$1,733/kW로 추정하였다.²⁰ 한국은 이보다 다소 낮은 \$1,200/kW로 가정하였다. 2035년 비용은 아래 가정을 토대로 추산하였다.

- 호주(모든 시나리오): CSIRO GenCost 보고서의 비용 하락 경로를 직접 적용
- 한국 및 일본(Base & High 시나리오): 각국의 2025년 기준비용에 CSIRO 보고서의 비용 하락을 비례적으로 적용하여 Base, High 시나리오 수치를 추산

¹⁷ Lawrence Berkeley National Lab. (2023). *A Clean Energy Korea by 2035*

¹⁸ Lawrence Berkeley National Lab. (2023). *The 2035 Japan Report*

¹⁹ CSIRO.(2026) *GenCost: cost of building Australia's future electricity needs*

²⁰ Platts.(2026) *Methodology and Specifications Guide Global Hydrogen & Ammonia*

- **한국 및 일본(Low 시나리오):** Low 시나리오의 경우 각국의 적극적인 정책 목표가 성공적으로 달성되는 경우를 가정. 일본은 탄소중립 목표 달성에 필요한 수준으로 NEDO 녹색혁신기금이 제시한 \$364/kW (56,510 JPY/kW)를 반영함.²¹ 한국의 경우 제1차 수소경제 활성화 로드맵²²에 제시된 수소 가격 목표인 kg당 3,500원을 달성하는데 필요한 설비 자본비용을 \$450/kW로 추산.

수소 저장설비: 모든 분석 대상 지역에 동일한 비용 적용

[표 A1.2] 계통전력 가격 및 배출집약도 시나리오

국가 전력망	한국			일본			호주		
	Low	Base	High	Low	Base	High	Low	Base	High
비용 변화 (2035 vs. 2025)	-5%	0%	+4.4%	-7.5%	-5%	+2.6%	-5%	0%	5%
2035년 가격 (\$/kWh)	0.116	0.122	0.128	0.136	0.140	0.151	0.239	0.252	0.265
배출 집약도 (kgCO ₂ e/MWh)	55	113	305	36	109	141	2	24	68

계통전력 가격: 2025년 기준 호주는 \$0.252/kWh, 한국은 \$0.122/kWh, 일본은 \$0.147/kWh이며, 2035년 계통전력 가격은 2025년 대비 예상 가격 변동률을 가정하여 산정함.

- **한국 및 일본:** Low, Base, High 시나리오는 LBNL의 2035년 전망 보고서에서 분석한 결과에 해당함.
- **호주:** 공개된 자료들 중 장기 계통전력 가격 전망이 부족하다는 점을 고려하여, Low 시나리오에서는 2025년을 기준으로 연평균 0.5% 하락, 기준 시나리오에서는 가격 유지, High 시나리오에서는 연평균 0.5% 상승을 가정. 다만, 본 보고서 내 호주 생산 경로 비용 분석은 독립형(off-grd) 재생에너지 발전을 가정하므로, 계통전력 가격의 차이가 최종 철강 균등화원가(LCOS)에 미치는 영향은 제한적임.

계통전력 배출집약도

- **한국:** Low 및 High 시나리오는 각각 LBNL 보고서의 '청정 에너지(Clean Energy)' 와 '현행 정책' 경로에 해당하며, Base 시나리오의 경우 Low 및 High 시나리오의 수치를 선형보간(linear interpolation)하여 산정
- **일본:** Low 시나리오는 LBNL 보고서의 '청정 에너지(Clean Energy)' 경로를 적용. Base 시나리오는 일본의 Renewable Energy Institute (REI)의 전망을 활용하였으며, High 시나리오는 일본의 Strategic Energy Plan에 제시된 목표에 맞춰 설정하였으며, 이는 LBNL보고서의 '현행 정책(Current Policy)' 경로와 부합함.
- **호주:** CSIRO가 제시한 호주 국가전력시장(National Electricity Market NEM)의 계통전력 배출 전망 경로를 적용함.²³

²¹ NEDO. *Hydrogen Production through Water Electrolysis Using Power from Renewables*

²² Government of the Republic of Korea. (2019).

https://h2council.com.au/wp-content/uploads/2022/10/KOR-Hydrogen-Economy-Roadmap-of-Korea_REV-Jan19.pdf

²³ Open Electricity. *Scenarios*

A.2 철강 균등화원가(Levelized Cost of Steel, LCOS) 분석

그린수소 기반의 직접환원철(H₂DRI) 생산에 대한 경제성은 Transition Asia가 개발한 상향식 기술경제성 평가모델을 활용하여 분석하였다. 이를 통해 산정된 철강 균등화원가(LCOS)는 설비 운영 기간동안 발생하는 모든 자본비용(CAPEX)과 운영비용(OPEX)을 회수하기 위해 필요한 손익분기 가격을 의미한다.

$$LCOS_{\text{year}} = \frac{(\text{CAPEX} \times \text{CRF}) + \text{OPEX}_{\text{Fixed}}}{\text{Capacity Factor}} + \text{OPEX}_{\text{Variable}}$$

자본회수계수(CRF, Capital Recovery Factor): 가중평균자본비용(WACC)과 운영기간을 바탕으로 산정한다. 국가별 WACC는 한국6.0%, 일본4.8%, 호주 5.2%로 가정하였다.

설비 이용률(Capacity Factor): 철강 생산설비의 이용률은 90%로 가정하였다.

A.3 주요 원자재 및 물류 관련 가정

[표 A3.1] 철광석, 수소, 원자재 및 기타 투입변수

항목	일본	한국	호주
철광석 원산지	브라질	호주	
철광석 품위	철 함유량 67.0%의 자철광계 직접환원용 펠렛(Magnetite DR-grade Pellets)	철 함유량 57.8%의 적철광 분광(Hematite Fines)	
철광석 투입량 (t/tcs)	1.2504	1.8936	
철스크랩 투입량(t/tcs)	0.162	0	0
철광석 가격(\$/t)	\$163	\$76	\$63
수소 투입량(kg/tDRI)	55	63	60

* 철광석 투입량은 철광석의 품위와 직접환원철 생산기술을 고려한 수치이며, 철광석 기준가격은 Wood Mackenzie의 2035년 전망자료를 활용하였음.²⁴

* 수소 투입량은 철광석의 품위와 직접환원철 생산기술에 따라 달라진다. 일본의 샤프트로 기반 직접환원철 경로는 고품위 직접환원용 펠렛을 사용하며, 직접환원철 1톤당 55kg의 수소가 필요한 것으로 가정하였다. 호주의 경우 저품위 적철광을 철 함유량 62%까지 선광한 후 펠렛화하여 샤프트로에 투입하므로, 직접환원철 1톤당 수소 투입량이 60kg까지 증가하는 것으로 가정하였다. 한국의 유동환원로 기반 직접환원철 생산경로는 펠렛화하지 않은 저품위 분광을 직접 사용하며, 적절한 유동 상태를 유지하기 위해 상대적으로 높은 수소 투입량이 필요하다. 따라서, 세 경로 중 가장 많은 63kg/tDRI의 수소가 투입되는 것으로 가정하였다.

²⁴ Wood Mackenzie. (2024) *Global iron ore strategic planning outlook*

[표 A3.2] 해상운송 및 물류 관련 수치

운송 경로	거리 (마일) ²⁵	운송기간 (일)	배출집약도 (gCO ₂ e/t-mile)	운임 (\$/dmt)	배출량 (tCO ₂ e/dmt)
호주 → 한국	3,484	14.5	3.95	13.05	0.0138
호주 → 일본	3,454	14.4	5.14	12.96	0.0177
브라질 → 일본	11,145	42	5.14	24	0.0573

* 호주-한국 및 호주-일본 간 운임은 SGX의 2026년 1월 한국 C5 항로 기준²⁶(Capesize, 10 days, \$9/dmt)을 바탕으로 산정하였으며, 브라질-일본 간 운임은 C3 항로 기준(Capesize, 42 days, \$24/dmt)을 적용하였다. 2035년 전 과정(WTW)기준 해상운송 배출 집약도는 한국의 경우 Pan Ocean과 HMM이 제시한 2035년 목표 배출계수의 평균값을, 일본의 경우 MOL과 K-Line의 평균값을 적용하였다. 호주 포트헤들랜드의 항만 이용료는 \$2.82/t (~4 A\$/t²⁷)로 산정하였다. 마지막으로, 운송 과정에서 1.5%의 물량 손실이 발생하는 것으로 가정하였다. 운송일수는 호주-한국 노선의 경우 포트헤들랜드-포항, 호주-일본 노선의 경우 포트헤들랜드-야와타 구간을 기준으로 산정하였으며, 이를 바탕으로 운송비와 운송 과정에서 발생하는 배출량을 도출하였다.

[표 A3.3] 원자재 기준 가격 (\$/Unit, 2025 Price)

항목	일본	한국	호주
저품위 분광(/t)	-	76	63
직접환원용 펠렛(/t)	163	-	-
철스크랩 (/t)	308	324	-
소석회 (/t)	35	35	35
천연가스 (/MMBtu)	12.9	14.0	9.0
산소 (/Nm3)	0.14	0.14	0.10
합금철 (/t)	1,511	1,500	-
내화물 (/t)	1,050	1,050	1,050
전극 (/t)	2,500	2,500	2500
용수 (/t)	0.68	0.68	0.68
인건비 (/hr)	27.7	23.5	39.4

²⁵ Sea-Distances.org. sea-distances.org

²⁶ Singapore Exchange (SGX). *Dry Bulk Voyage Routes*

²⁷ Pilbara Ports. (2026) *Schedule of Port Charges*

A.4 기술 및 운영 관련 변수

[표 A4.1] 해상운송 및 물류 관련 수치

기술	설비수명 (yr)	효율	고정 운영유지비(CAPEX대비)
육상풍력	30 ²⁹	99%	2.0% ²⁹
태양광	30 ²⁹	99%	2.0% ²⁹
알칼라인 수전해 설비	10 ³⁰	70% ²⁸	3.0% ³⁰
리튬이온 배터리(6-hr)	15 ²⁹	90% ²⁹	2.0% ²⁹
수소 저장설비	35	90%	1.0%

[표 A4.2] 제철 및 제강 기술 변수

기술 (단위)	수명 (년)	자본비용 (CAPEX, \$)	고정 운영유지비 (CAPEX 대비)	전력소비량 (kWh/단위)	노동투입량 (시간)
펠릿 생산설비(/t-Pellet)	25	208	4.0%	65	0.06
선광 설비 (/t-Fines)	25	62	5.0%	60	0.02
샤프트로 직접환원철 (/t-DRI)	25	337	3.0%	685	0.15
유동환원로 직접환원철 (/t-DRI)	25	327	3.0%	715	0.30
전기로 (/tcs)	25	294	3.0%	404	0.47
전기용융로 (/tPI)	25	294	3.0%	548 kWh for cold PI 475 kWh for hot PI	0.47
전로 (/tcs)	25	0 (기존 설비 활용)	\$3.7/tpa	0	0.47

²⁸ U.S. Department of Energy. *Technical Targets for Liquid Alkaline Electrolysis*

²⁹ IRENA (2025) *Renewable power generation costs in 2025*.

³⁰ CSIRO.(2026) *GenCost: cost of building Australia's future electricity needs*

A.5 배출집약도

[표 A5.1] 배출집약도

항목 (단위)	배출집약도 (tCO ₂ e/단위)
물 (/kg)	0.0003
내화물 (/t)	3.0000
전극 (/t)	0.7800
산소 (/kNm ³)	0.4260
소석회 (/t)	0.0050
합금철 (/t)	2.1860
철스크랩 (/t)	0.0000
철광석 채굴 (/t)	0.0250
직접환원용 펠렛 (/t)	0.0520
천연가스 (/MMBtu)	0.0297

* 직접환원용 펠렛의 배출집약도는 Vale가 보고한 수치를 적용하였으며, 그 밖의 원자재 배출집약도는 Responsible이 제시하고 있는 수치를 활용함.

참고문헌

- World Steel Association. (2024). *World Steel in Figures 2024*
- OECD. (2025). *Hydrogen in steel: Addressing emissions and dealing with overcapacity*
- UNIDO. (2025). *Iron and Steel: What is the State of Decarbonization Technologies?*
- SteelWatch. (2025). *Why Green Iron Trade Will Catalyse Steel Industry Decarbonisation*
- S. Bilici, et al. (2024). *Global trade of green iron as a game changer for a near-zero global steel industry? - A scenario-based assessment of regionalized impacts*
- OECD. (2025). *Green Iron opportunities in Australia: A case study within the OECD's Global Green Iron project*
- World Economic Forum. (2025). *Unlocking Asia-Pacific as a First Mover: Australia's Green Iron Opportunity*
- Global Energy Monitor. [POSCO Port Hedland Iron Project - Global Energy Monitor](#)
- Agora Industry (2025). *The role of green iron trade in accelerating competitive steel transformation.*
- RMI. (2024). *Green Iron Corridors: Transforming Steel Supply Chains for a Sustainable Future.*
- IEEFA. (2025). *South Australia: Long-term reliance on gas for iron and steelmaking faces significant risks*
- ResponsibleSteel. <https://www.responsiblesteel.org/resource-hub/standards-certification-and-assurance>
- Lawrence Berkeley National Lab. (2023). *A Clean Energy Korea by 2035*
- Lawrence Berkeley National Lab. (2023). *The 2035 Japan Report*
- CSIRO. (2026). *GenCost: cost of building Australia's future electricity needs*
- Platts. (2026). *Methodology and Specifications Guide Global Hydrogen & Ammonia*
- NEDO. [Hydrogen Production through Water Electrolysis Using Power from Renewables | NEDO Green Innovation Fund Projects](#)
- Government of the Republic of Korea. (2019). *Hydrogen Economy Roadmap of Korea.*
- Open Electricity. [Scenarios](#)
- Wood Mackenzie. (2024). *Global Iron ore strategic planning outlook*
- Sea-Distances.org. sea-distances.org
- Singapore Exchange (SGX). *Dry Bulk Voyage Routes*
- Pilbara Ports. (2026). *Schedule of Port Charges*
- U.S. Department of Energy. *Technical Targets for Liquid Alkaline Electrolysis*
- IRENA (2025). [Renewable power generation costs in 2025](#)

기후솔루션은 전 세계 온실가스 감축 및 올바른 에너지 전환을 위해 활동하는 비영리법인입니다.
리서치, 법률, 대외 협력, 커뮤니케이션 등의 폭넓은 방법으로 기후위기를 해결할 실질적 솔루션을 발굴하고,
근본적인 변화를 위한 움직임을 만들어 나갑니다.