

수소환원제철 국내 정착을 위한 핵심 과제:

그린수소 조달 방안을 중심으로



수소환원제철 국내 정착을 위한 핵심 과제:

그린수소 조달 방안을 중심으로

발간월 2025년 6월

저자 김다슬
권영민

모델링 자문 PLANiT

디자인 sometype

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

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

목차

1	서론	4
	국가가 확보해야 할 수소환원제철의 경제적 가치	4
	탄소 대신 물이 나오는 그린수소 기반 수소환원제철	5
2	방법론 및 데이터	7
	철강 생산 비용 추산을 위한 가정	7
3	수소 공급 경로에 따른 수소환원제철 경제성 비교 시나리오	10
	·시나리오 1. 제1차 수소경제 이행 기본계획에 따른 해외 생산 수소 비중 확대	
	·시나리오 2. 현 정책 대비 국내 생산 수소 비중 확대	
	·시나리오 3. 전량 국내 생산 수소 활용	
4	경제성 비교 시나리오 결과	12
	수소 수요량은 가파르게 증가, 전량 국내 생산 수소 공급을 목표로 할 때 철강 생산비용 가장 낮아져	12
5	수소환원제철의 조속한 도입을 위한 정책제안	15
	산업 탈탄소 대책 없는 현 수소 계획	15
	·제안: 제2차 수소경제 이행 기본계획에 철강 부문 수소활용 로드맵 최신화	
	국내 그린수소 생산 지원 정책의 부재	18
	·제안: 그린수소 생산-수소환원제철 실증 사업 연계	
	그린수소 경제성 발목 잡는 현행 재생에너지 정책	21
	·제안: 수전해용 재생에너지 발전목표 수립 및 전기요금제 마련	
6	마무리	24
7	부록	25

1. 서론

우리나라는 기후위기 대응에 있어 국제사회의 노력에 동참하고 저탄소 경제체제와 지속가능한 사회를 만들기 위해 2020년 '2050 탄소중립 선언'을 했다. 국가 온실가스 배출량의 14~18%(연간 약 1억톤CO₂e)를 차지하는 철강산업의 탄소중립 달성을 위해 정부는 2023년 '저탄소 철강생산 전환을 위한 철강산업 발전전략'을 발표하며, 감축 핵심 기술로 수소환원제철을 도입해 2050년까지 2018년 대비 철강산업의 온실가스 배출을 85% 감축하겠다는 의지를 밝혔다. 수소환원제철로 철강산업의 탄소중립을 이루기 위해서는 공정에 그린수소가 사용되어야 하지만, 현행 국가 수소 정책은 산업부문에 필요한 그린수소 생산 지원 계획을 제시하고 있지 않다. 본 연구에서는 그린수소 기반 수소환원제철공정의 경제성을 현 수소 정책에 기반해 평가하고, 저탄소 철강 생산의 경제성을 높이기 위한 방안을 제안한다.

국가가 확보해야 할 수소환원제철의 경제적 가치

주요 국가들은 자국 산업을 활성화하고 저탄소 제품 생산 역량을 강화하기 위해 재생에너지와 그린수소로의 전환을 선제적으로 추진하고 있다. 이와 함께, 철강처럼 무역집약도가 높고 온실가스 배출이 많은 제품에 대해서는 탄소 배출량에 따라 관세를 부과하는 제도를 도입하고 있다. 유럽연합과 영국은 탄소국경조정제도(Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM)를 각각 2026년, 2027년부터 시행할 예정이며 미국 정부도 '외국 오염물질 부담금법(Foreign Pollution Fee Act)'과 같이 제품의 탄소배출량에 기반한 관세 제도를 도입하는 법안을 검토 중이다. 2023년 기준 한국의 국내총생산(GDP) 대비 수출입 비율은 88%¹로 G20 국가 중 1위를 차지했다. 이 중 철강제품은 우리나라의 10대 수출입 품목 중 7위이며, 상위 수출품목인 자동차(2위), 선박해양구조물(4위), 자동차부품(6위)의 핵심 기초소재이다.² 따라서 철강산업의 탄소중립 달성과 무역 경쟁력 강화를 위해서는 저탄소 고부가가치 제품 중심으로 생산구조를 전환하는 것이 필요하다.

또한 최근 보호무역주의 확산에 따른 미국 정부의 철강 관세 확대는 주변국의 상호관세 도입으로 이어져 철강 제품의 전반적인 무역 흐름을 경직시키고 있다. 철강 무역 장벽이 높아짐과 동시에 국내 건설경기 위축 및 철강 수요산업의 부진으로 국내 강재 수요는 지난 10년간 꾸준히 감소하고 있으며³, 중국의 건설업 침체로 중국산 저가 철강재 유입 비중이 지속적으로 높아질 것으로 전망된다. 이러한 국내외 철강 시장 여건에 따라 포스코, 현대제철, 세아제강 등 국내 주요 철강사들은 인도, 인도네시아, 미국 등 경제 발전 전망에 따라 철강 수요가 증가 추세에 있고 전기요금과 천연가스와 수소 등 철강 공정의 연료 비용이 비교적

¹ World Bank Group. (2025). *Trade (% of GDP)*.

² e-나라지표. 10대 수출입 품목.

³ e-나라지표. 철강산업 동향, 페로타임즈. (2024. 11. 18). [전망] '25년 철강시장 '상저하고...' '수요 부진·수출 감소·도입재 증가 3대 악재 극복해야.'

저렴한 국가에 저탄소 생산 기반 일관 제철소를 신설하고 해외 생산량을 확대하는 전략을 펼치고 있다.⁴ 하지만 철강 1차 제품은 산업 간의 발전을 증폭시키는 전후방연쇄효과와 네트워크효과가 매우 높아,⁵ 철강 산업은 우리나라와 같은 제조업 및 수출 기반 경제에 핵심적이다.⁶ 향후 수소환원제철과 전기로 등 저탄소 공정이 해외 사업장 중심으로 확대된다면 국내 철강산업의 저탄소 고부가가치 강재 생산력이 저하될 뿐만 아니라 우리나라 제조업 전반의 저탄소 공정 전환의 지연으로 이어져 산업 경쟁력이 약화될 가능성이 존재한다. 반면 수소환원제철의 국내 확대는 한국 수소경제 실현을 가속화해 에너지 안보를 강화할 뿐만 아니라 신규 인프라 건설로 일자리를 창출하고 지역 경제를 발전시키는 데 기여할 수 있다. 따라서 수소환원제철과 같은 저탄소 생산 공정이 국내에 정착할 수 있도록 상용 설비 건설과 그린수소 생산을 정부가 주도적으로 지원해 기업의 투자를 촉진해야 한다.

탄소 대신 물이 나오는 그린수소 기반 수소환원제철

본 연구에서는 저탄소 철강 공정 중 직접 및 간접 배출집약도를 0으로 만들 수 있는 그린수소 기반 수소환원제철의 경제성을 살펴본다. 전통적인 철강 생산 공정은 크게 고로-전로강 공정과 전기로강 공정으로 나뉘는데, 2023년 기준 우리나라의 조강 생산량은 약 70%가 고로-전로 공정 기반, 30%는 전기로 기반이다.⁷ 고로-전로 공정에서는 철광석과 코크스(석탄)로 쇳물(선철)을 만드는 제선 공정에서 다량의 온실가스가 배출되며 탄소집약도가 높다(약 2.3 tCO₂e/tcs). 전기로 공정은 광석을 원재료로 하는 고로와는 달리 이미 사용된 철스크랩, 즉 고철을 주원료로 투입하여 선철을 생산하며 전기로에서 고철을 녹이는 제강 공정에 사용되는 전력으로 인한 간접배출이 주를 이룬다(스크랩 기반 전기로강 0.4 tCO₂e/tcs).⁸ 전기로 공정은 고로-전로 공정에 비해 탄소배출량이 적지만, 고로-전로 공정과 같이 철광석을 원재료로 사용해야 고강도, 내식성, 내열성 등을 가진 고급 강재를 생산할 수 있다. 때문에 무탄소 고급강을 생산하기 위해서는 석탄 대신 수소로 직접환원철을 만들고, 이를 전기로 혹은 전기용융로에 녹여 쇳물을 생산하는 수소환원제철 공정의 도입과 직접환원철을 활용하는 전기로 공정의 확대가 필요하다. 수소환원제철의 경우 환원제와 연료로 그린수소와 재생전력을 사용할 시 공정의 직접 및 간접 배출량은 0에 가깝다.

⁴ 권태성. (2025. 04. 09). [마감 후] '신의 한 수' 된 현대차 美 공장. 이투데이.

⁵ 2014년 82개 산업 중 철강1차제품의 직간접 후방연쇄효과와 네트워크 효과는 각각 2위와 1위를 차지했다.

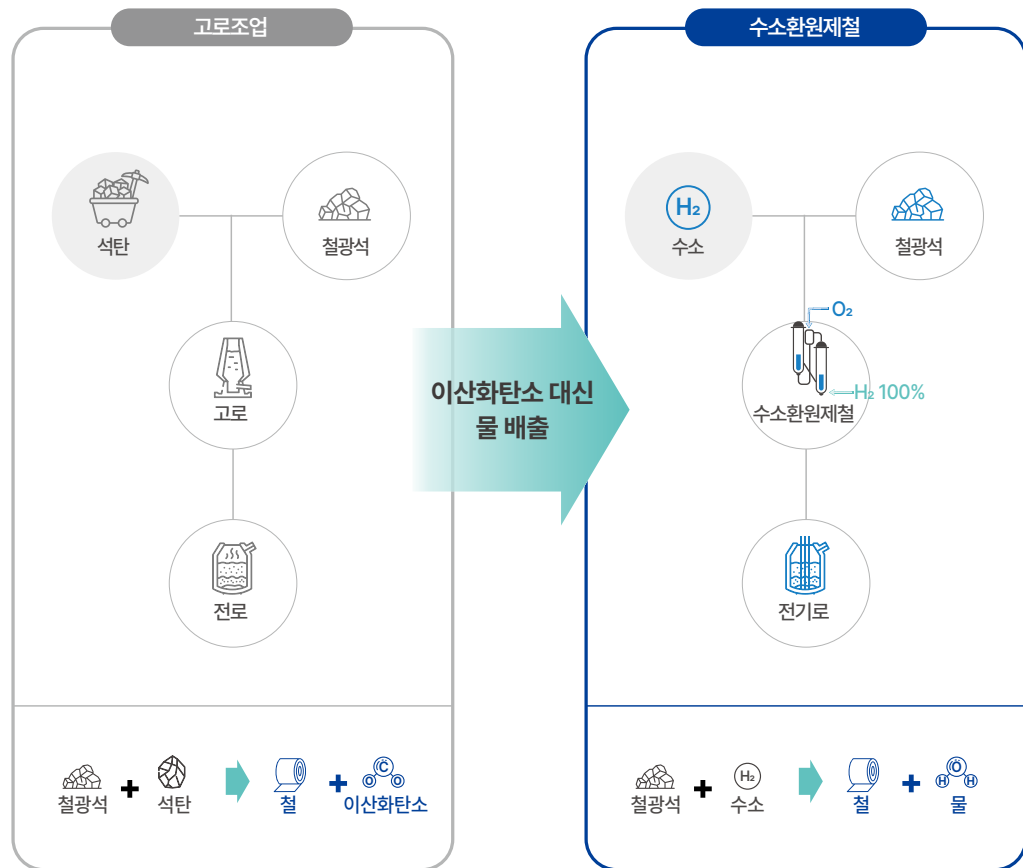
⁶ 윤우진. (2018). 국내산업 간 연관효과 분석과 시사점. 산업연구원.

⁷ KOSIS. (2024). 철강 생산량.

⁸ Suer, J., Ahrenhold, F. & Traverso, M. (2022). Carbon Footprint and Energy Transformation Analysis of Steel Produced via a Direct Reduction Plant with an Integrated Electric Melting Unit. Journal of Sustainable Metallurgy. 8, 1532–1545.

[그림 1] 고로-전로 공정과 수소환원제철 공정의 비교

자료: 포스코



우리나라에서는 현재 저품위 철광석을 활용해 원료확보가 쉬운 유동환원로 기반 '한국형 수소환원제철' 기술을 개발 중이다. 2030년까지 연산규모 30만 톤급 상용기술을 확보하고, 2031년부터 연산 250만 톤급 상용화 규모로 확대 사업을 시작할 계획이다. 고로-전로 공정에서 수소환원제철로 전환할 시 연료의 최대 비중은 석탄에서 수소로 바뀌게 된다.

2. 방법론 및 데이터

본 연구에서는 수소환원제철 공정의 경제성을 한계감축비용곡선(Marginal Abatement Cost Curve, MACC)을 통해 분석하였다. 한계감축비용이란 탄소를 기존의 감축 수준을 넘어 추가적으로 1톤 감축하는데 필요한 비용을 의미하며⁹, 해당 분석 방법은 특정한 탄소 배출 감축 기술 또는 정책의 경제적 효율성을 평가하는 지표로 활용된다. 이를 위해, 본 연구에서는 탄소 감축 목표를 설정한 후 저탄소 철강 생산 기술 도입에 따른 비용과 탄소 감축량을 추산, 이에 따른 한계감축비용 곡선을 활용하여 제한된 배출량 아래 가장 비용효과적인 철강 생산 경로를 도출하였다. 이 때, 탄소 배출량 감축 목표는 국내 최대 규모의 고로 조업을 운영중인 포스코의 탄소중립 로드맵을 기준으로, 2030년까지 기준연도 대비 10% 감축, 2040년까지 50% 감축, 그리고 2050년 탄소중립을 계단식으로 달성하는 것으로 설정하였다. 수소환원제철 외 저탄소 철강 공정은 한국 정부의 저탄소 철강 생산 기술 개발 사업과 국내 철강업계의 감축 기술 도입 계획을 반영하였다.¹⁰

철강 생산 비용 추산을 위한 가정

철강 생산 비용은 현재 철강 생산에 필요한 비용과 함께, 저탄소 기술 도입에 따른 신규 설비 투자비용(CAPEX), 고정 운영비용(OPEX), 원재료 및 연료 비용 등을 포함하였다. 철광석과 스크랩 등의 가격은 국정모니터링시스템 통계를 활용하였으며, 저탄소 설비의 신규 투자비와 운영비는 Mission Possible Partnership의 데이터를 참고하였다. 철강 생산에 필요한 전력 비용의 경우, 한국전력의 산업용 전력 가격이 지난 10년간 연평균 4%씩 상승한 점을 반영하여 향후 10년간 (2035년까지) 동일한 상승률을 유지하고, 이후에는 추가적인 가격 상승 없이 일정하게 유지되는 것으로 설정하였다.

한국형 수소환원제철 기술 도입 시 철강 생산 비용에 가장 큰 영향을 미칠 것으로 예상되는 요소는 철광석의 환원제로 사용될 그린수소의 가격이다. 본 연구에서는 해외 수소 가격의 경우 기존의 연구 결과를 참고하였으며, 국내 수소 가격의 경우 재생에너지 활용을 통한 생산 비용을 추산하여 비교하였다. 해외 도입 수소의 가격에 대해서는 기존에 많은 연구가 진행되었으나, 연구별로 상이해 큰 편차를 보인다. 특히, 해외 생산 수소 도입 원가를 비교적 낮게 제시하는 연구들 중 상당수는 재생에너지 사용을 가정하지 않거나, 수소 액화에 필요한 비용, 저장 및 운송 과정에서 발생하는 액화수소의 증발가스(boil-off gas)로 인한 경제성 하락 등을 세부적으로 고려하지 않았다[표 1]. 또한 한국 정부가 제1차 수소경제 이행 기본계획에서 제시하고 있는 그린수소 생산 주요국(사우디아라비아, 아랍에미리트, 호주)의 그린수소 생산원가 전망은 2030년 약 USD2.5/kg, 2050년 약 USD 1.7/kg 수준으로 매우 낮다[그림 2]. 이는 생산비용 외 '기타비용'이 몇십 센트 수준으로 현저히 낮은 것으로 보아 액화, 저장 및 운송 비용을 명확하게 측정하고 있지 않은 것으로 예측된다.

⁹ World Bank. (2023). *What You Need to Know About Abatement Costs and Decarbonization*.

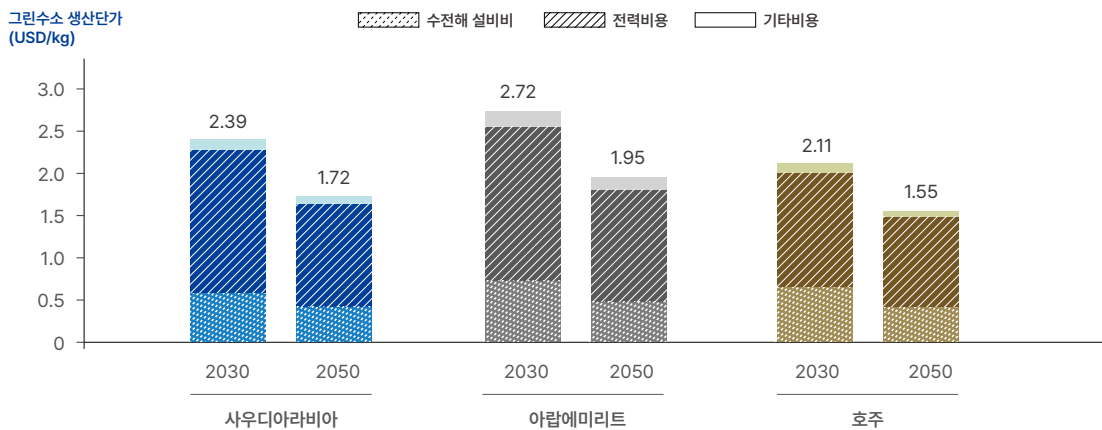
¹⁰ 본 연구에서 고려한 저탄소 철강 생산 공정에 대한 구체적인 정보는 본 보고서 말미의 [부록] 참조

[표 1] 해외 그린수소 원가 전망 비교¹¹

자료: Choi et al. (2024) 기반해 재구성

	Choi et al. (2024)	Lee et al. (2022)	IRENA (2020, 2022)	Hwang et al. (2022)	Ishimoto et al. (2020)	Makepeace et al. (2024)
기준연도	2023-2050	2018	2030	2030	2015	2030
수소균등화원가 (USD/kgH ₂)	30.21 – 18.3	8.36	7.5	5.5	7.54	12.2-18.4
재생에너지 사용 가정	○	×	○	○	○	×
열역학 기반 증발가스 추정	○	×	×	×	×	×
액화수소 운송비용	○	○	○	○	○	×
공정 설계 기반 수소 액화비용	○	×	×	×	×	×

[그림 2] 제1차 수소경제 이행 기본계획에서 전망하는 주요국 그린수소 생산원가



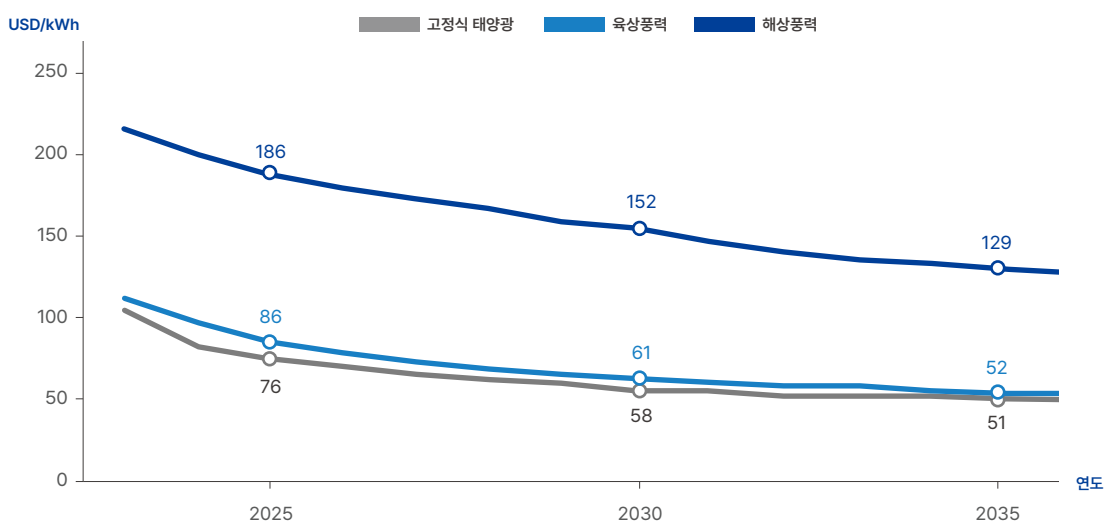
수소 도입 형태에 따라서도 비용 구조는 달라진다. 수소는 기체 형태로 생산되는데, 기체 수소는 부피가 크기 때문에 단위 부피당 저장할 수 있는 수소의 양이 적다. 이에 따라 기체 수소를 액화하거나(액화수소) 다른 물질과 결합해(암모니아) 에너지 밀도를 높여 수소를 저장하고 운송하게 된다. 수소를 암모니아 형태로 도입할 경우 액화수소에 비해 해상운송과 운송체 전환 비용이 저렴하지만 수소로 재전환하는 크래킹 공정에서 원가가 크게 상승하는 단점이 있으며, 전환 공정에서 발생하는 에너지 손실을 고려할 때 암모니아를 수소로 재전환하지 않고 직접 활용하는 방안이 에너지 효율 측면에서 더 유리하다.¹² 따라서, 수소환원제철에 쓰일 해외 수소에 대해서는 액화 수소 형태로 도입하는 가격을 전망하는 것이 합리적이며, 도입 대상국으로는 해상운송 거리가 비교적 짧은 호주를 가정하였다. 이상의 내용을 고려하여, 본 연구에서는 그린수소 해외 생산 도입 비용 가정에 필요한 모든 요소를 반영한 Choi et al. (2024)의 연구 결과를 참조하였다.

¹¹ Choi, H., Lee, H., Han, J. & Roh, K. (2024). *Revisiting the cost analysis of importing liquefied green hydrogen*. International Journal of Hydrogen Energy.

¹² 황해중, 이예슬, 권낙현, 김수현, 유영돈 & 이혜진. (2022). *해외 그린수소 공급망 경제성 분석*. 한국수소및신에너지학회논문집.

국내 생산 수소의 경우 재생에너지 발전 원가의 점진적 하락, 수전해 기술의 발전, 생산 규모의 확대 등을 통해 장기적으로 국내 생산 그린수소의 가격이 일정 수준까지 하락할 것으로 가정하였다. 이 때, 그린수소 생산 가격에 영향을 미치는 전력 믹스의 경우 2038년까지는 11차 전력수급기본계획을 따르고, 이후에는 원자력 발전량은 고정된 상태에서 총 발전량을 국가 2050 탄소중립 시나리오¹³ B안에 맞추어 태양광 및 해상풍력 발전 비중이 증가하는 것으로 설정하였다. 재생에너지 발전 원가 전망은 BNEF[그림3], 수전해 설비의 효율 및 설비, 운영 비용 전망은 IEA(2019)¹⁴의 자료를 각각 활용하였다.

[그림 3] 전 세계 재생에너지원별 발전원가(LCOE) 전망¹⁵



추가로, 기존 석탄 기반 전로강 생산 방식(고로-전로)과 저탄소 철강 생산 방식 간의 비용 분석을 위해서 연간 총 생산량은 변동이 없는 것으로 하였으며, 분석 시작 연도인 2025년의 설비별 철강 생산량은 지난 3년간 평균 생산량을 기준으로 설정하였다.

마지막으로, 포스코와 현대제철은 자사 탄소중립 로드맵에 CCUS (Carbon Capture, Utilization, and Storage) 기술을 활용한 탄소배출량 저감 계획을 명시하고 있다. 그러나, 현재까지 철강 산업에서 시도된 CCUS 기술은 대부분 실패하였고¹⁶, 상업적 규모로 가동 중인 CCUS 설비는 전 세계 어디에도 존재하지 않는다.¹⁷ 많은 연구에서 철강 산업의 CCUS 기술 활용 가능성에 대해 회의적인 시각이 지배적이기에, 본 연구에서는 CCUS 기술을 비용 분석 대상에서 제외하였다.

¹³ 2050 탄소중립위원회. (2021). 2050 탄소중립 시나리오안.

¹⁴ IEA. (2019). *The Future of Hydrogen*.

¹⁵ BNEF. (2023). *LCOE data viewer 2023 1H*.

¹⁶ IEEFA. (2024). *Carbon capture for steel?*

¹⁷ IEEFA. (2024). *Steel CCUS update: Carbon capture technology looks ever less convincing*.

3. 수소 공급 경로에 따른 수소환원제철 경제성 비교 시나리오

본 연구는 수소환원제철 도입 시, 국내 생산 수소와 해외 공급 수소의 활용 비율에 따른 경제성을 분석하기 위해 세 가지 시나리오를 설정하고 이를 분석하였다. 각 시나리오는 정부의 현행 수소경제 계획, 국내 생산 확대 가능성, 전량 국내 수소 조달을 목표로 하는 전략 등을 반영한 수소 공급 비율을 바탕으로 설계되었다.

시나리오 1 제1차 수소경제 이행 기본계획에 따른 해외 생산 수소 비중 확대 (국내 50%→18%)

첫 번째 시나리오는 수소환원제철에 필요한 그린수소를 2021년 한국 정부가 발표한 제1차 수소경제 이행 기본계획¹⁸에서 제시한 해외 수소 활용 비율에 따라 조달하는 상황을 가정한다. 이는 현재까지 발표된 가장 최신의 정부 계획으로, 현행 정책이 유지되는 경우에 해당한다. 해당 계획에 따르면 2030년 전체 수소 공급량의 약 50%, 2050년에는 약 82%를 해외에서 도입할 예정¹⁹이며, 본 시나리오에서는 철강 산업 또한 이 비율에 맞춰 수소를 공급받는 것으로 설정하였다. 이와 같이 해외 생산 수소에 의존하는 경우 국내 생산에 비해 상대적으로 공급 안정성이 낮을 수 있으며, 장거리 운송 및 저장 과정에서 온실가스 배출(Scope 3 배출량)이 발생하는 단점이 있다.

시나리오 2 현 정책 대비 국내 생산 수소 비중 확대 (국내 50%)

두 번째 시나리오는 현행 정책 대비 국내 생산 그린수소의 활용 비중이 일정 수준 확대되는 상황을 가정한다. 시나리오 1에서는 국내 수소의 비중이 2030년 약 50%에서 2050년 약 18%까지 감소하는 반면, 본 시나리오에서는 그린수소의 국내 생산 및 활용 확대를 위한 노력이 수반되어, 국내 생산 수소의 비중이 2030년 50% 수준에서 2050년까지 유지되는 것으로 설정하였다. 이를 통해, 현 정책 대비 그린수소의 국내 생산을 일정 수준까지 확대하였을 때 저탄소 철강 생산의 경제성에 미치는 영향을 분석하고자 하였다.

국내에서 그린수소를 직접 생산할 경우 장거리 운송 및 저장에 필요한 비용이 대폭 절감할 수 있다는 장점이 있다. 또한, 외부 공급망의 불확실성에 영향을 받지 않기 때문에 공급 안정성 측면에서도 우위를 가진다. 이는 향후 국내 철강 산업의 지속가능성과 에너지안보 측면에서도 긍정적인 효과를 기대할 수 있는 요소이다. 또한, 해외 조달 대비 운송 과정에서 발생하는 온실가스 배출을 최소화할 수 있기에 탄소중립 목표를 달성하기 위한 중장기 전략에서 중요한 요소로 작용할 수 있다.

¹⁸ '수소경제 육성 및 수소안전관리에 관한 법률 제5조(기본계획의 수립)'에 따라 수소경제 이행을 효과적으로 추진하기 위한 수소경제 이행 기본계획을 수립함.

¹⁹ 2030년 전체 공급량 390만 톤 중 해외 조달 196만 톤(약 50.2%), 2050년 전체 2,790만 톤 중 해외 조달 2,290만 톤(약 82.1%)

시나리오 3 전량 국내 생산 수소 활용 (국내 100%)

마지막 시나리오는 2030년부터 저탄소 철강 생산에 필요한 그린수소를 전량 국내에서 생산하는 상황을 가정한다. 시나리오 2보다 한층 더 국내 생산에 의존하는 구조로, 정부와 민간의 적극적인 투자 및 기술 개발을 통해 그린수소 생산 인프라가 빠르게 구축된다는 가정이다. 즉, 빠른 시일부터 국내 재생에너지 기반의 수전해 설비 확대, 발전부문의 탈탄소화, 그린수소 생산 규모의 확대 등을 통해 국내 수소 생산 원가가 경쟁력을 확보할 수 있다는 전망에 기반한다.

전량을 국내에서 생산할 경우, 운송 및 저장 과정에서 발생하는 추가 비용과 온실가스 배출을 최소화할 수 있으며, 해외 도입 수소 대비 공급망 불확실성에서도 자유로워진다는 장점이 있다. 특히 철강 산업과 같이 대규모의 수소 공급이 필요한 분야에서는 높은 공급 안정성이 산업 경쟁력 유지에 중요한 요소로 작용할 수 있다. 또한, 국내 에너지 자립도 향상과 에너지 안보 강화 측면에서도 긍정적인 효과를 기대할 수 있으며, 국내 철강 산업의 지속가능한 전환을 실현할 수 있는 전략적 시나리오로 평가될 수 있다.

[표 2] 수소 공급 방식에 따른 시나리오 비교

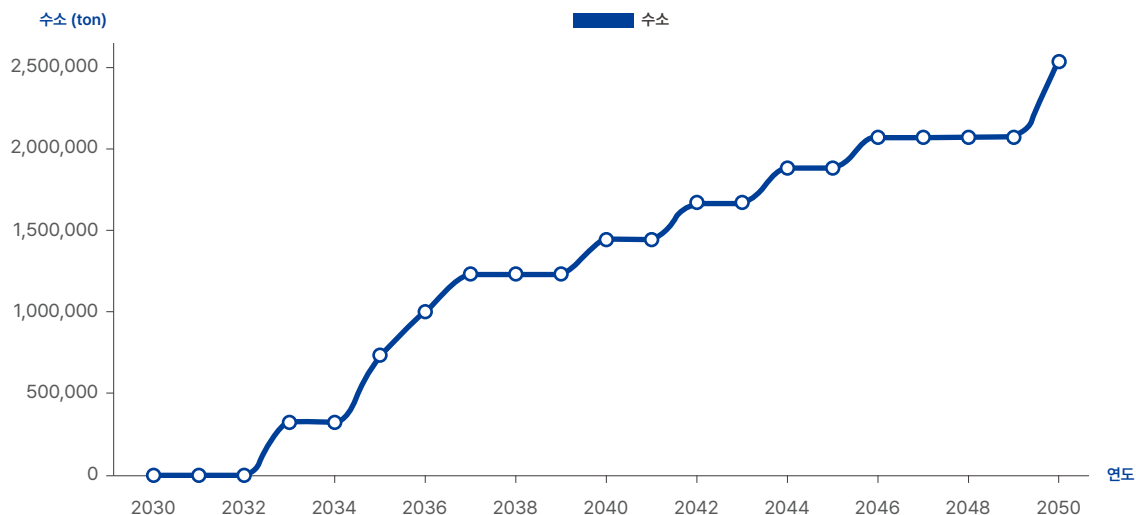
	시나리오 1	시나리오 2	시나리오 3
국내 수소 활용 비중	2030년 50% ~ 2050년 18% (점진적으로 하락)	2030년 ~ 2050년 50% (2050년까지 해당 수준 유지)	2030년 100% ~
해외 수소 의존도	매우 높음	중간 수준	없음
주요 전제	현행 정부 계획 반영	현행 계획 대비 국내 수소 생산 능력 확대	국내 수소 생산 능력 매우 확대
공급 안정성	낮음	중간 수준	높음
온실가스 배출	상대적으로 높음	중간 수준	상대적으로 낮음

4. 경제성 비교 시나리오 결과

수소 수요량은 가파르게 증가, 전량 국내 생산 수소 공급을 목표로 할 때 2050 철강 생산 비용 가장 낮아져

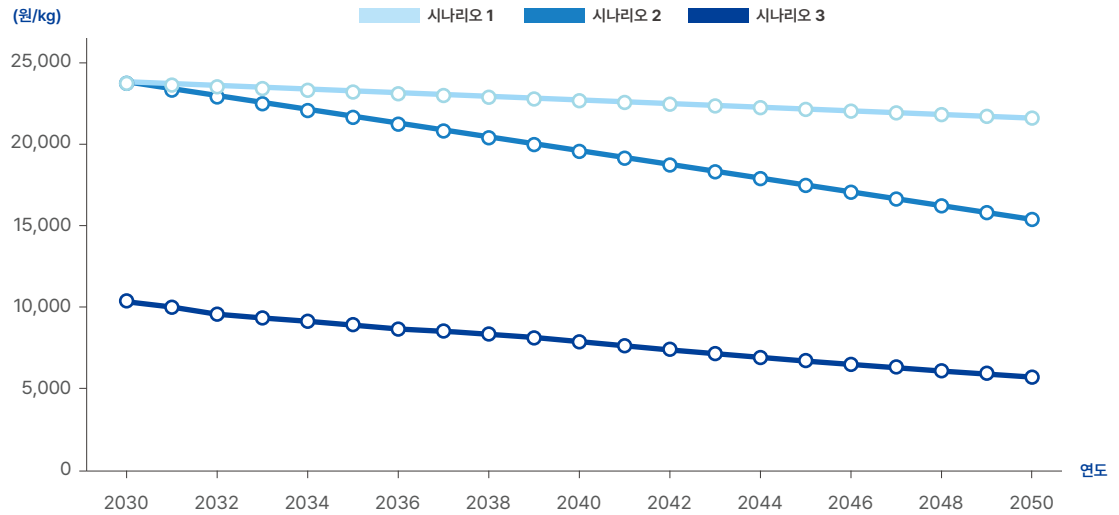
한계감축비용 분석에 따른 비용 효과적인 철강 생산 시스템의 전환 경로 도출 시, 수소 수요량의 변화는 [그림 4]와 같다. 2033년 본격적인 수소환원제철 설비의 도입에 따라 수소 수요가 발생하지만, 초기에는 기존의 고로-전로 공정의 연원료 대비 높은 수소 비용으로 인해 수소환원제철의 생산 비중이 크지 않다. 그러나 시간이 지남에 따라 수소 가격이 하락하고, 이는 감축 잠재량이 높은 수소환원제철 설비의 비중 확대로 이어진다. 이에 따라, 탄소중립 목표 달성을 위해서는 2050년에 약 257만 톤의 수소 수요가 발생할 것으로 전망되며, 이러한 수소 수요량 증가에 맞추어 수소 가격이 빠르게 하락할수록 수소환원제철로의 전환이 가속화 될 수 있다.

[그림 4] 수소환원제철 기술 도입에 따른 수소 수요량 변화

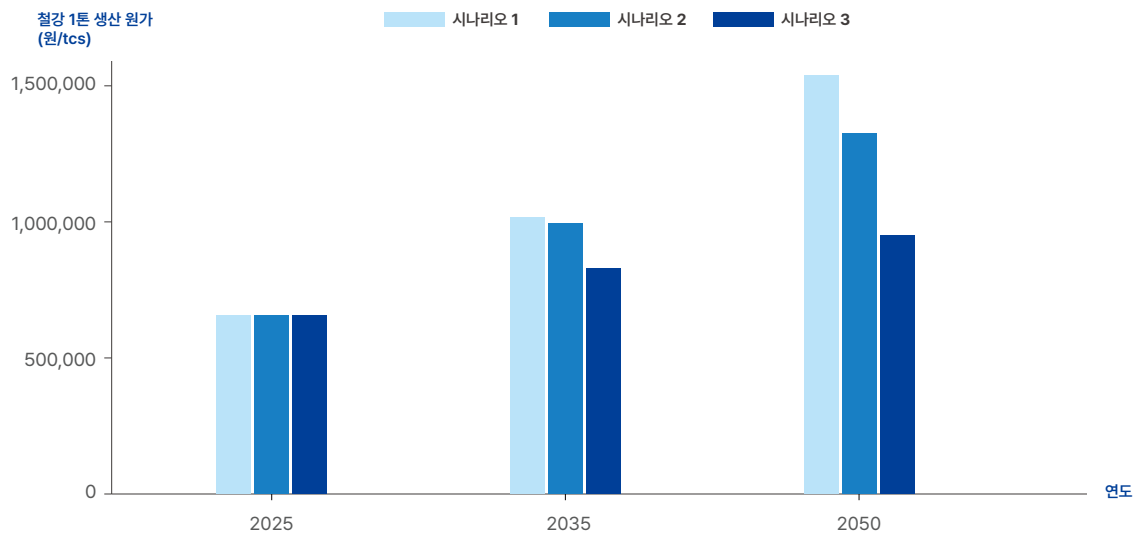


이 때, 각 시나리오별 그린수소 원가 변화 추이 및 철강 생산 비용의 변화는 각각 [그림 5], [그림 6]과 같다.

[그림 5] 수소 공급 시나리오에 따른 그린수소 원가 변화 추이



[그림 6] 수소 공급 시나리오에 따른 철강 생산 원가 변화 추이



세 시나리오 모두 초기에는 수소 원가가 높지만, 기술의 발전과 규모의 경제로 시간이 지남에 따라 점진적으로 하락함을 보여준다[그림 5]. 시나리오 1과 시나리오 2는 2030년 기준 국내 수소와 해외 수소의 공급 비중이 각각 50%로 동일한 상태에서, 이후 해외 수소 비중이 80% 이상까지 증가할 경우의 차이를 보여준다. 본 연구에서 제시한 해외 수소는 국내 수소 대비 원가가 높다. 따라서, 해외 수소 의존도가 높아질수록 수소 원가가 상승함을 확인할 수 있다. 특히 시나리오 1의 경우, 2050년에도 수소 1kg 당 20,000원 이상을 유지하며 가장 높은 수소 가격 전망을 보인다. 반면, 시나리오 3은 국내 수소 생산 능력을 조기에 확대하여 해외 수소 의존도를 최소화하는 경우의 수소 원가 추이를 보여준다. 이 경우 수소 원가는 2030년 kg당 약 10,000원에서 시작해 2050년에는 약 5,700원까지 낮아지는 것으로 나타났다. 결과적으로, 2050년을 기준으로 해외 수소에 높은 의존도를 보이는 시나리오와 수소를 전량 국내에서 생산하는 시나리오 간에는 수소 1kg당 최대 16,000원에 달하는 가격 차이가 발생할 수 있다.

[그림 6]은 수소 공급 시나리오에 따른 철강 1톤 생산 비용의 변화를 보여준다. 본 연구 결과에 따르면, 현재의 고로-전로 공정을 통한 철강 1톤의 생산 원가는 약 65만원 수준이지만, 2033년부터 수소환원제철 공정의 도입 시 현재의 연원료보다 상대적으로 높은 가격의 재생전력 및 그린수소 사용으로 인해 철강 생산 원가는 상승할 것으로 전망된다. 이 때, 필요한 수소를 전량 국내에서 생산하는 경우보다 해외에서 조달할 경우 철강 생산 원가는 더욱 높아지며, 해외 수소 의존도가 높을수록 그 차이는 더 커진다. 예를 들어, 전량 국내수소를 활용하는 시나리오 3과, 현 정책 기조에 따라 해외 수소 비중이 80% 이상 확대되는 시나리오 1의 경우, 철강 1톤당 생산 비용의 차이는 2033년 약 22만원, 2050년은 약 59만원까지 차이가 날 수 있음을 보여준다.

이러한 분석을 종합해보면, 2050년 탄소중립 목표 달성을 가정하였을 때, 철강 1톤 생산에 필요한 비용은 수소 공급 시나리오에 따라 약 95만원(시나리오 3)에서 153만원(시나리오 1)까지 차이가 날 수 있다. 이러한 결과는 수소환원제철 기술의 상용화 이후, 수소 조달 방식이 철강 산업의 경제성에 결정적인 요소로 작용하는 점을 시사한다. 특히, 재생에너지 확대와 수소 생산 인프라 확충을 통해 국내 수소 생산을 적극적으로 확대하는 것이 철강 산업의 경제성을 확보할 수 있음을 보여준다. 해외 수소에 대한 높은 의존도는 비용 부담을 증가시키고 공급 안정성에는 취약할 수 있으므로, 국내 재생에너지 기반 수소 생산 확대가 철강산업의 탄소중립 목표 달성에 필수적이다.

5. 수소환원제철의 조속한 도입을 위한 정책제안

본 연구에서 도출한 국내 그린수소 원가는 낙관적인 재생에너지의 경제성 확보와 그린수소 생산 기술 발전에 기반하고 있음에도 현재 국가 수소경제이행기본계획에 명시된 그린수소 생산원가 목표(2030년 3,500원/kg, 2050년 2,500원/kg)보다 높다. 다시 말해 정부의 현 그린수소 생산원가 목표는 실현 가능성이 낮으며, 높은 수소 가격을 점진적으로 낮추고 보완할 수 있는 지원 정책이 필요하다는 것을 의미한다. 또한 해외 수소 도입의 경우 현재 정부가 전망하는 원가는 수소 액화, 저장 및 운송 비용을 명확히 포함하고 있지 않다[그림 2]. 아래 [표 3]은 시나리오3(국내 생산 수소 100%)에 가정된 그린수소 생산 조건을 현재 수준에 비교해 보여주고 있다. 본 장에서는 시나리오3과 같이 국내 생산 그린수소 원가를 점진적으로 낮추고, 수소환원제철 설비 도입의 경제성을 강화할 수 있는 방안을 제시한다.

[표 3] 현재 대비 시나리오3(국내 생산 수소 100%)의 그린수소 생산 조건

항목	현재	2035	2040	2050
수전해효율(PEM)	58.4% ²⁰	70%	71%	74%
그린수소LCOH (원/kgH ₂)	17,977	8,941	7,909	5,767
태양광 LCOE(\$/MWh)	111	100	91	72
해상풍력 LCOE(\$/MWh)	233	182	166	133

산업 탈탄소 대책 없는 현 수소 계획

우리나라는 2018년 '혁신성장 전략투자 방향'에서 수소경제를 3대 전략 투자 분야로 선정하고, 2019년 수소경제 활성화 로드맵 수립에 이어 2020년 수소경제 이행 촉진을 위한 '수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률(약칭: 수소법)'을 제정하였다. 수소법 시행 이후 최초로 수립된 '제1차 수소경제 이행 기본계획(약칭: 기본계획)'에서는 부문별로 수소 수요량을 예측하고 있는데, 기후위기 대응에 있어 수소는 특히 온실가스 배출 감축이 어려운 중공업에 필요한 연료임에도 산업부문의 수소 예측 수요량을 구체적으로 제시하고 있지 않다. 기본계획은 수소 활용 계획에 대해 1. 수소발전, 2. 수소 모빌리티(수송), 3. 산업 분야로 분류해 수소 수요량, 세부 목표 및 핵심 마일스톤을 제시하고 있다. 하지만 1차 기본계획상 산업부문의 수소 활용 로드맵은 발전 및 수송 부문에 비해 구체성이 현저히 떨어지며, 특히 부문별 중기 수소 수요량과 수소 활용 계획을 명시하고 있지 않다[표 4]. 2050년까지 현존하는 고로 11기에 해당하는 조강 생산량 약

²⁰ 월간수소경제. (2024.10.14). *그린수소 활성화, '기술 혁신, 경제성 확보'에 달려있다.*

4,500만 톤을 수소환원제철로 생산하기 위해서는 연간 최대 405만 톤의 그린수소가 필요하다.²¹ 정부는 2030~2035년 동안 약 22.5만 톤의 그린수소를 철강산업에 배정해야 250만 톤급 수소환원제철 상용화 설비를 1기를 가동할 수 있다. 이와 같이 철강 산업의 수소 수요량을 예측할 수 있음에도 불구하고 철강 부문을 위한 수소 공급 계획의 부재는 산업 탈탄소의 핵심 수단인 수소환원제철의 도입을 지연시킬 수 있다.

[표 4] 제1차 수소경제 이행 기본계획 부문별 수소 활용 로드맵 비교

	연도	발전부문	수송부문	산업부문
수소 수요량	2030	353만 톤	377천 톤	예측량 부재
	2050	1,350만 톤	350만 톤	1,060만 톤
세부 목표	2030	발전량: 48TWh	보급대수: 88만대	없음
	2050	발전량: 288TWh	보급대수: 526만대	
핵심 마일스톤	2025	-	연간 10만대 규모 양산	-
	2030	석탄발전기-암모니아 20% 혼소	•내연차 수준 내구성(80만km) •주행거리(1,000km) 확보 •수소엔진 UAM 상용화	-
	2030~	LNG 터빈-수소 50% 혼소	수소트램 상용화, 액화수소 추진선	[석유화학] 원료 직접전환 상용화 [시멘트] 연료전환 노후설비 적용
	2050	암모니아 및 수소 전소	-	[철강] 수소환원제철로 기존설비 전환

²¹ 제1차 수소경제 이행 기본계획에 따르면 수소환원강 1톤당 수소 90kg가 필요하다고 명시되어 있으며, 이를 수소수요량의 최대값으로 가정한다.



제2차 수소경제 이행 기본계획에 철강 부문 수소활용 로드맵 최신화

수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률(약칭: 수소법) 제5조에 따르면 산업통상자원부장관은 수소경제 이행을 효과적으로 추진하기 위해 수소경제 이행 기본계획을 수립해야 하며, 사회적·경제적 여건변화 등으로 필요에 따라 기본계획을 변경할 수 있다고 명시되어 있다.

2021년 1차 기본계획 수립 이후 수소환원제철 개발 사업은 국책과제로 민관 협력 하에 진행 중이며 향후 기술 개발 진행에 필요한 철강 부문의 수소 수요량을 제2차 수소경제 이행 기본계획에 명시하고 공급 계획을 세울 필요가 있다. 현재 수소환원제철 개발 사업은 2023~2025년간 기초기술개발을 마치고 2026~2030년 동안 연산규모 30만 톤 급 실증 기술개발사업 추진을 위한 예비타당성 조사를 진행 중이다. 이후 2031년부터 상용화 규모인 250만 톤 급으로 스케일업 해 2036년부터 고로 설비를 단계적으로 전환할 계획이다. 이에 따라 2030년까지 약 2.7만 톤, 2031~2035년간 약 22.5만 톤, 2036년부터는 연간 수소환원제철 조강생산량 4,500만 톤 기준 연간 약 405만 톤의 수소가 필요할 것으로 예측된다. 사실상 2030년 이후 수소환원제철 전환은 수소 경제성이 확보되는 시점에 이루어질 가능성이 높으며, **그린수소 기반 수소환원제철 설비의 빠른 국내 정착을 위해서는 [그림 7]과 같이 제2차 수소경제 이행 기본계획에 철강 부문의 수소 활용 로드맵을 최신화하는 것이 필요하다.**

[그림 7] 제2차 수소경제 이행 기본계획에 제안하는 철강부문 수소 활용 로드맵

	현재	2030년	2035년	2050년
수소 수요량		2.7만 톤	22.5만 톤	405만 톤
핵심 마일스톤		30만 톤 급 실증 기술개발 250만 톤 급 스케일업 수소환원제철로 기존설비 전환		

국내 그린수소 생산 지원 정책의 부재

제1차 수소경제 이행 기본계획은 '에너지자립 비중 확대'를 위해 국내 자본과 기술을 해외에 투자해 재생에너지 기반 청정수소를 생산, 국내로 도입하겠다고 명시하고 있다. 하지만 아이러니하게도 수소 생산기지를 국외로 옮기는 것은 운송을 위한 수소의 형태 전환, 운송비 등 추가 비용을 발생시키고 무역 여건의 불확실성을 더해 에너지 공급의 안정성을 오히려 약화시킬 수 있다. 또한 기본계획에서 제시하고 있는 주요국 그린수소 생산원가 전망은 액화, 저장 및 운송 비용을 포함하고 있지 않아 해외 수소 도입 비용을 과소평가하고 있다[그림 2]. 앞서 해외 생산 수소 조달 비용에서 살펴봤듯이 수소 액화 비용, 운송 비용 및 액화 수소 기화 비용은 해외 그린수소 원가(30.21 USD/kg)의 50%(15.54 USD/kg) 이상을 차지할 수 있을 것으로 예측된다[표 1]. 같은 전망에 따르면 2050년까지 해외 그린수소 원가의 경제성이 25,000원/kg(18.25 USD/kg)로 하락할 수 있지만 이는 2023년 기준 국내에서 생산되고 있는 그린수소 생산 원가인 18,000원/kg²² 보다 높다. 만약 정부의 계획대로 산업 전환에 필요한 그린수소의 대부분을 해외로부터 조달하게 된다면 수소환원제철의 경제성과 에너지 안보 확보는 불가능해질 수 있다.

따라서 향후 국내 그린수소 생산량을 높이고 원가를 낮추기 위해서는 수전해 효율 향상과 전해조 용량 확대와 동시, 전기화로 공정 전환이 어려운 중공업 분야에 특화된 수소 생산 지원책을 마련하는 것이 중요하다. 하지만 현 수소 정책에서는 산업 부문을 위한 수소 생산 지원 계획을 찾아볼 수 없다. [표 5]와 같이 해외정부에서는 산업용 그린수소 공급망 구축을 위해 보조금, 세제 혜택, 차액 계약 등 다양한 지원을 도입 및 실시하고 있으며, 특히 철강 산업의 수소환원제철 전환을 위한 세부 지원책을 마련하고 있다. 또한 해외 주요 철강사들은 이러한 수소 생산 지원 정책을 활용해 그린수소 실증 사업과 수소환원제철 개발 사업을 연계해 진행하고 있으며, 이러한 연계 사업은 수소 생산의 공급처를 명확히 하고 생산 경제성을 강화하는데 기여할 수 있다.

하지만 현재 국내에서는 수소환원제철 개발 사업과 연계된 그린수소 실증 사업이 없다[표 6]. 2026~2030년으로 예정된 30만 톤급 수소환원제철 실증사업에 필요한 수소는 약 2.7만 톤이나, 지원 정책의 부재로 국내 그린수소 조달 대신 천연가스를 개질한 그레이 수소를 생산해 활용할 것으로 추정된다. 또한 철강 업계에 따르면 수소환원제철 상용화를 위해 설정한 목표 수소 가격은 약 1~2 USD/kg로 지금처럼 수소 생산 지원 정책이 부재할 시 직접 수소 생산 설비에 투자하기 보다는 장기 구매 계약을 체결하는 전략을 취할 것이라고 밝힌 바 있다.²³

²² 엄민중 & 이강남. (2024). 제주 3.3MW급 재생에너지 기반 그린수소 생산 시스템에 대한 경제성 평가 연구. 한국신재생에너지학회.

²³ 지디넷코리아. (2025. 04. 16). 수소사업 한발짝 물러난 포스코... '패스트 팔로워' 전략 변경.

[표 5] 주요 국가별 산업 및 저탄소 철강 생산을 위한 수소 생산 지원 정책

출처: 국가명에 하이퍼링크로 표기

지원 정책	국가	내용
보조금	벨기에	그린수소 기반 녹색 철강 프로젝트 개발 지원비로 600만 유로(97억 원) 지급
	에스토니아	화학, 수송 등 그린수소 도입 촉진을 위해 총 4,910만 유로(797억 원) 보조금 지급, 프로젝트당 최대 지원 금액은 2,000만 유로(325억 원)
	독일	조건부 지급 메커니즘으로 ThyssenKrupp Steel Europe의 수소환원제철 설비 운영 첫 10년 동안 그린수소를 조달하고 사용하는 데 드는 추가 비용에 15억 유로(24조 원) 지원
	스페인	ArcelorMittal Espana의 그린수소 기반 수소환원제철 프로젝트에 4.6억 유로(7,470억 원) 및 345MW 수전해 설비 용량 확보를 위해 4억 유로(6,500억 원) 지원
	인도	그린수소를 활용하는 저탄소 철강 프로젝트에 46억 루피(758억 원) 지원
차액 계약 (Contract for Difference, CfD)	일본	재생에너지 수소와 화석연료 기반 수소의 가격 차이에 대한 CfD 도입 예정
	독일	시멘트, 화학, 철강 생산과 같은 분야에서 수소로의 연료 전환과 전기화를 지원하는 것을 목표로 15년 차액 계약 제도에 50억 유로(8.1조 원) 지원
	영국	수소비즈니스모델로 최소 250MW의 전해수소생산용량 구축 및 그린수소 장기 구매계약에 최대 20억 파운드(38조 원) 지원
세액 공제	미국	인플레이션감축법(IRA)에 근거해 그린수소 생산 시 1kg당 3달러(약 4,400원)의 세액공제 제공

[표 6] 주요 철강사의 그린수소 및 수소환원제철 연계 사업

국가	철강사	프로젝트	내용
독일	잘츠기터 (Salzgitter)	SALCOS	풍력발전 업체(avacon, SALZGITTER AG, Linde) 및 수전해 업체(sunfire, GrInHy)와 수소환원제철 기술 개발 • 2025년: 100MW 수전해 및 210만 톤 수소환원철 생산 • 2030년: 400MW 수전해 및 200만 톤 수소환원철 추가 생산
스웨덴	사브 (SSAB)	HYBRIT	발전사 VATTENFALL과 무탄소 수소 생산 및 저장 설비 확보 • 2026년: 무탄소 철강 생산 기술 상용화 • 2039년: 연간 135만 톤 무탄소 배출 철강 생산
인도/오만	진달스틸그룹 (Jindal Steel Group)	Vulcan Green Steel	오만 도쿰(Duqm)에 위치한 수소환원제철소에서 7~9GW 재생에너지 자가발전으로 그린수소 및 재생전력 조달 • 2027: 100% 천연가스 환원으로 시작해 100% 그린수소 환원으로 전환
한국 (그린수소 및 수소환원제철 연계 사업 부재)	POSCO	HyREX	2026~2030년동안 연산규모 30만 톤 급 실증 기술개발사업 추진을 위한 예비타당성 조사를 진행중 • 실증사업에 필요한 수소 약2.7만 톤은 천연가스 개질 그레이 수소를 생산에 활용할 것으로 추정 2031년부터 상용화 규모인 250만 톤 급으로 스케일업 해 2036년부터 고로 설비를 단계적으로 전환



그린수소 생산-수소환원제철 실증 사업 연계

향후 수소환원제철 상용 기술이 실증되어도 대규모 그린수소 조달이 불가능할 시 그레이 수소나 블루수소 등 화석연료에 기반한 연료에 의존할 수밖에 없다. 이는 수소환원제철 설비의 탄소중립 달성 기여도와 저탄소 고부가가치 제품 생산 경쟁력을 떨어뜨릴 수 있다. 수소환원제철 기술과 무탄소 연료 확보를 동시에 이루기 위해서는 추후 **그린수소 장기 구매 계약에 대한 차액 계약 제도를 도입**해 그린수소에 대한 고정 가격을 제공할 수 있다. 또한 2026년부터 포항에서 시작될 예정인 **30만 톤급 수소환원제철 실증 기술 개발 사업에 그린수소 생산 사업을 연계 및 지원**해 수소 생산 역량과 수소환원제철의 경제성을 동시에 강화할 수 있다.

현재 포항시 북구에 위치한 '포항 신광 풍력단지'는 19.2MW 규모(연간 발전 잠재량 50,458MWh)로 상업 운전 중이며, 포항 지역에서 가동중인 유일한 풍력발전단지다. 30만 톤급 수소환원제철 실증 기술 개발에 필요한 수소는 약 2.7만 톤으로 추정되며, 이에 필요한 재생전력은 약 1.6TWh(수전해 효율 60% 기준)로 예측된다. [표 6]과 같이 실제 해외 주요 철강사들은 수소환원제철 사업을 재생에너지 발전사 및 수전해 업체와의 협력 아래 그린수소 생산 실증사업과 연계해 진행하고 있다. 우리나라도 현재 제주에서 풍력발전소 기반 그린수소 생산 및 추가 실증사업이 이루어지고 있으며 제주 사례의 데이터를 활용해 수소환원제철 실증 기술 사업에 필요한 그린수소 2.7만 톤의 일부를 '포항 신광 풍력단지 그린수소 실증 사업'으로 조달하는 것을 검토할 수 있다. 정부는 해당 연계 사업에 직접지원금 또는 세제혜택을 지급하거나 그린수소 장기 구매 차액 계약 제도를 도입해 그린수소에 대한 고정가격을 보장할 수 있다.

그린수소 경제성 발목 잡는 현행 재생에너지 정책

그린수소 생산 원가 중 현재 비중이 가장 높은 요소는 재생전력인데(1-MW급 수전해 설비 기준 약 28%²⁴), 동시에 재생전력은 비용 절감 가능성이 가장 높기도 하다. 궁극적으로 수소환원제철에 필요한 재생전력의 경제성을 확보하기 위해서는 재생에너지 발전 목표 상향, 인허가 및 개발 비용 절감, 전력 시장 규제 개편 등이 필요하다.

미흡한 재생에너지 발전목표

수소환원제철에 필요한 그린수소를 생산하기 위해서는 2035년까지 250만 톤급 수소환원제철 설비 2기를 도입할 시 연간 약 25TWh의 재생전력이 필요하며 이는 2035년 국내 재생에너지 발전 목표량의 약 14%를 차지한다. 하지만 현재 그린수소 생산을 위한 수전해용 재생에너지 발전 목표량은 국가 계획상 존재하지 않는다. 2023년 기준 우리나라의 재생에너지²⁵ 발전량은 49,401 GWh(전체 발전량의 8.4%)이며, 재생에너지 발전량 세계 1위인 중국은 이보다 54배 많은 양(2,673,556 GWh)을 생산했다²⁶. 제11차 전력수급기본계획에 따르면 2030년까지 재생에너지 발전 비중을 18.8%(120.9TWh), 2035년까지 26%(179.9TWh), 2038년까지 29.2%(205.7TWh)로 확대할 전망이지만 우리나라의 탄소중립 목표 달성을 위해서는 재생에너지 발전 비중을 2030년까지 47%, 2035년까지 65%²⁷로 강화해야 한다고 분석되고 있다. 또한 2021년 정부가 발표한 '지속가능한 녹색사회 실현을 위한 대한민국 2050 탄소중립 전략'의 2030년 재생에너지 발전 비중 목표는 30%였으나, 현재 18.8%로 축소되었다. 이는 재생에너지 개발자와 투자자들에게 사업 확대에 대한 부정적인 신호를 줄 뿐만 아니라 관련 정책과 규제 개선의 우선순위를 낮출 수 있다.

인허가 및 개발 비용 문제

세계 재생에너지원별 균등화발전비용(Levelized Cost of Energy, LCOE)²⁸은 꾸준히 하락하고 있으나, 2023년 기준 우리나라 재생에너지 LCOE는 태양광, 육상풍력, 해상풍력 각각 \$111/MWh, \$120/MWh, \$233/MWh로 재생에너지 LCOE가 낮은 국가들의 중간값(태양광, 육상풍력, 해상풍력 각각 \$34~49/MWh, \$33~46/MWh, \$63~89/MWh)에 비해 매우 높다.²⁹ 이는 현재 낮은 재생에너지 발전 목표, 높은 인허가 및 개발 비용, 부지 확보의 어려움, 전력 시장 규제 등의 복합적인 난관이 존재하기 때문이며 높은 재생전력 가격은 국내 그린수소 생산의 경제성을 저해하고 있다.

²⁴ IRENA. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling Up Electrolysers to Meet the 1.5C Climate Goal*.

²⁵ 한국 정부가 정의한 "신재생에너지" 중에서 "신 에너지(기존 연료를 새로운 방식이나 화학 반응을 통해 활용하는 수소, 연료전지, 석탄 가스화/액화 에너지)"는 국제 재생에너지 표준에 예외 되므로 배제하였다.

²⁶ IRENA. (2024). *Renewable Energy Statistics 2024*.

²⁷ 기후솔루션. (2025. 04. 21). *한국 2035년 NDC 61% 가능...기후솔루션-메릴랜드대, 실현가능한 감축 경로 제시해*.

²⁸ 발전소의 수명 기간 동안 전력 1kWh 생산에 발생하는 평균 비용

²⁹ 에너지경제연구원. (2024). *2023년 재생에너지 균등화발전비용(LCOE) 동향*.

태양광의 경우 정부는 현재 태양광 발전시설 개발 허가 기준 중 하나로 이격거리 규제³⁰를 시행중인데, 이로 인해 신규 태양광 보급 감소에 미치는 영향이 2022년 최대 30%에 달하는 것으로 나타났다.³¹ 이와 같은 이격거리 규제는 폐기물 처리시설, 가축 사육시설과 같은 유해시설에 대해서만 유사하게 존재하는 규제로, 2023년 정부가 '이격거리 규제 개선방안'을 통해 태양광 발전시설은 특별한 유해성이 없다고 발표했지만 현재까지 아무런 입법 조치가 이루어지지 않고 있다.³²

향후 우리나라는 정부 주도적인 해상풍력 보급으로 재생에너지를 확대할 계획을 발표했으며 태양광과 풍력을 포함해 2030년까지 78GW, 2038년까지 121.9GW의 재생에너지를 보급할 전망이다. 하지만 해상풍력 사업 인허가 과정의 비효율성으로 인해 현재 상업운전중인 해상풍력 발전 용량은 224.6MW에 불과하다. 발전사업 허가를 취득한 97개 해상풍력 사업의 발전용량 31.5GW 중 최종 인허가절차인 공유수면 점사용허가를 취득한 사업의 발전용량은 0.8GW(2.5%)뿐이다. 최종 공유수면 허가를 받은 7개의 사업은 서류 제출부터 공유수면 허가를 받기까지 평균 484일이 소요되었으며, 이는 법정 처리기간 98일의 약 5배에 이르는 기간이다.³³

재생에너지 PPA 시장의 제약

현재 우리나라에서 재생전력 수요가 1MW를 초과하는 경우, 제3자 전력거래계약(Power Purchase Agreement, PPA), 직접 PPA 와 자가 발전을 통해 재생에너지를 조달할 수 있다.³⁴ 하지만 한국전력공사(이하 '한전')가 발전, 송배전, 그리고 판매를 독점하고 있는 현 전력시장 구조에서는 PPA 수요가 늘어날 경우 한전의 고객들이 이탈하는 것으로 간주될 수 있다. 이처럼 한전이 PPA 체결을 촉진할 유인이 부족한 상황에서 기업들은 PPA 체결 시 한전에 별도의 송배전설비 이용요금과 부가정산금을 지불하고 있다. 문제는 이 비용들의 산정 과정이 투명하지 않은 것인데 이러한 망 이용료 차별성에 관하여 한국전력공사는 지난해 공정거래법 위반 혐의로 신고된 바 있다.³⁵

이러한 전력시장 구조는 PPA 추가 체결을 저해하고 있다. 따라서 대규모 재생전력을 안정적으로 조달해 그린수소를 생산해야 운영이 가능한 수소환원제철의 도입 가능성을 심각히 제약할 수 있다. 예컨대 250만 톤 규모의 수소환원제철 설비 1기를 가동하기 위해 필요한 연간 재생전력은 약 12.4TWh로, 2023년 국내 전체 PPA 거래량(19.6TWh)의 63%에 달하는 수준이다[그림 8]. 따라서 재생에너지 기반 수소환원제철의 국내 정착을 위해서는 재생에너지 생산 체제를 개선해야 하며, PPA 망 이용료 및 부가정산금의 투명성과 합리성을 확보하는 것이 산업전환의 실효성을 좌우할 수 있다.

³⁰ 기초 지자체가 조례를 통해 도로, 주거지 등으로부터 최소 100미터부터 최대 1000 미터에 달하는 반경 이내에 태양광 발전설비를 설치할 수 없도록 설정한 규제

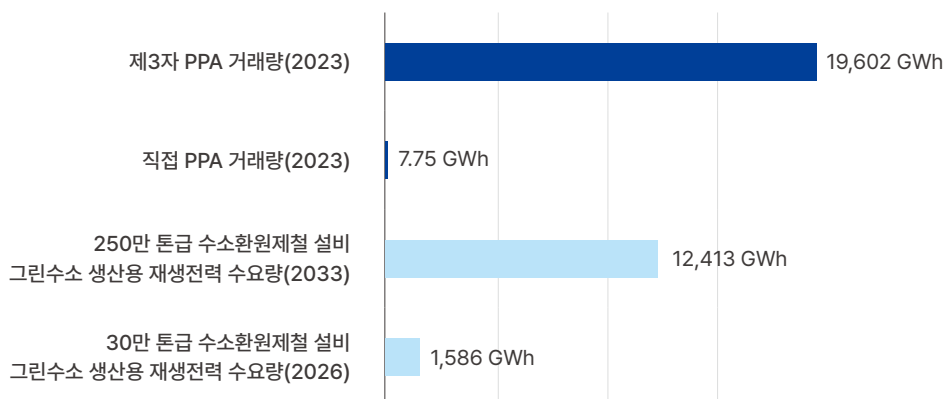
³¹ 에너지경제연구원. (2023). *태양광 이격거리 규제의 보급영향 평가 연구*.

³² 기후솔루션. (2024. 09. 25). 산업부, 태양광 이격거리 규제 완화해야 된다면서 7년째 방관...기후단체 "산업부는 기후위기 방관자" 헌법소원 제기.

³³ 김은지 & 조은별. (2025). *해상풍력 인허가 시리즈 I: 공유수면 점용·사용허가의 지연 현황과 개선 방안*. 기후솔루션.

³⁴ 녹색프리미엄은 재생에너지 추가성이 낮아 그린워싱 소지가 있고, 재생에너지인증서(REC: Renewable Energy Certificate)의 경우 신재생에너지 공급의무화(RPS: Renewable Portfolio Standard)제도의 대상이 아닌 경우 물량 제약 문제가 있으므로 제외하였다.

³⁵ 기후솔루션. (2024. 05. 27). *전력부문 핀포인트 시리즈 소송 #3: 불투명한 망 이용료에 떨고 있는 산업계...한전의 PPA 요금제 문제 공정위에 가다*.

[그림 8] 우리나라 PPA 거래량³⁶ 대비 수소환원제철용 그린수소 생산에 필요한 재생전력 수요량

수전해용 재생에너지 발전목표 수립 및 전기요금제 마련

그린수소 생산 원가의 경제성 확보와 탄소중립 달성을 위해서는 재생전력의 추가 생산과 안정적인 공급이 필수적이다. 정부는 **수전해용 재생에너지 발전에 대한 국가적 목표를 수립**하여 전력수급기본계획 및 제2차 수소경제 이행 기본계획에 명시해야 하며, “한국형 IRA” 등 특별 법안을 통해 그린수소 및 수전해용 재생에너지 사업에 대한 세제 혜택과 보조금을 확대 발전사 및 철강사의 그린수소 생산 사업 참여를 촉진해야 한다. 동시에 재생에너지원가 하락을 위해 태양광 이격거리 규제 폐지와 해상풍력 인허가 절차간소화를 통해 재생에너지 보급을 확대하고, PPA 참여자들에게 망 이용료에 대한 정보의 투명성을 보장해 재생에너지 발전 사업과 PPA 참여를 더욱 활성화해야 한다.

또한 그린수소 생산을 위해 재생전력 구매시 재생에너지인증서(REC) 비용을 지불할 경우 그린수소 가격은 2040년에도 8천원~만 원/kg대로 높게 유지될 수 있다. 그린수소 경제성을 보다 빠르게 확보하기 위해서는 **수전해용 재생에너지 전기요금 체계를 마련해 수전해용 재생에너지 PPA 요금제에 할인율을 적용**할 수 있다. 에너지경제연구원에 따르면 재생에너지 PPA 요금을 90% 할인할 경우 수소 원가는 최대 1,638 원/kg까지 낮아질 수 있으며³⁷ 이 경우 고로 공정 대비 수소환원제철의 경제성이 담보될 수 있는 수소 가격 1,356원/kg에 근접해질 수 있다.³⁸

³⁶ 한국전력거래소

³⁷ 김재경, 김수현 & 박진남. (2020). *시장주도형 수소경제 조기 정착을 위한 전략 연구(1/3)*. 에너지경제연구원.

³⁸ 강병욱. (2022). *탄소중립을 위한 철강 생산공정 전환 시나리오 분석 연구*. 에너지경제연구원.

6. 마무리

본 연구에서는 그린수소 기반 수소환원제철공정의 경제성을 현 국가 수소 정책에 기반해 평가하고 저탄소 철강 공정의 국내 정착을 위한 방안을 제시하였다. 현재 정부는 해외 생산 수소를 국내 청정수소 자급률을 높일 계획이지만, 해외 생산 수소의 액화 및 운송비용을 정확히 예측하지 않은 과소평가된 해외 생산 수소 도입 가격을 제시하고 있다. 또한 대량의 그린수소가 안정적으로 공급되어야 하는 수소환원제철에 필요한 수소의 양과 국내 생산 방안을 제시하고 있지 않다.

해외에서 그린수소를 생산해 조달할 시 수소환원제철 1톤당 생산 원가는 국내 생산 그린수소 활용 대비 2033년에는 22만원, 2050년에는 59만원 높아질 전망이다. 또한 국내 그린수소 원가의 하락을 낙관적으로 전망할 시에도, **2050년 수소환원제철은 고로-전로 공정 대비 철강 1톤당 약 30만원의 추가 비용이 소요될 것으로 예측된다.** 하지만 이 비용은 재생에너지 확대를 통한 PPA가격 하락, 수전해용 재생에너지 생산 및 구매 지원 정책 도입과 저탄소 철강 제품 시장의 확대를 통해 일부 또는 전액 상쇄될 수 있을 것으로 추정된다.

본 연구의 핵심적인 시사점은 다음과 같다.

첫째, 수소환원제철 설비 운영을 위해 2033년부터 본격적으로 그린수소 수요가 늘어날 전망임에도 현재 정부는 산업부문의 수소 수요량을 정확히 예측하고 있지 않으며, 해외 수소 생산에 집중할 뿐 국내 그린수소 생산 지원 정책은 제시하고 있지 않다. 이는, 수소환원제철 도입을 지연시킬 수 있다.

둘째, 해외 생산 수소 조달 비용은 정부 전망보다 훨씬 높아질 수 있으며, 그린수소 장기 구매 계약에 대한 차액 계약 제도와 수전해용 재생에너지 전기요금 체계 마련 등 그린수소 생산 지원 정책을 도입해 조기에 생산 역량을 확충하는 것이 비용 효과적인 탄소중립 실현뿐 아니라 에너지 안보 강화를 위한 전략적 선택이다.

셋째, 수소환원제철 도입으로 인한 비용 부담은 존재하지만, 중장기적으로 국내 재생에너지 및 그린수소의 생산 확대와 사업 허가 절차의 간소화로 인한 원가 하락과 저탄소 제품의 수요 시장 확대를 통해 수소환원제철의 경제성을 강화할 수 있다.

국내 그린수소 및 재생에너지 생산 지원 정책의 도입은 국가 탄소중립 목표 달성과 에너지 안보 및 산업 경쟁력 강화의 필수 조건이다. 최근 현대제철의 8.5조원 규모 미국 제철소 건설 계획 발표는 미국의 철강 관세 대응에만 국한되어 있지 않고, 인플레이션감축법과 같은 자국 내 저탄소 연료 활용에 대한 미국 연방 정부의 지원 정책이 긍정적인 신호로 작용한 결과이다. 앞으로 철강과 같은 기간산업의 경쟁력은 저탄소 고부가가치 제품 생산 역량에 달렸으며 그린수소, 재생에너지와 같은 저탄소 연료 생산에 전폭적인 지원이 부재할 시 우리나라의 산업 구조는 화석연료 기반에 머물러 결국 세계 시장에서 도태될 가능성이 높다.

7. 부록

탄소중립 달성을 위한 비용효과적인 철강 생산 공정의 변화

본 연구에서 철강 생산 공정 전환 분석에 포함한 철강 생산공정은 2025년 2월 기준, 한국 정부의 저탄소 철강 생산 기술 개발 사업과 국내 철강업계의 감축 기술 도입 계획을 반영하였다[표 7]. 이는 국내 철강 산업의 최신 기술 동향과 전략을 고려한 것으로, 특히 탄소 배출량 감축을 위한 기술적 전환에 중점을 두었다. 우선, 철강 산업의 높은 탄소배출량의 원인인 석탄 기반 설비의 전환 비용을 분석하기 위해 현재 국내에서 운영 중인 11개의 고로(용광로)와 2개의 파이넥스(FINEX) 설비를 전환이 필요한 대상으로 선정하였다. 반면, 기존에 국내에서 운영되고 있는 전기로는 고로 대비 현저히 낮은 탄소집약도로 인해 고로 설비 대체를 위한 저탄소 기술로 간주되는 바 분석 대상에서 제외하였다.

현재 국내 철강 생산량의 약 70%를 차지하는 고로 공정은 철강 산업의 주요 탄소 배출원으로, 탄소 배출량 감축 목표 달성을 위해서는 조속한 전환이 필수적이다. 이에 따라, 현존하는 고로 설비는 추가적인 개수 및 증설 없이 단계적 폐쇄를 가정하였으며, 최대 수명은 마지막 개수연도로부터 20년으로 설정하였다. 아울러, 기존 고로-전로 방식에 저감 기술을 도입하여 배출량을 줄이는 기술의 경우 다양한 세부 기술들이 논의되고 있지만, 각 기술별 배출량 감축 잠재력의 차이가 크지 않음을 고려하여, Mission Possible Partnership (2022)에서 제시한 '최선의 활용가능한 기술' (BAT, Best Available Technology) 데이터³⁹를 활용하였다.

한편, 2026년부터 순차적으로 도입될 신규 전기로 3기의 경우 스크랩과 HBI (Hot Briquetted Iron)를 활용하여 탄소배출량을 줄이면서도 고품질의 철강을 생산할 수 있기에, 현존 고로-전로 공정을 대체할 수 있는 저탄소 기술로 간주하여 전환 경로에 포함하였다. 마지막으로, 탄소 감축 잠재력이 가장 큰 기술로 평가되는 수소환원제철 기술의 경우, 기술 개발을 주도하고 있는 포스코의 발표를 참고하여 2033년부터 단계적으로 도입될 것으로 설정하였다.

[표 7] 철강 생산 공정 전환 분석에 포함한 기술 목록

기술	설명	도입시기
고로-전로 (BF-BOF)	철광석과 석탄(코크스)을 고로(BF, Blast Furnace)에서 환원, 용융한 후 전로(BOF, Basic Oxygen Furnace) 공정을 거치는 생산 방식으로, 현재 국내 철강 생산량의 약 70%를 차지	가동 중
고로-전로 BAT	기존 고로-전로 공정에 대체철원, 합수소가스 등을 활용하여 탄소배출량을 일부 저감하는 생산 방식	2029년
전기로 (HBI-Scarp)	철광석에서 산소가 제거된 환원철인 HBI(Hot Briquetted Iron)를 철스크랩과 함께 전기로에 투입하여 탄소 배출을 저감하는 생산 방식	2026년~
수소환원제철 (H ₂ -DRI-ESF)	석탄 대신 수소를 활용하여 직접환원철을 만들고, 이를 전기용융로에 녹여 철강을 생산하는 방식	2033년 (250만 톤~)

³⁹ Mission Possible Partnership. (2022). *Making Net-Zero Steel Possible: An Industry-Backed, 1.5°C-Aligned Transition Strategy*.



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.