

녹색기후기술 협력사업 기획연구
탄소중립 목표달성을 위한
민간참여 활성화 방안 연구

탄소중립 목표달성을 위한 민간참여 활성화 방안 연구

녹색기후기술 협력사업 기획연구

탄소중립 목표 달성을 위한
민간참여 활성화 방안 연구

Encouraging participation of the private sector to
contribute on achieving Carbon Neutrality

2025.12.



연구책임자 신종석 선임연구원

참여연구원 김형주 책임연구원
문주연·이원아·최가영 연구원
이하경 석사후연구원

국제공동연구기관 독일 adelphi

I. 서론

◆ 제1절 연구의 배경 및 목표

- ◆ UNFCCC COP29에서는 신규기후재원 조성목표(NCQG)로 2035년까지 연 3,000억 달러 이상 확보에 합의하면서 글로벌 기후투자 확대가 본격화되었으며 한국 역시 NDC를 2018년 대비 40% 감축으로 상향했으나, 필요한 재원 확보와 민간투자 여건 조성에 어려움을 겪고 있는 상황임
 - ▶ 정책 불확실성, 수익성 리스크, 복잡한 규제, 기후데이터 부재 등이 민간의 참여를 저해하는 핵심 요인으로 지적
 - ▶ 민간참여의 장벽을 해소하기 위해서는 보다 다양한 정책 대응 필요성 제기
- ◆ 이에 본 연구에서는 민간부문 기후투자 촉진을 위해 세 가지 핵심영역(Pricing, Regulation, Subsidy)을 중심으로 살펴보고자 하였음
 - ▶ (Pricing) 국내 감축비용과 기술한계를 극복할 수 있다는 점에서, 국제감축사업이 주목받고 있는 상황으로 본 연구에서는 기후기술협력사업을 국제감축사업으로 연계하기 위한 사전 스크리닝 지표를 개발하여 민간분야의 국제감축사업에의 접근성과 사업효율성을 제고하고자 하였음
 - ▶ (Regulation) 국제사회는 기후변화 대응을 기업의 핵심 책임으로 보고 IFRS (ISSB S1·S2), EU ESRS, 미국 SEC, 한국 KSSB 등 기후공시 의무화를 강화하고 있는 실정, 이에 따라 국내 기업, 특히 철강·화학·반도체 등 탄소집약 산업은 CBAM 등 해외 규제와 맞물려 기술혁신과 공시 대응이 동시에 요구됨. 산업별 지속가능경영보고서를 분석해 기업이 인식하는 기후기술과 제약요인을 도출하고, 산업 전환 역량 및 정책적 시사점을 제시하고자 하였음
 - ▶ (Subsidy) 신기술일 경우 시장 불확실성과 초기수요가 부족함에 따라 이를 해결할 수 있는 정책지원이 필수적으로, 수소경제는 기존 화석연료 의존 경제구조에서 탈피하여 청정에너지 기반 경제로 전환하는 과정에서 중추적 역할을 담당하나 현재 국내 수소산업은 높은 초기투자비용과 기술적 불확실성, 시장 수요의 불안정성 등으로 인해 민간의 참여에 제약이 따르는 상황이기 때문에 문헌 및 사례분석을 통해 청정수소 투자 활성화를 위한 제도 설계 시사점 제시하고자 하였음

◆ 제2절 연구내용 및 추진방법

- ◆ 본 연구는 총 5개의 장으로 구성되었으며, 세 가지 핵심분야를 중심으로 구성됨

- ▶ △제1장에서는 연구필요성과 목표를 제시하고, 문헌분석을 통해 이론적 틀을 제시하였고, △제2장에서는 민간기업의 국제감축사업 진입 시 활용할 수 있는 사전 스크리닝 방법론을 제안하였으며, △제3장에서는 국내외 주요 기후공시 기준에서 제시하는 기후기술 관련 공시항목을 검토하고, 고배출산업 내 분석대상 기업의 기후기술 도입현황과 전략적 대응 방안을 분석하여, 기술 실현 과정에서 나타나는 제약 요인을 도출하여 정책 및 R&D 지원의 근거마련을 위한 방안을 제시하였고, △제4장에서는 국내외 수소산업 민간참여 동향분석을 바탕으로 수소경매제도에 대한 이론적 기반마련과 국내 시장 특성에 맞는 경매모델 설계를 제안하였고, △제5장에서는 본 연구의 결론 및 한계를 정리하고, 후속연구 방향을 제시함

◆ 제3절 선행연구

- ◆ 2023년 기준 글로벌 기후금융 규모는 약 8.1조 달러로, 2030년까지 9조 달러로 증가할 전망으로, 공공재원만으로는 한계가 있어 민간 자본의 대규모 참여 확대가 불가피한 상황임
 - ▶ 그러나 현재 민간의 기여도는 32% 수준으로, 정책 불확실성, 데이터 부족, 기술 리스크 등으로 민간 투자가 위축된 상황으로, 정부는 제도 개선과 정책 예측 가능성 확보를 통해 민간 투자 리스크를 완화해야 할 필요가 있음
- ◆ 우리나라의 경우 2025년 기준 상위 1000대 기업 중 약 400개가 탄소중립 목표를 선언했으나, 이행계획의 구체성 부족과 투자 리스크 인식(85%)이 높아 이를 해소하기 위한 정책적 지원이 시급한 상황임
 - ▶ 특히 대기업-중소기업 간 역량 격차가 커 이를 해소하기 위한 맞춤형 지원이 필수적이며 이는 공급망 전반의 탈탄소화를 좌우할 핵심 요인으로 제시되고 있음
- ◆ 이에 선행연구(ADB, CREDS 등)에서는 탄소중립에의 민간참여 활성화를 위해 단일 수단이 아닌 정책 조합(Policy Mix)이 필수적임을 강조하고 있으며, 규제(Regulation), 가격(Pricing), 보조금(Subsidies)을 대표적인 수단으로 강조하고 있음
 - ▶ 국제감축사업은 배출권거래를 전제로 한 대표적인 가격(Pricing) 제도에 해당하며, 기후공시는 규제(Regulation), 수소경매제도는 보조금(Subsidies)에 해당한다는 점에 있어 본 연구의 이론적 틀을 공고히 함
 - ▶ 국제감축사업은 국내 감축비용/기술한계를 극복할 수 있다는 점에서, 기후공시는 정보 비대칭 및 투자자 신뢰 문제를 해결할 수 있다는 점에서, 수소경매제도는 신기술 시장 창출 및 초기 수요 불확실성을 해결할 수 있다는 점에 있어 탄소중립 민간참여 활성화를 위한 정책 포트폴리오로 구성될 수 있음

II. 국제감축사업 효과성 제고를 위한 사전 스크리닝 방법론 고도화

◆ 제1절 국제감축사업을 둘러싼 국내외 현황

- ◆ 2024년 COP29에서 국제탄소시장을 다룬 파리협정 제6조의 세부이행규칙이 확정되며 본격적인 시장이 출범할 수 있게 되었으며 국제적으로 이전가능한 감축실적(ITMO)이 국제회계에 반영될 수 있는 기반이 마련됨
 - ▶ 이는 “누가 감축할 것인가”라는 논의에서 “어떻게 협력하여 감축할 것인가”로의 전환을 제도적으로 구체화한 조항으로, 글로벌 차원의 감축 성과를 회계화(accounting), 자산화(assetization), 거래화(transactionalization) 하는 과정을 통해 국가 간 협력뿐 아니라 민간과 비국가 주체의 참여를 촉진하며, 나아가 전 지구적 탄소 감축을 위한 새로운 제도적 틀을 마련하는 의미 있는 진전으로 평가될 수 있음
- ◆ 국제적으로 탄소시장 활용 비중은 빠르게 확대되는 추세로, 2024년 기준 168개 NDC 중 78%가 탄소시장 활용을 언급했으며, 이 중 절반 이상이 제6.2조 협력적 접근 방식 활용의사를 표하고 있음
 - ▶ 스위스-태국 간 첫 공식 ITMO 거래 사례는 추가성에 대한 논쟁에도 불구하고, 제6.2조 메커니즘의 실효성을 보여주며 국제 감축 프로젝트 시장의 자금 안정성과 경제성을 입증
- ◆ 우리 정부 또한 상향된 NDC 목표에 따라 국외감축 비중을 기존 1,620만 톤에서 3,750만 톤으로 늘린 상황으로, 기술 확보와 시설 투자 부담으로 국내 산업계의 직접 감축이 어려운 현실에서 국외 감축 프로젝트는 비용 효율적 대안으로 부상하고 있음
 - ▶ 단기적으로 우선협력국 중심의 조기 착수 프로젝트를 확보하는 한편, 장기적으로 다양한 지역과 부문에서 감축 잠재력이 높은 사업 포트폴리오를 구축해야 할 필요가 있으나 민간기업의 사업참여에는 여전히 어려움이 따르는 상황으로 이를 지원하기 위한 지원이 필요한 상황임
- ◆ 이를 뒷받침하기 위해 본 연구는 민간기업이 국제감축사업을 계획할 때 활용할 수 있는 사전 스크리닝 방법론을 제안하였으며, 이를 통해 민간기업의 국제감축사업에 대한 접근성 및 효과성을 제고하고자 하였음

◆ 제2절 국제감축사업 연계를 위한 사전 스크리닝 방법론 고도화

- ◆ 선행연구 및 개선 필요성
 - ▶ 기후기술 협력사업 평가체계 비교분석 결과, 국제기구(CTCN, GCF)는 필수 적격요건과 우선순위 기준(지속가능성, 파급효과 등)으로 평가하며, 주요국(스위스 KliK·일본 JCM·싱가포르 ICC)은 탄소시장 거래 적격성과 엄격한 MRV 등 감축실적 품질을 최우선시하고, 국내 부처는 공통적으로 감축효과를 평가하되 강조점이

상이(경제·재무성/환경·국제정합성/정책 연계성)한 것으로 나타남

- ▶ 기존 그린 ODA 중심의 스크리닝 지표를 기후기술협력 전반으로 확대하고, 파리협정 제6.2조 핵심요건(환경적 무결성·상응조정·MRV) 및 추가성 등 국제 탄소시장 기준을 내재화하며, 경제성·재무성 등 현실적 사업 타당성 평가지표를 보완할 필요성이 확인

◆ 사전 스크리닝 방법론 지표 고도화

- ▶ **고도화 추진 절차:** 기존체계 비교·분석 → 지표 후보군 도출 → 지표 적합성 검토(전문가 설문조사) → 지표 배점 산정(AHP 가중치 도출)

▶ 최종 사전 스크리닝 지표 및 배점

구분	대분류 배점	지표	중분류 배점
[1단계] 국가 특성	0.15	국제감축사업 우선 협력국	0.10
		NDC 제출국의 감축목표	0.05
[1단계] 분야 특성	0.15	국내 강점 기후기술 분야	0.03
		개도국 기술수요 큰 분야	0.05
		감축 효과 큰 분야	0.05
		추가성 연계 적격/부적격 분야	0.02
[1단계] 사업 특성	0.10	파리협정 6조 해당 사업	0.10
1단계 지표 합계			0.4
[2단계] 협력 준비성	0.25	협력대상국 여건	0.06
		협력대상국 기후정책·제도 준비도	0.09
		협력대상국 감축사업 실행경험·재원조달 역량	0.10
[2단계] 협력 효과성	0.25	감축사업 연계 가능성	0.15
		감축사업 확산 가능성	0.10
[2단계] 협력 당위성	0.1	한국 상위 정책상 기술요소와의 연계성	0.10
2단계 지표 합계			0.6
스크리닝 지표 총계			1.0

◆ 사전 스크리닝 방법론의 적용

- ▶ **협력유망국 선정:** 제도적 성숙도·이행의지·감축사업 경험이 우수한 가나, 인도네시아, 모로코, 캄보디아, 몽골, 베트남, 페루, 콜롬비아, 라오스, 태국이 상위 10개국으로 도출됨

- ▶ **우선 협력 분야:** 산업효율, 건물효율, 수송효율, 태양광, 폐자원, 풍력, 메탄처리, 기타 온실가스 처리, 탄소흡수원, 바이오매스 순으로 우선순위가 나타남
- ▶ **지표 활용방안:** ODA·CTCN·CDM·VCM 등 다양한 국제협력 메커니즘을 종합하여 파악하고, 국제감축사업 연계 우선국가·우선분야 선정 및 정책결정의 근거로 활용하며, 기술 적용성 진단과 탄소시장 진출 전략 수립에 참고

◆ 제3절 소결

- ◆ COP29에서 파리협정 제6조 세부이행규칙 확정으로 국제탄소시장이 본격 출범하며, ITMO를 활용한 국가 및 민간 감축 협력이 제도화됨에 따라 이에 대한 기대가 높아지고 있음
 - ▶ 한국 또한 상향된 NDC 목표에 따라 국외감축 비중을 대폭 확대해야 하는 상황에서, 비용 효율적 국제감축사업의 중요성이 커지고 있음
- ◆ 본 연구는 국제감축사업에의 민간기업 참여 확대를 위해 국내외기준을 반영한 사전 스크리닝 지표를 고도화하고, 유망국가 및 우선분야를 도출하여 정책·사업 결정의 실질적 근거를 마련함
 - ▶ 이를 통해 NDC 달성을 위한 국제감축사업에의 참여확대와 국내 기후기술기업의 국제탄소시장에서의 경쟁력 제고를 기대함

III. 기후공시 프레임을 활용한 산업별 기후기술 전환전략 분석

◆ 제1절 대내외 환경변화에 따른 산업별 기후기술 전환의 도전과제

- ◆ 국제사회는 기후변화 대응을 기업의 핵심 책무로 인식하며, 기후위험과 기술대응 역량을 투명하게 공개하도록 하는 기후공시 의무화와 ESG 공시기준 제정을 가속화하고 있음
 - ▶ 2024년부터 시행된 IFRS 지속가능성 공시기준(ISSB S1·S2)를 비롯해, EU의 유럽지속가능성공시기준(ESRS), 미국SEC의 기후공시 규정, 한국형 KSSB 기준 등 주요 경제권 모두가 기후위험과 기술대응의 투명한 보고를 요구
- ◆ 국내 기업 또한 공시준비와 감축활동 관리의 부담이 가중되고 있으며, 특히 탄소집약적이고 수출의존도가 높은 산업(철강, 기초화학, 반도체 등)은 CBAM 등 국제 규제와 맞물려 공시·규제·기술혁신의 전환 압력*에 직면해 있음
 - * EU의 철강 수입 쿼터 축소 및 관세 인상에 따른 여파로 국내 철강업계의 수출 부담 및 추가 하락¹⁾, 2030년 까지 CBAM 적용 대상을 모든 고탄소 품목으로 확대하기로 하면서 국내 석유화학·플라스틱 등 주력 수출 산업 모두 새로운 무역장벽 및 전환 압박 강화²⁾

1) 파이낸스투데이. (2025.10.10.). 철강株, EU 규제 쇼크...POSCO·세아·동국제강 등 하락. 접속링크: <https://www.fntoday.co.kr/news/articleView.html?idxno=365270>

2) 매일일보 경제(2025.08.10.) 2030년 CBAM 전면 확대...석유화학·플라스틱도 사정권. 접속링크:

- ▶ 해당 산업군은 공시 대응 뿐 아니라 지속적인 저탄소 기술개발을 통하여 구조적 대응체계 마련이 불가피한 실정
- ◆ 산업 전환 지원의 가속화 필요성 및 시급성이 부각됨에 따라 국내 주요 산업의 탄소중립 달성을 위한 핵심 기술과 그 실현상의 제약 요인을 파악하여 정책적 지원 강화를 위한 방향 제시가 필요
 - ▶ 기업들이 반복적으로 언급하는 기술은 저탄소·에너지효율·순환자원화 등 온실가스 감축 핵심 영역으로, 이는 산업별 전환경로(Transition Pathway)의 중심축을 이루어 주목이 요구됨
- ◆ 이를 위해 본 연구에서는 주요 핵심 산업별로 대외적으로 공개된 기업의 지속가능경영보고서의 기술 전환 항목을 바탕으로, 산업별 기후기술 인식과 전환역량을 종합 분석하였고 국내 산업의 대내외 규제 대응 및 경쟁력 확보를 위한 전략적 시사점을 도출하였음

◆ 제2절 기후공시 동향 및 기후기술 연관항목 분석

- ◆ 본 연구에서는 TCFD, IFRS S2, ESRs의 주요 항목을 기준으로, 기업의 '기후리스크·기회', '기술 대응', '배출량 공시', '친환경 투자 관련 공시' 데이터를 정량·정성적으로 수집 및 분석하여 주요 업종별 특징을 도출함
 - ▶ 이를 위해, ① 업종별 동종군(Industry Peer) 선정, ② 기후대응 수준 스크리닝, ③ 벤치마킹(BM) 대상 도출의 절차를 거쳐 분석대상을 확정하였음
 - ▶ 대표성·시장점유율·해외노출도 등을 고려해 주요 기업을 선정, ESG·공시 수준 검토 및 전문가 검증을 통해 10개 업종, 국내 27개·해외 20개 기업 최종 도출
 - ▶ 이 중 철강·석유화학·반도체를 심화 분석대상으로 설정, 해당 분야의 국내·외 기업의 최근 3개년(2022~2024년) 지속가능경영보고서를 분석하여 기후기술 대응 특성과 주요 항목을 심층 분석함
- ◆ 주요 업종별 특징 분석
 - ▶ **국내 기업의 업종별 Scope 1,2 특징: Scope 1 배출 규모는 철강 > 석유정제품 > 기초화학·반도체 > 디스플레이 순으로 나타남.** 철강·석유화학은 연소·공정 배출이 집중된 고탄소 산업, 반도체·디스플레이는 배출량은 적지만 고지구온난화지수(GWP) 불소계 가스 사용으로 인해 CO₂ 환산 배출이 크게 산정됨을 확인. Scope 2에서 반도체·디스플레이 산업은 전력 다소비 구조로 배출량이 가장 높은 것으로 나타났음.
 - ▶ **산업별(철강, 석유화학, 반도체) 기후대응 관련 위험/기회요인 분석: ①철강 -**

수소환원제철 등 전환기술 도입에 따른 비용·투자 부담과 규제 강화로 인한 위협에 직면하는 한편, 저탄소 강제 수요 확대와 공정 효율화·자원순환을 통한 새로운 기회도 확보중, ②**석유화학** - 온실가스 감축 요구와 에너지 비용 상승, 탄소가격제 등으로 인한 규제·비용 부담이 커지는 동시에, 재활용·바이오 원료 활용과 저탄소·순환경제 기술 도입을 통해 신시장 창출과 경쟁력 제고의 기회요인 존재, ③**반도체**- 저탄소 기술 전환에 따른 막대한 투자비와 에너지·원자재 비용 상승, 탄소규제 강화로 인한 운영 부담이 주요 리스크로 작용하는 반면, 공정 효율화·에너지 절감·재생에너지 전환을 통한 비용 절감 및 경쟁력 강화, 저탄소 기술 개발 및 가치사슬 혁신을 통한 신시장 기회 모색 중

◆ 제3절 기후기술 대응 현황 및 감축기술 로드맵

◆ 각 분야별 주요 탄소 발생원 및 대응기술

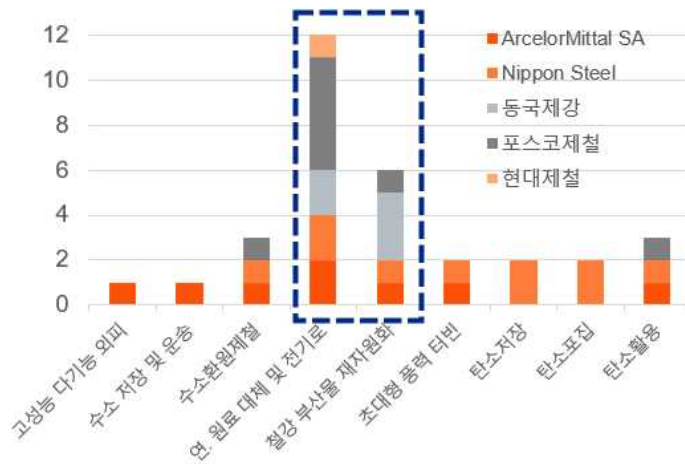
▶ **철강**: 주요 탄소발생원은 코크스 제조, 고로 환원, 제강·압연 등 화석연료 기반 고온 연소 공정이며, 특히 고로 환원 과정이 전체 배출의 70% 이상을 차지 → 주요 대응 기술은 △코크스의 바이오매스·수소 연료 대체, △전기로(EAF) 확대를 통한 공정 전환, △수소환원제철(H₂-DRI) 기술 도입, △부산물 재자원화 및 순환이용 등으로 요약

▶ **석유화학**: 천연가스·석탄·원유를 이용한 납사분해(NCC), 에탄크래커(ECC), 석탄가스 전환(CTO) 등 고온·고압의 에너지 집약 공정으로, 연료 연소와 스팀 생산 과정에서 직접·간접 배출이 동시에 발생 → 주요 대응 기술은 △저탄소 원료 전환, △공정 효율화 및 에너지 절감, △자원 순환 및 재활용 강화로 요약

▶ **반도체**: 웨이퍼 제조와 식각·증착 등 전공정 단계의 고지구온난화지수(GWP) 가스 사용으로, 특히 CF₄·SF₆·NF₃ 등 불화계 공정가스가 직접배출의 핵심 요인 → △저GWP 대체가스 전환, △공정가스 회수·정화 기술 도입, △에너지 효율화 및 재생에너지 활용 확대로 요약

◆ 기업별 기술적용 현황 및 전망

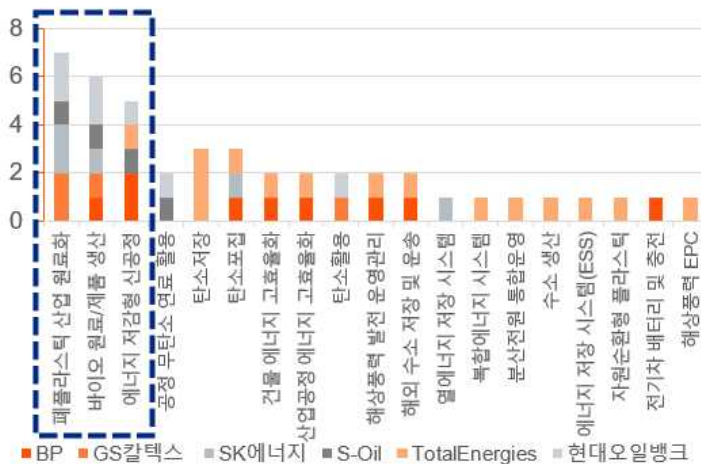
▶ **철강**: 단기적으로 전기로 전환을 통해 Scope 1 배출을 감축하고 있으나, 전력 사용 증가로 Scope 2 배출이 늘어나는 한계 → 수소환원제철과 전기로 병행 도입, 재생에너지 활용 및 에너지 효율화를 통해 장기적 탈탄소 전환을 추진



[그림 3-17] 철강분야 국내·외 BM기업 별 기후기술 대응

구분	주요 내용	주도 기업
전기로(EAF) 혁신 가속	전기로를 중심으로 한 생산체계 전환, 고급강 생산 가능성 확대	ArcelorMittal, POSCO, Nippon Steel
공정·원료 저탄소화	DRI·HBI 활용 브릿지 기술로 기존 고로의 탄소배출 단계적 감축	POSCO, ArcelorMittal
수소환원제철 상용화 전환	HyREX·hydrogen-ready DRI 등 데모 플랜트 가동 및 로 개발 진전	
자원순환 고도화	부산물 (슬래그·슬러지) 순환 및 폐자원 활용 제품화 전략 확산	ArcelorMittal, JFE Steel

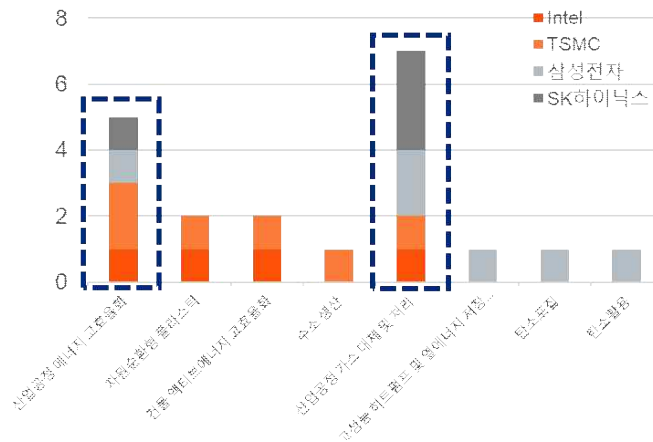
▶ **석유화학** : 기존 설비를 활용한 자원순환 기술 적용과 전기가열 공정 전환을 통해 탈탄소화를 추진중. 재생합공유(SAF) 생산 등 자원순환 기술을 확대하고, 기초화학 분야는 전기가열 스팀 크래커와 재생전력 활용으로 무탄소 공정 전환 효과 개선 주력



[그림 3-18] 석유화학 분야 국내·외 BM기업 별 기후기술

구분	주요 내용	주도 기업
무탄소 연료 기반 전환 가속	<ul style="list-style-type: none"> 청정수소·청정암모니아 등 무탄소 연료 활용을 통한 공정 탄소배출 저감 확대 기존 화석연료 연소 중심 정유공정에서 탈피하여 연료 다변화 및 저탄소 생산체계로 전환 중. 	S-OIL, 현대오일뱅크, BP
에너지 효율화 및 디지털 정유 고도화	<ul style="list-style-type: none"> TC2C, Digital Refinery, 공정 자동화, 데이터 기반 최적화 등 4차산업 기술을 활용한 에너지 절감 및 운영 효율화 추진 Scope 1·2 감축을 위한 공정 지능화 확산 	
바이오 연료 상용화 확대	<ul style="list-style-type: none"> 지속가능항공유(SAF), 바이오 선박유(BMF), 바이오 나프타 등 바이오 기반 대체연료 생산 증가 정유설비 내 co-processing을 통한 상용생산체계 구축 	SK에너지, GS칼텍스, TotalEnergies
페플라스틱 자원순환 및 화학적 재활용 고도화	<ul style="list-style-type: none"> 열분해·정제·후처리 기술을 통한 페플라스틱의 석유화학 원료화 혼합 폐자원 처리 및 불순물 저감 기술 고도화로 순환경제 기반 확립 	SK에너지, 현대오일뱅크, GS칼텍스
배출관리 및 재생가스 활용 강화	<ul style="list-style-type: none"> 메탄 누출 모니터링, RNG 플랜트 운영, 예측형 배출 관리 등 디지털 기반의 배출 관리 고도화 탄소 배출의 실시간 정량화와 관리체계 구축 	BP
바이오·플라스틱 융합형 신산업 확장	<ul style="list-style-type: none"> 바이오매스 열축매공정을 통한 SAF 생산, 생분해성·리뉴어블 플라스틱 개발 등 신소재 중심의 저탄소 비즈니스 확산 	TotalEnergies

▶ **반도체** : 고GWP 가스 저감과 에너지 효율 향상을 위해 산업가스 대체·처리 기술과 공정 효율화 혁신을 병행, 주요 기업들은 저전력 제품·AI 공정 최적화·첨단 냉각·대체가스 개발 등을 통해 전력 절감과 배출 최소화를 추진



[그림 3-20] 반도체 분야 국내·외 BM기업 별 기후기술 대응

구분	주요 내용	주도 기업
산업공정 에너지 고효율화	<ul style="list-style-type: none"> 저전력 반도체 및 저장장치 개발 (LPDDR, HBM, SSD 등) AI 기반 공정 예측·전력 관리 기술 적용 고효율 장비 및 데이터센터 에너지 최적화 EUV 공정 개선 및 폐열·자원 회수 기술 도입 	삼성전자, SK하이닉스, 인텔, TSMC
산업공정 가스 대체 및 처리 기술	<ul style="list-style-type: none"> 불화가스 대체 및 저GWP 가스 적용 확대 NF₃ 세정공정 저감 및 스크러버 효율 향상 CVD 공정 개선 및 촉매 분해기술 도입 실시간 가스 감시·제어 시스템 구축 VOC·PM 등 오염물질 저감 장비 활용 	

◆ 제4절 소결

- ◆ 국내 기업은 기후공시, CBAM, 공급망 탈탄소 등 국제 규제가 강화되며, 국내 산업 전반에 탈탄소 전환 압력이 급격히 확대되고 있음
 - ▶ 수익성 중심의 전환 과제: 저리 자금 지원보다 안정적 수익성과 품질 확보 능력이 기업의 전환 의사결정을 좌우하는 핵심 요인으로 부상
 - ▶ 기술 상용화의 타이밍 격차: 신기술 확보에도 불구하고 시장 수요·가격 수용성의 미흡으로 전환기술이 ‘필요하지만 수익성이 낮은 투자’로 인식되고 있음
 - ▶ 정책 비대칭성 심화: 중국·일본은 대규모 정부 지원으로 경쟁력을 강화하는 반면, 한국은 정책 일관성·지속성 부족으로 구조적 열위에 놓여 있는 상황
- ◆ 예측 가능한 로드맵 수립, 정합적 규제 설계, 공공-민간 간 위험 분담체계 구축을 통해 산업이 불확실성을 극복하고 적극적인 전환 투자로 나아갈 수 있는 환경 조성 필요

IV. 탄소중립을 위한 기술혁신과 시장설계 분석: 한국과 유럽의 수소 경매제도를 중심으로

◆ 제1절 서론: 탄소중립 혁신기술로서 수소의 전략적 중요성

- ◆ 수소는 민간 부문 탄소중립 달성을 위한 혁신기술로서 탈탄소화가 어려운 부문(철강, 시멘트, 화학, 항공, 해운 등)의 핵심 대안 에너지로 부상함
 - ▶ 전 세계 연간 CO₂ 배출량의 약 30%를 차지하는 난감축 부문에서 화석연료를 대체 가능하며, 재생에너지 변동성 보완, 에너지 저장 및 연료 역할 수행으로 에너지 전환 유연성 제고함
 - ▶ 민간은 규모가 크게 성장할 것으로 전망되는 수소 시장을 선점하고 ESG 경영 대응 등 경쟁력 확보, 정부의 정책지원 및 투자 유인을 적극적으로 활용하기 위하여 수소와 같은 혁신 기술을 통한 탈탄소화를 꾀함
- ◆ 수소의 물리적 특성과 시장구조를 살펴보면 현재 전 세계 수소 생산의 약 절반은

천연가스, 나머지는 석탄·석유에서 생산하고 전기분해를 통한 생산은 약 4%에 불과함.
수소는 천연가스 대비 약 1/3의 체적 에너지 밀도, 영하 253도에서 액화, 350-700 bar의 높은 압력 필요로 하여 특수 인프라가 요구됨

- ▶ 현재로선 산업 원료 시장 성격이 강하며, 유동적 거래 플랫폼은 최근 등장 시작
- ◆ 이처럼 경제성 부족한 수소 생산·이용 분야에 민간 투자 유인 위해 종합 정책 패키지가 필수적으로 보조금, 인센티브, 규제 완화, 시장 창출 등 다층적 지원이 요구됨
 - ▶ 발전차액계약제도(CfD), 탄소차액계약(CCfD) 등 시장 기반 정책으로 가격 신호 정책과 비가격 정책 조합을 통해 효과와 투명성 극대화 가능함
- ◆ 이에 따라 EU는 2023년 유럽수소은행(EHB) 출범, 그린수소 생산지원 경매제도 운영하여 혁신기금 통해 약 9억9200만 유로 규모 보조금, 15개 프로젝트 지원하였으며 향후 10년간 약 220만 톤 재생수소 생산을 목표로 함
 - ▶ 독일은 H2Global 프로그램으로 이중경매(double auction) 방식을 통해 정부 중개기관이 해외 그린수소 구매 후 국내 수요처에 판매함
- ◆ 한국은 2024년 5월 세계 최초 청정수소발전 경쟁입찰시장(CHPS) 개설하여 청정수소발전 의무화제도로 수소 연료 발전 전기 전력시장 공급을 유도함
- ◆ 본 연구는 한국 CHPS 제도의 설계를 EU 수소은행 지원경매와 비교하고 및 CHPS 제도 관련 이해관계자 인터뷰 기반 경험적 분석을 통해 운영 현황 및 한계를 고찰하고 개선 방안 도출하고 함
 - ▶ 연구 흐름: 한국 수소 생태계 분석 → 청정수소 발전 시장 분석 → 유럽 수소 경매제도 분석 → 한·EU 비교분석 → 정책적 시사점 도출
- ◆ 본 연구와 유사한 선행연구로 경매설계의 일반 원칙, 수소경제의 구조, 에너지 인프라 경매의 특수성 연구, 재생에너지-수소 통합 최적화 연구, 입찰자 행동과 리스크 관리 연구가 등을 파악함
 - ▶ 본 연구는 청정수소 발전 경매라는 새로운 영역을 직접 다루고, 한국 CHPS의 독특한 맥락과 초기 경험을 분석하고, 수요 중심 경매와 공급 중심 경매를 비교를 했다는 점에서 선행연구와 차별성을 지님

◆ 제2절 수소 경매제도 개요

- ◆ 세계 수소 시장을 살펴보면 IRENA의 1.5°C 시나리오: 청정수소는 2050년까지 온실가스 감축의 약 12% 차지 예상하고 현재 2024년 5월 기준 52개국이 수소 전략·로드맵 수립, 이중 52%가 신흥국·개발도상국인 만큼 그린수소는 에너지 안보 강화, 녹색 산업화 촉진, 일자리 창출 등 다층적 편익 제공할 수 있음
- ◆ 하지만 수소 확산의 주요 장벽으로는 특정 수소 기술 미성숙, 에너지 소비·손실, 기존

인프라 호환성 문제라는 기술적 장벽, 높고 불확실한 생산·운송 비용이라는 경제적 장벽, 그린수소 부문 규제 프레임워크 미비, 국가 공공기관 간 조율 부족이라는 제도적 장벽, 그리고 대중 인식·수용성 부족, 투자자 신뢰 부족, 전문인력·기술 부족이라는 사회적 장벽이 존재함

- ◆ 경매 시스템은 경쟁을 통한 가격 발견, 장기 수익 안정성, 명확한 프로젝트 파이프라인을 제공함
 - ▶ 다만 가격 압박으로 인해 혁신이 어렵고, 경쟁이 부족할 경우 가격이 높아지며 소규모 생산자에게는 진입장벽이 되는 등 한계가 존재함
- ◆ 수소 경매의 유형과 구조는 크게 6가지로 정리할 수 있음
 - ▶ 공급측 경매(CfD/고정 프리미엄): 생산자 직접 지원, 수소 용량 확대 명확하나 기준 가격 설정 어려움
 - ▶ 공급측 경매(CCfD): CO2 저감 비용과 탄소 가격 차이 평준화, ETS 연계 강하나 복잡
 - ▶ 수요측 경매(CfD/고정 프리미엄): 수소 사용-화석연료 간 비용 격차 해소, 난감측 부문 직접 지원
 - ▶ 수요측 경매(CCfD): 수소 사용 부문 대상, 배출 감축 최대화하나 수소 확대 기여도 낮음
 - ▶ 통합 경매: 클러스터 내 공급·수요 결합, 운송 인프라 부족 해결하나 경쟁 제한
 - ▶ 양방향 경매: 공급·수요 동시 매칭, 리스크 제거하나 중개자의 높은 마케팅 리스크
- ◆ 경매 시스템은 초기 수소시장의 정보 비대칭성 해소하고 실제 시장가격(LCOH)을 확인할 수 있고 고정보조금보다 재정 부담 축소하며 국산 기자재 사용 등 산업정책 연계할 수 있으며 기후·환경 목표, 에너지 안보, 산업 탈탄소화, 시장 유동성 증대, 인프라 과제 해결 등 다양한 정책 목표 달성 가능하다는 정책적 의의를 가짐
- ◆ 경매의 설계요소는 크게 경매수요 설정, 자격요건 및 제출서류, 위치·기술·프로젝트 명시, 낙찰자 선정, 위험배분·보상체계로 나눌 수 있음. 본 보고서를 해당 범위별 요소들을 살펴보고 이를 활용하여 4절에서 한국과 EU의 시스템 설계를 비교분석 함

◆ 제3절 한국 수소 생태계의 형성과 청정수소발전시장

- ◆ 한국은 2019년 「수소경제 활성화 로드맵」으로 골든타임(3-4년) 내 선도적 위치 확보 추진하고 2019년 「수소 기술개발 로드맵(안)」으로 생산·저장·운송·활용·안전 전 주기 전략 수립, 2040년까지 단계별 목표 제시하며 부생수소→추출수소→수전해→해외 생산·수입 다단계 공급 구조 마련함
- ◆ 법·제도적 기반을 살펴보면, 2020년 2월 세계 최초 「수소경제 육성 및 수소 안전관리법」 제정, 2021년 2월 시행함

- ▶ 수소전문기업 확인제도, 수소충전소 판매가격 보고제도, 공공시설 충전소·연료전지 설치요청권, 수소특화단지 지정 제도를 도입함
- ▶ 추진체계를 살펴보면 산업통상자원부(총괄 기획), 한국에너지공단(현장 집행), 한국전력거래소(수소발전 시장 운영), H2코리아(민관협의체)로 구성됨
- ◆ 한국의 수소산업 실태조사 분석자료에 따르면 2023년 기준 수소산업 사업체는 2,859개로 수소활용(45.3%), 수소유통(26.8%), 수소관련서비스(14.1%), 수소생산(13.9%) 순임
 - ▶ 중소기업 중심(70%)의 분산형 생태계, 특히 수소유통 분야 중소기업 비중이 83%으로 매우 높음
 - ▶ 총 매출액 12조 5,115억 원 중 수소활용 분야 64.7%(약 8조 원) 차지
 - ▶ 주요 애로사항은 R&D 자금 부족(28.2%), 전문인력 부족(21.8%), 시장 정보 부족(23.2%), 연구·실증 인프라 부족(20.5%), 수요·시장 불확실성(17.7%)
 - ▶ 정책 수요는 보조금 확대(4.5점), 인프라 지원(4.4점), 금융 지원(4.4점), 제도·규제 정비(4.4점) 순이나 실제 지원수준 만족도는 평균 2.8점
- ◆ 한국의 청정수소발전시장과 경매제도를 살펴보면 기존 RPS는 연료전지 지원 한계(연료가격·REC 가격 변동성)로 수소발전시장 추진 후 CHPS로 발전함
 - ▶ 2022년 5월 수소법 개정으로 CHPS 법적 근거 마련, 2024년 5월 세계 최초 청정수소 발전 경쟁입찰시장 개설하였고 청정수소 활용 확대, 초기 시장 진입 장벽 해소, 국내 수소 발전 산업 생태계 활성화, 온실가스 감축, 에너지 안보 강화를 목적으로 함
- ◆ 설계요소를 살펴보면 청정수소·암모니아 연료로 생산한 전력을 한전이 전량 구매, 15년간 CfD 방식으로 지원함
 - ▶ 2024년 1차 입찰은 6.5TWh 목표 중 0.75TWh만 낙찰(11.5%), 2025년 2차 입찰은 목표 3TWh로 조정
 - ▶ 비공개 경쟁입찰, 제시가 방식(pay-as-bid), 가격 60%-비가격 40% 복합 평가
 - ▶ CfD는 고정 요소(용량 지불금)와 유동 요소(연료비)로 구성, 2025년부터 환율 연동 추가
 - ▶ 참여 자격은 청정수소 20% 이상 혼소 또는 100% 전소 발전소, 청정수소 인증(수소 1kg당 $\leq 4\text{kg CO}_2\text{e}$) 필수, RPS 등록 발전소 제외

◆ 제4절 유럽 수소 경매제도

- ◆ EU의 수소 정책 배경을 살펴보면, 2020년 7월 유럽 그린딜의 일환으로 수소 전략 발표, 2050년 기후중립 달성 기반 마련하였고 2022년 REPowerEU 계획으로 2030년까지 재생수소 목표 2배 확대함(연간 2,000만 톤: 국내 1,000만 톤+수입 1,000만 톤)

- ▶ 그린수소-회색수소 간 가격 격차(3.5-10 EUR/kg) 해소 위해 경매와 함께 규제 조치 도입함
- ◆ 유럽 수소 경매제도 설계 및 운영 구조를 살펴보면, 2023년 1차 경매는 8억 유로 예산, 2024년 2차 경매는 일반 부문 10억+해양 부문 2억 유로 예산으로 운영됨
 - ▶ 2024년 2차 경매는 61개 입찰(요청 자금 48억 유로)이 접수되어 가용 예산 4배 초과, 총 6.3GW 수전해 용량으로 향후 10년간 730만 톤 재생수소 생산 예상
 - ▶ Auction-as-a-Service로 개별 국가가 국가 예산으로 추가 프로젝트 공동 자금 지원 가능(스페인, 리투아니아, 오스트리아가 2차 경매에서 8억 3,600만 유로 추가 기여)
 - ▶ 공급 측면 입찰은 완전 정착, 수요 측면 입찰은 시험 단계, 이중 측면 입찰은 회원국 전반 도입 진행 중
 - ▶ 상한가 4.50 EUR/kg(1차) → 4.00 EUR/kg(2차) 인하

◆ 제5절 한국-유로 수소 경매제도 비교 분석

- ◆ 주요 비교분석 결과는 다음과 같으며 본문에 비교표를 마련함:
 - ▶ EU는 수소(kg) 거래·고정 프리미엄·가격 단독 경매 중심, 한국은 전력(MWh) 거래·CfD·가격-비가격 복합 평가
 - ▶ EU는 생산 지원(공급측), 한국은 수요 창출(발전시장)이라는 근본적 차이
 - ▶ EU는 2차 경매부터 공급 안보·산업 리더십 반영, 중국산 수전해 스택 조달 제한 등 전략적 자율성 강화, 한국은 환율 연동(2025년), 물량 차입·이월 제도로 사업자 리스크 완화 강화
 - ▶ 이행 보장은 EU 최대 보조금의 8%, 한국 연간 계약 금액의 10%
 - ▶ 준비기간은 EU 5년(운영 개시)+2.5년(재무적 종결), 한국 36개월 표준(2025년)
 - ▶ 양 제도 모두 초기 경험 바탕으로 빠르게 개선, 정책 학습 과정 거침
- ◆ 본 연구는 CHPS 관련 이해관계자인 설계자, 발전사업자 그리고 관련 연구자를 대상으로 인터뷰 기반 경험적 분석을 진행하였으며 이를 세가지 관점으로 정리함
 - ▶ **제도 설계자 관점:** CHPS는 15년 장기계약으로 수요 창출을 통한 생태계 구축을 목표로 하며, 기술 중립성 원칙 하에 그린·블루수소를 단일 시장에서 경쟁시키고 20% 혼소율로 도전적 기술개발을 촉진함. 2025년 개선사항으로 환율 연동, 물량 차입·이월 제도를 도입하였으며, 한국의 발전시장 구조(한전 독점, 공기업 중심)가 대규모 수요 창출에 유리하나 국내 생산의 현실적 제약으로 수입 중심 전략이 불가피함. 향후 과제는 상한가격의 국민 수용성과 기술개발 간 딜레마 해결, 이용률 보장 메커니즘 마련, 장기적으로 재생에너지·원전 잉여 전력 활용 수전해 수소 생산 지원 및 수소 거래소 업무 확장임

- ▶ **발전사업자 관점:** CHPS는 20% 혼소 등 도전적 목표와 15년 장기계약으로 기술개발을 가속화하나, 블루수소가 가격 경쟁력(그린수소 대비 100-300달러 저렴)으로 단기 우위를 점하며, 2025년 환율 보정 이후 비가격 점수 차이(약 150달러 커버)로 블루-그린 혼합 전략이 필요함. 주요 도전 과제는 상한가 충족(절대 변수), 연료비 변동성, 이용률 보장 불확실성, 준비기간 차등화 미흡하며, 발전사들은 각자 포트폴리오 최적화, 이용률 확보, 전주기 확보, 고효율 해안권 중심 등 차별화 전략을 추구하나 공동 구매는 경쟁구조로 실행 어려움
- ▶ **연구자 관점:** 청정수소 생산의 주요 병목은 재생에너지 전력 조달과 수전해 설비 부하 대응 능력이며, 국내 생산은 재생에너지·원전 기반 수전해만이 진정한 자립이나 소재·부품·장비의 해외(특히 중국) 의존도가 높아 에너지·산업 안보 문제가 있으며, 높은 가격으로 인한 수요처 확보 어려움. 청정수소 인증제는 보수적 배출량 산정과 1등급 초저배출 기준(0.1kg CO₂/kg H₂)으로 블루수소 생산자도 재생에너지 연결을 시도하게 만들며, 한국 인증제는 세계 최초 완성으로 EU·미국보다 빠른 개발을 통해 국제적 참고 대상이 되었으나 2024년 환율 리스크로 인증 효과가 미발현됨. 2025년 환율 보정 이후 1등급-4등급 간 약 150달러 가격 차이 효과가 예상되며, CHPS는 15년 장기계약으로 확실한 수요처를 제공하여 생산 쪽 투자를 유도하는 국제적으로 인정받는 수요 창출 정책임
- ◆ 본 연구는 주요 정책적 시사점으로 기술경제적·지정학적 평가에 기반한 수소 수입 전략의 필요성, 한국의 청정수소발전시장 SWOT 분석을 통한 활용방안을 제시함

◆ 제6절 소결

- ◆ 한국은 수요 측면 시장 창출(15년 장기계약) 전략, EU는 공급 측면 경매지만 수요처 계약 확보 자격요건으로 하이브리드 방식
- ◆ 20% 혼소율 등 도전적 목표로 기술개발 가속화, 청정수소 인증제(1등급: 0.1kg CO₂/kg H₂)의 엄격한 기준이 감축기술 투자 유도함. 가격 경쟁력이 절대 변수로 작용, 2024년 첫 경매 11.5% 낙찰은 상한가 설정 비현실성이 있었음. 단기 비용 효율성이 장기 기술 혁신 제약하는 구조적 긴장이 존재함
- ◆ EU는 수소(kg) 거래·고정 프리미엄, 한국은 전력(MWh) 거래·CfD, 정책 목표 차이 반영함. 양 제도 모두 이행 보증 강화, 준비기간 조정, 리스크 완화 조치 등 초기 경험 바탕으로 빠르게 개선 중으로 '설계-실행-평가-개선'의 정책 학습 과정 거치며, 이해관계자 피드백이 제도 진화에 결정적임
 - ▶ EU는 가격 단독→공급 안보·산업 리더십 반영, 중국산 수전해 스택 조달 제한 등 전략적 자율성 강화

- ▶ 한국은 가격-비가격 복합 평가이나 상한가 통과가 절대 변수, 환율 보정 후 비가격 중요성 상승

V. 결론 및 제언

- ◆ 본 연구는 탄소중립 달성을 위한 민간참여 활성화를 위해 △국제감축사업(가격제도), 기후공시(규제), 수소경매제도(보조금)를 핵심 메커니즘으로 선정하여 각 수단에 대해 심층연구를 수행하였음
 - ▶ 기후기술협력사업의 국제감축사업 연계를 위한 사전 스크리닝 방법론 개발, △글로벌 기후공시 의무화에 따른 대응방안, △한-유럽 수소경매제도 분석을 통한 핵심정책과제를 도출하였음
- ◆ 기후기술협력사업의 국제감축사업 연계 스크리닝 방법론 개발
 - ▶ 연구는 기존 그린 ODA 중심 평가체계를 기후기술협력 전반으로 확대하고, 환경적 무결성·상응조정·MRV·추가성 등 국제탄소시장 핵심 요건을 반영한 사전 스크리닝 방법론을 개발함
 - ▶ 3단계 절차를 통해 10개 협력유망국(가나, 인도네시아, 모로코, 캄보디아, 몽골, 베트남, 페루, 콜롬비아, 라오스, 태국)과 산업·건물·수송 효율 등 우선 협력분야를 도출함
 - ▶ 개발된 방법론은 민간기업의 정보 비대칭과 초기 진입장벽을 완화하는 도구로 가능하며, 제도 성숙도가 높은 국가는 Fast Track 대상, 제도 구축 단계 국가는 ODA 연계 중장기 파트너십 대상으로 차별화 전략 수립이 가능함
- ◆ 글로벌 기후공시 의무화 대응방안
 - ▶ 2024년 IFRS 지속가능성 공시기준(ISSB S1·S2), EU ESRS, 미국 SEC 기후공시 규정, 한국형 KSSB 기준 등이 시행되면서 기업의 기후위험과 기술적 대응 역량 공개가 의무화되었으며, 철강·석유화학·반도체 등 탄소집약 산업군은 CBAM 등 해외 규제와 맞물려 공시·기술·규제 대응이 복합적으로 요구되는 구조적 전환기에 직면함
 - ▶ 산업별 대응 수준 진단 결과, 철강산업은 수소환원제철 등 저탄소 생산기술 도입 현황 투명 공시가 필요하고, 석유화학산업은 공정별 배출계수와 CCUS 적용 현황, 반도체산업은 Scope 3 대응 역량과 데이터 신뢰성 강화가 시급한 과제로 나타남
 - ▶ 한국은 지원 불확실성과 정책 일관성 부족으로 구조적 경쟁력이 취약한 상황으로, 정합적 규제 설계와 중장기 인센티브 체계 마련이 필요함
- ◆ 글로벌 기후공시 의무화 대응방안
 - ▶ 한국의 CHPS는 세계 최초 수소 발전 의무화 제도로, 15년 장기계약을 통한 수요

창출(demand creation) 전략을 채택한 반면, EU는 공급 측면 경매로 수소 생산을 직접 지원하는 하이브리드 방식을 운영함

- ▶ CHPS는 20% 혼소율과 엄격한 인증기준(1등급: 0.1kg CO₂/kg H₂)으로 '강제적 혁신' 구조를 형성했으나, 가격 경쟁력이 절대 변수로 작용하여 장기 기술 혁신을 제약하는 긴장이 존재함
- ▶ 향후 정책 방향으로는 단기적 상한가 현실화와 이용률 보장 메커니즘 도입, 중기적 블루-그린 시장 분리 또는 쿼터제 검토, 장기적 국내 수소 생산 지원과 공급망 협상력 강화를 위한 제도적 장치 마련이 필요함
- ◆ 본 연구는 국제감축사업, 기후공시, 수소경매제도를 민간참여 활성화를 위한 세 가지 핵심영역으로 선정하고 개별 수단의 효과성을 심층 분석했다는 데 의의가 있음
 - ▶ 그러나 세 수단 간의 상호관계에 대한 실증적 검증이 부족하여, 후속 연구에서는 각 정책수단의 심층 분석과 함께 상호 보완적이면서도 실행 가능한 통합 정책 모델 제시가 필요함

주요 키워드

기후기술, 민간기업, 국제감축사업, 사전 스크리닝, ESG 경영

I . Introduction

◆ **Section 1.** Research Background and Objectives

- ◆ At UNFCCC COP29, the agreement to secure over \$300 billion annually by 2035 as the New Climate Finance Goal (NCQG) marked the full-scale expansion of global climate investment. While Korea also raised its NDC to a 40% reduction compared to 2018 levels, it faces challenges in securing the necessary funds and creating conditions for private investment.
 - Key factors hindering private participation include policy uncertainty, profitability risks, complex regulations, and lack of climate data.
- ◆ This study aims to propose an integrated solution centered on three policy instruments (Pricing, Regulation, Subsidies) to promote private-sector climate investment, building on prior research.
 - (Pricing) Enhancing pre-screening methodologies for linking climate technology cooperation projects with international reduction projects: With the expected expansion of participation in Article 6-based international reduction projects following the finalization of detailed implementation rules for the Paris Agreement's Article 6, develop pre-screening indicators compatible with climate technology cooperation projects to improve private sector accessibility.
 - (Regulation) Complying with Climate Disclosure Regulations: Global frameworks such as IFRS (ISSB S1·S2), the EU's ESRS, the U.S. SEC, and Korea's KSSB are tightening mandatory climate-related disclosures. Carbon-intensive sectors like steel, chemicals, and semiconductors must meet these compliance demands while innovating in response to measures such as the CBAM. This section analyzes industry sustainability reports to identify technology perceptions, barriers, and policy implications for transition readiness.
 - (Subsidies) Activating Hydrogen Auction System: The hydrogen economy plays a pivotal role in transitioning from a fossil fuel-dependent structure to a clean energy-based economy. However, the domestic hydrogen

industry currently faces constraints on private participation due to high initial investment costs, technological uncertainties, and unstable market demand. This section presents implications for institutional design to activate clean hydrogen investment, based on literature and case analysis.

◆ **Section 2. Research Method**

- ◆ This study consists of five chapters, structured around three core areas
 - ΔChapter 1 presents the research necessity and objectives, establishing a theoretical framework through literature analysis. ΔChapter 2 proposes a pre-screening methodology for private companies entering international reduction projects. Δ Chapter 3 analyzed climate technology disclosure items from major domestic and international standards, analyzed the adoption status and strategic responses of high-emission industries, and identified constraints in technology realization to inform policy and R&D support. Δ Chapter 4 establishes a theoretical foundation for hydrogen auction systems based on an analysis of domestic and international trends in private sector participation in the hydrogen industry, proposing an auction model design suited to domestic market characteristics. Δ Chapter 5 summarizes the conclusions and limitations of this study and suggests directions for follow-up research.

◆ **Section 3. Previous Research**

- ◆ As of 2023, the global climate finance market size is approximately \$8.1 trillion, projected to increase to \$9 trillion by 2030. Public funds alone are insufficient, making large-scale private capital participation inevitable.
 - However, the current private sector contribution stands at only 32%. Private investment is constrained by policy uncertainty, data gaps, and technological risks. Governments must mitigate private investment risks by improving systems and ensuring policy predictability.
- ◆ In Korea, approximately 400 of the top 1,000 companies had declared carbon neutrality goals by 2025. However, implementation plans lack specificity, and investment risk perception (85%) remains high, making urgent policy support essential to address these issues.

- Particularly, the significant capability gap between large corporations and SMEs necessitates tailored support to bridge this divide. This is presented as a key factor determining decarbonization across the entire supply chain.
- ◆ Prior research (ADB, CREDS, etc.) emphasizes that a policy mix, rather than a single measure, is essential to activate private sector participation in carbon neutrality. Regulation, pricing, and subsidies are highlighted as representative tools.
 - International mitigation projects represent a key pricing mechanism based on emissions trading, while climate disclosure falls under regulation and hydrogen auctions correspond to subsidies, thereby solidifying the theoretical framework of this study.

II. Enhancement of the Pre-Screening Methodology for Linking International Mitigation Projects

◆ **Section 1.** Current Status of International Mitigation Projects

- ◆ With the finalization of the detailed implementation rules for Article 6 of the Paris Agreement, which governs the international carbon market, at COP29 in 2024, the market can now formally launch. This establishes the foundation for Internationally Transferable Mitigation Outcomes (ITMOs) to be reflected in international accounting.
 - This institutionally solidifies the shift from the discussion of “who will reduce emissions” to “how to cooperate to reduce emissions.” It is evaluated as a significant step forward, establishing a new institutional framework for global carbon reduction. This is achieved by facilitating cooperation between nations and encouraging participation from the private sector and non-state actors through the processes of accounting, assetization, and transactionalization of global reduction outcomes.
- ◆ Internationally, the reliance on carbon markets is rapidly expanding. As of 2024, 78% of 168 NDCs mention utilizing carbon markets, with over half expressing intent to use the cooperative approach under Article 6.2.

- The first official ITMO transaction between Switzerland and Thailand, despite debates over additionality, demonstrates the effectiveness of the Article 6.2 mechanism and proves the financial stability and economic viability of the international reduction project market.
- ◆ Our government has also increased the share of overseas reductions from 16.2 million tons to 37.5 million tons in line with its enhanced NDC target. Given the difficulty for domestic industries to achieve direct reductions due to technology acquisition and facility investment burdens, international mitigation projects are emerging as a cost-effective alternative.
 - In the short term, securing early-stage projects focused on priority partner countries is essential, while long-term efforts require building a project portfolio with high reduction potential across diverse regions and sectors. However, private companies still face challenges in participating in these projects, necessitating support measures.
- ◆ To support this, this study proposes a pre-screening methodology that private companies can utilize when planning international mitigation projects, aiming to enhance their accessibility and effectiveness in such projects.
- ◆ **Section 2.** Enhancement of the Pre-Screening Methodology for Linking International Mitigation Projects
 - ◆ Background and Need for Improvement
 - Comparative analysis of climate technology cooperation project evaluation systems shows that international organizations (CTCN, GCF) assess projects based on essential eligibility and priority criteria such as sustainability and impact potential. Leading countries (Switzerland's KliK, Japan's JCM, Singapore's ICC) focus on market eligibility, rigorous MRV systems, and the quality of mitigation outcomes. Korean ministries commonly assess greenhouse gas reduction effects but emphasize different aspects: economic/financial feasibility, environmental/international alignment, or policy consistency.
 - It is therefore necessary to expand the existing Green ODA screening framework to cover broader climate technology cooperation projects,

internalize key requirements of Article 6.2 of the Paris Agreement (environmental integrity, corresponding adjustment, MRV, additionality), and strengthen economic and financial feasibility indicators for practical applicability.

- ◆ Advancement of the Pre-Screening Indicators
 - The enhancement process followed four stages: (1) comparative review of existing systems, (2) derivation of indicator candidates, (3) expert validation survey, and (4) quantitative weighting using the AHP method.
 - Stage 1 indicators (total weight 0.40): national characteristics (2 sub-indicators, weight 0.15), sectoral characteristics (2 sub-indicators, weight 0.15), and project characteristics (3 sub-indicators, weight 0.10).
 - Stage 2 indicators (total weight 0.60): cooperation readiness (3 sub-indicators, weight 0.25), cooperation effectiveness (2 sub-indicators, weight 0.25), and cooperation justification (1 sub-indicator, weight 0.10).
- ◆ Application of the Methodology
 - Priority partner countries: Ghana, Indonesia, Morocco, Cambodia, Mongolia, Vietnam, Peru, Colombia, Laos, and Thailand were identified as the top ten potential partners based on institutional maturity, implementation readiness, and mitigation project experience.
 - Priority sectors: industrial efficiency, building efficiency, transport efficiency, solar energy, waste-to-energy, wind power, methane treatment, other GHG processing, carbon sinks, and biomass technologies were identified as key focus areas.
 - Utilization: The indicators can serve as an integrative tool linking multiple cooperation mechanisms such as ODA, CTCN, CDM, and VCM. They support the identification of priority countries and sectors for international mitigation cooperation, inform policy decision-making, and guide private companies in assessing technology applicability and developing carbon market entry strategies.

◆ **Section 3.** Conclusion

- ◆ Expectations are rising as the international carbon market officially launches following the finalization of detailed implementation rules for

Article 6 of the Paris Agreement at COP29, and cooperation between national and private sector emissions reductions using ITMOs becomes institutionalized.

- For Korea, which must significantly expand the proportion of overseas emissions reductions in line with its enhanced NDC target, the importance of cost-effective international emissions reduction projects is growing.
- ◆ This study enhances pre-screening indicators reflecting domestic and international standards to expand private sector participation in international mitigation projects. It identifies promising countries and priority sectors, providing substantive grounds for policy and project decisions.
- This is expected to increase participation in international reduction projects for achieving NDCs and enhance the competitiveness of domestic climate technology companies in the international carbon market.

III. Analysis of Industry-Level Climate Technology Transition Strategies Using the Climate Disclosure Framework

- ◆ **Section 1.** Challenges of Industry-Level Climate Technology Transition Amid Domestic and Global Changes
 - ◆ The international community increasingly regards climate change response as a core corporate responsibility, accelerating the mandatory disclosure of climate-related information and the establishment of ESG reporting standards.
 - Beginning in 2024, major economies—including the IFRS Sustainability Disclosure Standards (ISSB S1·S2), the EU's European Sustainability Reporting Standards (ESRS), the U.S. SEC Climate Disclosure Rules, and Korea's KSSB Standards—require transparent reporting of climate risks and technological responses.
 - ◆ Korean companies are also facing rising burdens in disclosure preparation and emissions management. In particular, carbon-intensive and export-dependent industries (such as steel, petrochemicals, and

semiconductors) are under increasing pressure from international regulations like the CBAM, creating a structural turning point where disclosure, regulation, and technological innovation intersect.

- For these industries, it is essential not only to enhance disclosure compliance but also to establish systematic, technology-driven low-carbon transition mechanisms.
- ◆ As the urgency for industrial transition support intensifies, it has become increasingly important to identify key technologies for achieving carbon neutrality and the barriers to their realization, thereby informing stronger policy support.
 - Technologies most frequently cited by companies—such as low-carbon processes, energy efficiency, and resource circularity—represent the core pillars of greenhouse gas mitigation and form the foundation of industry-specific transition pathways.
- ◆ Accordingly, this study analyzed the climate technology awareness and transition capacity of major industries based on the technology transition sections disclosed in corporate sustainability reports, deriving strategic policy implications to enhance Korea’s industrial competitiveness and regulatory readiness in the face of global climate transition pressures.
- ◆ **Section 2. Analysis of Climate Disclosure Trends and Climate Technology-Related Items**
 - ◆ This study identified key industry characteristics by collecting and analyzing both quantitative and qualitative data related to corporate disclosures on “climate risks and opportunities,” “technological responses,” “emission disclosures,” and “green investments”, based on major items from the TCFD, IFRS S2, and ESRS frameworks.
 - To achieve this, the analysis followed a three-step process: ① selection of industry peers, ② screening of climate response levels, and ③ identification of benchmarking (BM) targets.
 - Representative companies were selected considering market share, global exposure, and industrial relevance. After reviewing ESG and disclosure levels and conducting expert validation, the final dataset included 10

industries with 27 domestic and 20 international companies.

- Among them, steel, petrochemical, and semiconductor sectors were designated for in-depth analysis, focusing on the climate technology strategies and disclosure characteristics presented in their sustainability reports over the past three years (2022–2024).

- ◆ Analysis of Key Industry Characteristics

- Scope 1 and 2 Emissions by Sector: Among Korean industries, Scope 1 emissions are highest in the order of steel > petroleum refining > basic chemicals/semiconductors > displays. Steel and petrochemical sectors are classified as high-carbon industries with concentrated combustion and process emissions, while semiconductors and displays—though having smaller emission volumes—show high CO₂-equivalent emissions due to the use of high-global warming potential (GWP) fluorinated gases. In terms of Scope 2, the semiconductor and display industries record the highest emissions because of their electricity-intensive production structures.

- Sectoral Climate Risk and Opportunity Analysis: ① Steel – Faces risks from rising costs and regulatory pressures associated with adopting transition technologies such as hydrogen-based direct reduced iron (H₂-DRI), but also opportunities from growing demand for low-carbon steel, process efficiency gains, and resource recycling. ② Petrochemicals – Experiences increasing regulatory and cost burdens from greenhouse gas reduction mandates, higher energy prices, and carbon pricing, yet gains opportunities through recycled and bio-based feedstocks, and low-carbon and circular economy technologies that enhance competitiveness. ③ Semiconductors – Confronts major risks from high investment costs, energy and raw material price hikes, and tightened carbon regulations, but identifies opportunities in process efficiency, energy reduction, renewable power adoption, and low-carbon innovation across the value chain to drive new market growth.

- ◆ **Section 3.** Current Status of Climate Technology Responses and Emission Reduction Roadmaps

- ◆ Major Sources of Carbon Emissions and Corresponding Mitigation Technologies by Sector

- Steel: Primary emission sources include coke production, blast furnace reduction, and steelmaking/rolling processes, all of which are high-temperature fossil fuel-based combustion processes. The blast furnace reduction stage alone accounts for over 70% of total emissions. Key mitigation technologies include Δ fuel substitution (biomass or hydrogen instead of coke), Δ process conversion through expanded use of Electric Arc Furnaces (EAFs), Δ introduction of hydrogen-based direct reduced iron (H_2 -DRI), and Δ by-product recycling and circular use.
- Petrochemicals: Major emissions arise from high-temperature, high-pressure, energy-intensive processes such as naphtha cracking (NCC), ethane cracking (ECC), and coal-to-olefins (CTO), which rely on natural gas, coal, and crude oil feedstocks. Both direct (fuel combustion) and indirect (steam generation) emissions occur simultaneously. Key mitigation strategies include Δ transition to low-carbon feedstocks, Δ process optimization and energy efficiency improvements, and Δ enhancement of resource recycling and reuse.
- Semiconductors: Key emissions stem from the use of high-global warming potential (GWP) gases—such as CF_4 , SF_6 , and NF_3 —during wafer fabrication, etching, and deposition processes. These gases are the main contributors to direct (Scope 1) emissions. Corresponding mitigation measures include Δ transition to low-GWP alternative gases, Δ implementation of process gas recovery and abatement systems, and Δ enhancement of energy efficiency and adoption of renewable energy sources.

- ◆ **Section 4. Conclusion**

- ◆ Korean industries are facing intensifying decarbonization pressures as global regulations—such as climate disclosure, CBAM, and supply chain decarbonization—continue to strengthen.
 - Profitability-centered transition challenges: Rather than the ease of financing, stable profitability and product quality assurance have become

the key determinants of corporate transition decisions.

- Timing gap in technology commercialization: Despite technological advancements, insufficient market demand and price acceptance cause transition technologies to be perceived as “necessary but unprofitable investments.”
- Deepening policy asymmetry: While China and Japan enhance industrial competitiveness through large-scale government support, Korea faces structural disadvantages due to inconsistent and short-term policy frameworks.
- ◆ It is essential to establish an environment that enables industries to overcome uncertainty and pursue proactive transition investments through predictable roadmaps, coherent regulatory design, and shared public-private risk management systems.

IV. Technology Innovation and Market Design for Carbon Neutrality: Focusing on Hydrogen Auction Systems in Korea and Europe

- ◆ **Section 1.** Introduction: Strategic Importance of Hydrogen as an Innovation Technology for Carbon Neutrality
- ◆ Hydrogen has emerged as a key alternative energy for hard-to-abate sectors (steel, cement, chemicals, aviation, shipping, etc.) as an innovation technology for achieving carbon neutrality in the private sector
 - It can replace fossil fuels in hard-to-abate sectors that account for approximately 30% of global annual CO₂ emissions, and enhances energy transition flexibility by complementing renewable energy variability and performing energy storage and fuel roles
 - The private sector pursues decarbonization through innovative technologies such as hydrogen to preempt the rapidly growing hydrogen market, respond to ESG management and secure competitiveness, and actively utilize government policy support and investment incentives
- ◆ Examining hydrogen's physical characteristics and market structure, currently about half of global hydrogen production comes from natural gas, the rest from coal and oil, with electrolysis accounting for only about 4%.

Hydrogen requires special infrastructure with about 1/3 the volumetric energy density of natural gas, liquefaction at -253°C , and high pressure of 350-700 bar

- Currently, it has more characteristics of an industrial feedstock market, with liquid trading platforms just beginning to emerge
- ◆ A comprehensive policy package is essential to attract private investment in hydrogen production and utilization sectors lacking economic viability, requiring multi-layered support including subsidies, incentives, regulatory relief, and market creation
 - Market-based policies such as Contracts for Difference (CfD) and Carbon Contracts for Difference (CCfD) can maximize effectiveness and transparency through a combination of price signal policies and non-price policies
- ◆ Accordingly, the EU launched the European Hydrogen Bank (EHB) in 2023, operating a green hydrogen production support auction system, providing approximately €992 million in subsidies through the Innovation Fund to support 15 projects, with a goal of producing approximately 2.2 million tons of renewable hydrogen over the next 10 years
 - Germany promotes a double auction method through the H2Global program, where a government intermediary agency purchases overseas green hydrogen and sells it to domestic demand centers
- ◆ Korea opened the world's first Clean Hydrogen Power System (CHPS) competitive bidding market in May 2024, inducing supply of electricity generated from hydrogen fuel to the power market through a clean hydrogen power obligation system
- ◆ This study compares the design of Korea's CHPS system with the EU Hydrogen Bank support auction and examines operational status and limitations through empirical analysis based on interviews with CHPS-related stakeholders to derive improvement measures
 - Research flow: Analysis of Korea's hydrogen ecosystem → Analysis of clean hydrogen power market → Analysis of European hydrogen auction system → Korea-EU comparative analysis → Derivation of policy implications
- ◆ Previous studies similar to this research include general principles of

auction design, structure of the hydrogen economy, specificity of energy infrastructure auctions, renewable energy-hydrogen integration optimization studies, and bidder behavior and risk management studies

- This study differs from previous research in that it directly addresses the new area of clean hydrogen power auctions, analyzes the unique context and early experiences of Korea's CHPS, and compares demand-side auctions with supply-side auctions

◆ **Section 2** Overview of Hydrogen Auction Systems

- ◆ Looking at the global hydrogen market, IRENA's 1.5°C scenario predicts that clean hydrogen will account for approximately 12% of greenhouse gas reduction by 2050, and as of May 2024, 52 countries have established hydrogen strategies and roadmaps, of which 52% are emerging and developing countries, indicating that green hydrogen can provide multi-layered benefits including energy security enhancement, green industrialization promotion, and job creation
- ◆ However, major barriers to hydrogen diffusion include: technical barriers such as immature specific hydrogen technologies, energy consumption and losses, and compatibility issues with existing infrastructure; economic barriers of high and uncertain production and transportation costs; institutional barriers such as inadequate regulatory frameworks for green hydrogen sectors and lack of coordination among national public institutions; and social barriers including lack of public awareness and acceptance, lack of investor confidence, and shortage of specialized personnel and technology
- ◆ Auction systems provide price discovery through competition, long-term revenue stability, and clear project pipelines
 - However, limitations exist such as price pressure making innovation difficult, high prices when competition is insufficient, and entry barriers for small-scale producers
- ◆ Hydrogen auction types and structures can be broadly categorized into six types:
 - Supply-side auction (CfD/fixed premium): Direct support for producers,

- clear hydrogen capacity expansion but difficult to set reference prices
- Supply-side auction (CCfD): Equalizes difference between CO2 reduction costs and carbon prices, strong ETS linkage but complex
 - Demand-side auction (CfD/fixed premium): Bridges cost gap between hydrogen use and fossil fuels, directly supports hard-to-abate sectors
 - Demand-side auction (CCfD): Targets hydrogen-using sectors, maximizes emission reduction but low contribution to hydrogen expansion
 - Integrated auction: Combines supply and demand within clusters, solves transportation infrastructure shortage but limits competition
 - Two-way auction: Matches supply and demand simultaneously, removes risks but high marketing risk for intermediaries
- ◆ Auction systems have policy significance in that they can resolve information asymmetry in early hydrogen markets, identify actual market prices (LCOH), reduce fiscal burden compared to fixed subsidies, link with industrial policies such as use of domestic equipment, and achieve various policy objectives including climate and environmental goals, energy security, industrial decarbonization, market liquidity enhancement, and infrastructure challenge resolution
 - ◆ Auction design elements can be broadly divided into auction demand setting, qualification requirements and submission documents, location/technology/project specification, winner selection, and risk allocation/compensation system. This report examines elements by scope and uses them to compare and analyze the system designs of Korea and the EU in Section 4

◆ **Section 3** Formation of Korea's Hydrogen Ecosystem and Clean Hydrogen Power Market

- ◆ Korea pursued securing a leading position within the golden time (3-4 years) through the "Hydrogen Economy Activation Roadmap" in 2019, and established a full-cycle strategy for production, storage, transportation, utilization, and safety through the "Hydrogen Technology Development Roadmap (Draft)" in 2019, presenting phased goals until 2040, and establishing a multi-stage supply structure of by-product hydrogen →

extracted hydrogen → electrolysis → overseas production and import

- ◆ Looking at the legal and institutional foundation, the world's first "Hydrogen Economy Promotion and Hydrogen Safety Management Act" was enacted in February 2020 and implemented in February 2021
 - Introduced hydrogen specialized company verification system, hydrogen refueling station price reporting system, public facility refueling station and fuel cell installation request rights, and hydrogen specialized complex designation system
 - The implementation system consists of the Ministry of Trade, Industry and Energy (overall planning), Korea Energy Agency (field execution), Korea Power Exchange (hydrogen power market operation), and H2Korea (public-private consultative body)
- ◆ According to Korea's hydrogen industry survey analysis data, as of 2023, there are 2,859 hydrogen industry businesses, in order of hydrogen utilization (45.3%), hydrogen distribution (26.8%), hydrogen-related services (14.1%), and hydrogen production (13.9%)
 - SME-centered (70%) distributed ecosystem, particularly high proportion of SMEs in hydrogen distribution sector at 83%
 - Hydrogen utilization sector accounts for 64.7% (approximately KRW 8 trillion) of total sales of KRW 12.5115 trillion
 - Major difficulties include lack of R&D funding (28.2%), lack of specialized personnel (21.8%), lack of market information (23.2%), lack of research and demonstration infrastructure (20.5%), and demand/market uncertainty (17.7%)
 - Policy demands are in order of subsidy expansion (4.5 points), infrastructure support (4.4 points), financial support (4.4 points), and system/regulatory improvement (4.4 points), but actual support level satisfaction averages 2.8 points
- ◆ Looking at Korea's clean hydrogen power market and auction system, the existing RPS system promoted a hydrogen power market due to limitations in supporting fuel cells (fuel price and REC price volatility), which evolved into CHPS
 - Legal basis for CHPS established through amendment of Hydrogen Act in

May 2022, world's first clean hydrogen power competitive bidding market opened in May 2024, with objectives of expanding clean hydrogen utilization, removing early market entry barriers, activating domestic hydrogen power industry ecosystem, reducing greenhouse gases, and strengthening energy security

- ◆ Examining design elements, electricity produced from clean hydrogen and ammonia fuel is purchased entirely by KEPCO, supported through CfD method for 15 years
 - First bid in 2024 awarded only 0.75TWh out of 6.5TWh target (11.5%), second bid in 2025 adjusted target to 3TWh
 - Closed competitive bidding, pay-as-bid method, composite evaluation of 60% price and 40% non-price
 - CfD consists of fixed element (capacity payment) and floating element (fuel cost), with currency linkage added from 2025
 - Participation eligibility requires clean hydrogen 20% or more co-firing or 100% dedicated firing power plants, clean hydrogen certification ($\leq 4\text{kg CO}_2\text{e per 1kg hydrogen}$) mandatory, RPS registered power plants excluded

◆ **Section 4** European Hydrogen Auction System

- ◆ Looking at the EU's hydrogen policy background, hydrogen strategy announced in July 2020 as part of the European Green Deal, laying the foundation for achieving climate neutrality by 2050, and the REPowerEU plan in 2022 doubled renewable hydrogen targets by 2030 (20 million tons annually: 10 million tons domestic + 10 million tons import)
 - Introduced regulatory measures along with auctions to bridge the price gap between green hydrogen and gray hydrogen (3.5-10 EUR/kg)
- ◆ Examining the European hydrogen auction system design and operational structure, the first auction in 2023 had a budget of €800 million, and the second auction in 2024 operated with a budget of €1 billion for general sectors + €200 million for maritime sectors
 - The second auction in 2024 received 61 bids (requested funding €4.8 billion), exceeding available budget by 4 times, expecting to produce 7.3 million tons of renewable hydrogen over the next 10 years with total

electrolyzer capacity of 6.3GW

- ▶ Auction-as-a-Service allows individual countries to co-fund additional projects with national budgets (Spain, Lithuania, and Austria contributed an additional €836 million in the second auction)
- ▶ Supply-side bidding is fully established, demand-side bidding is in pilot phase, two-sided bidding is being introduced across member states
- ▶ Ceiling price reduced from 4.50 EUR/kg (first) → 4.00 EUR/kg (second)

◆ **Section 5** Comparative Analysis of Korea–Europe Hydrogen Auction Systems

- ◆ Main comparative analysis results are as follows, with a comparison table provided in the main text:
 - ▶ EU: Hydrogen (kg) trading, fixed premium, price-only auction focused; Korea: Electricity (MWh) trading, CfD, price-non-price composite evaluation
 - ▶ Fundamental difference: EU is production support (supply-side), Korea is demand creation (power market)
 - ▶ EU: From second auction, reflected supply security and industrial leadership, strengthened strategic autonomy including restrictions on Chinese electrolyzer stack procurement; Korea: Strengthened risk mitigation for operators through currency linkage (2025) and volume borrowing/rollover system
 - ▶ Performance bond: EU 8% of maximum subsidy, Korea 10% of annual contract amount
 - ▶ Preparation period: EU 5 years (operation start) + 2.5 years (financial close), Korea 36 months standard (2025)
 - ▶ Both systems rapidly improved based on early experience, going through policy learning process
- ◆ This study conducted interview-based empirical analysis targeting CHPS-related stakeholders including designers, power generators, and related researchers, organizing this into three perspectives:
 - ▶ System Designer Perspective: CHPS aims to build an ecosystem through demand creation with 15-year long-term contracts, competes green and blue hydrogen in a single market under the principle of technology

neutrality, and promotes challenging technology development with 20% co-firing rate. Improvements for 2025 introduced currency linkage and volume borrowing/rollover system, and while Korea's power market structure (KEPCO monopoly, public enterprise-centered) is advantageous for large-scale demand creation, import-centered strategy is inevitable due to realistic constraints on domestic production. Future tasks include resolving the dilemma between ceiling price public acceptance and technology development, establishing utilization rate guarantee mechanisms, and long-term support for electrolysis hydrogen production utilizing surplus renewable energy and nuclear power, and expansion of hydrogen exchange operations

- ▶ Power Generator Perspective: CHPS accelerates technology development with challenging goals such as 20% co-firing and 15-year long-term contracts, but blue hydrogen has short-term advantage with price competitiveness (100-300 dollars cheaper than green hydrogen), and after 2025 currency adjustment, blue-green mixed strategy is needed with non-price score difference (covering about 150 dollars). Major challenges include meeting ceiling price (absolute variable), fuel cost volatility, utilization rate guarantee uncertainty, and inadequate preparation period differentiation, and while generators pursue differentiation strategies such as portfolio optimization, utilization rate securing, full-cycle securing, and high-efficiency coastal focus, joint purchasing is difficult due to competitive structure
- ▶ Researcher Perspective: Major bottlenecks in clean hydrogen production are renewable energy power procurement and electrolyzer load response capability, and while domestic production with renewable energy and nuclear-based electrolysis is true self-sufficiency, high dependency on overseas (especially China) materials, parts, and equipment poses energy and industrial security issues, and difficulty securing demand centers due to high prices. Clean hydrogen certification system induces corporate emission reduction efforts through conservative emission calculation and Grade 1 ultra-low emission standard (0.1kg CO₂/kg H₂), causing even blue hydrogen producers to attempt renewable energy connection, and

Korea's certification system became an international reference through completion ahead of the EU and US, but certification effects were not realized in 2024 due to exchange rate risks. After 2025 currency adjustment, a price difference effect of about 150 dollars between Grade 1-4 is expected, and CHPS is an internationally recognized demand creation policy that induces production-side investment by providing certain demand centers through 15-year long-term contracts

- ◆ This study presents the need for hydrogen import strategy based on techno-economic and geopolitical evaluation and utilization measures through SWOT analysis of Korea's clean hydrogen power market as major policy implications

◆ **Section 6. Conclusion**

- ◆ Korea pursues demand-side market creation strategy (15-year long-term contracts), while the EU adopts a hybrid approach with supply-side auctions but requiring demand-side contract securing as qualification requirement
- ◆ Challenging goals such as 20% co-firing rate accelerate technology development, and strict standards of clean hydrogen certification system (Grade 1: 0.1kg CO₂/kg H₂) induce reduction technology investment. Price competitiveness acts as an absolute variable, and the first auction in 2024 with 11.5% award rate revealed unrealistic ceiling price setting. Structural tension exists where short-term cost efficiency constrains long-term technology innovation
- ◆ EU: Hydrogen (kg) trading and fixed premium; Korea: Electricity (MWh) trading and CfD, reflecting policy objective differences. Both systems are rapidly improving based on early experience, including performance bond strengthening, preparation period adjustment, and risk mitigation measures, going through a 'design-implementation-evaluation-improvement' policy learning process where stakeholder feedback is decisive for system evolution
 - EU: Strengthened strategic autonomy from price-only → reflecting supply security and industrial leadership, restricting Chinese electrolyzer stack procurement

- Korea: Composite price-non-price evaluation but meeting ceiling price is absolute variable, importance of non-price factors increases after currency adjustment

V. Conclusion and Recommendations

- ◆ This study selected three core mechanisms—international mitigation projects (pricing system), climate disclosure (regulation), and hydrogen auction system (subsidy)—to activate private sector participation for achieving carbon neutrality, conducting in-depth research on each instrument.
 - Developed a pre-screening methodology to link climate technology cooperation projects with international reduction projects, Δ identified response strategies for mandatory global climate disclosure, and Δ derived key policy tasks through analysis of the Korea-Europe hydrogen auction system.
- ◆ Development of a Screening Methodology to Link Climate Technology Cooperation Projects with International Mitigation Projects
 - The research expanded the existing Green ODA-centered evaluation system to encompass the entirety of climate technology cooperation and developed a pre-screening methodology reflecting core international carbon market requirements such as environmental integrity, corresponding adjustment, MRV, and additionality.
 - Through a three-step process, it identified 10 promising partner countries (Ghana, Indonesia, Morocco, Cambodia, Mongolia, Vietnam, Peru, Colombia, Laos, Thailand) and priority cooperation areas such as industrial, building, and transport efficiency.
 - The developed methodology functions as a tool to mitigate information asymmetry and initial entry barriers for private companies. It enables differentiated strategies: countries with high institutional maturity qualify for Fast Track, while those in the institutional development phase are targeted for ODA-linked mid-to-long-term partnerships.
- ◆ Technology Innovation and Market Design for Carbon Neutrality: Focusing on Hydrogen Auction Systems in Korea and Europe

- ▶ Mandatory disclosure standards such as the 2024 IFRS Sustainability Standards (ISSB S1 · S2), EU ESRS, US SEC climate disclosure regulations, and Korean KSSB standards have mandated corporate disclosure of climate risks and technical response capabilities. Carbon-intensive industries like steel, petrochemicals, and semiconductors face a structural transition requiring complex responses to disclosure, technology, and regulation, intertwined with overseas regulations like CBAM.
- ▶ Industry-specific response level assessments reveal urgent needs: the steel industry requires transparent disclosure on the adoption status of low-carbon production technologies like hydrogen-based ironmaking; the petrochemical industry needs to disclose process-specific emission factors and CCUS application status; and the semiconductor industry must urgently enhance Scope 3 response capabilities and data reliability.
- ▶ South Korea faces structural competitiveness weaknesses due to uncertain support and inconsistent policies, necessitating coherent regulatory design and the establishment of mid-to-long-term incentive systems.
- ◆ Technology Innovation and Market Design for Carbon Neutrality: Focusing on Hydrogen Auction Systems in Korea and Europe
 - ▶ Korea's CHPS is the world's first mandatory hydrogen power generation system, adopting a demand creation strategy through 15-year long-term contracts. In contrast, the EU operates a hybrid approach, directly supporting hydrogen production through supply-side auctions.
 - ▶ CHPS established a 'forced innovation' structure with a 20% co-firing rate and strict certification standards , but tensions exist as price competitiveness acts as an absolute variable, constraining long-term technological innovation.
 - ▶ Future policy directions require: short-term implementation of price caps and introduction of utilization guarantee mechanisms; mid-term consideration of blue-green market separation or quota systems; long-term establishment of institutional frameworks to support domestic hydrogen production and strengthen supply chain bargaining power.

Main Keywords

Climate technology, Private sector, International Mitigation Project,
Pre-screening, ESG management

I. 서론	1
제1절 연구의 배경 및 목표	1
제2절 연구내용 및 추진방법	4
제3절 선행연구	6
1. 탄소중립 달성을 위한 민간참여 필요성	6
2. 국내 민간기업의 탄소중립 현황	10
3. 소결	13
II. 국제감축사업 효과성 제고를 위한 사전 스크리닝 방법론 고도화	14
제1절 국제감축사업을 둘러싼 국내·외 현황	14
1. COP29 주요결과	14
2. 국내에의 시사점	17
제2절 국제감축사업 연계를 위한 사전 스크리닝 방법론 고도화	18
1. 선행연구 및 개선 필요성	18
2. 사전 스크리닝 방법론 지표 고도화	26
3. 사전 스크리닝 방법론의 적용	50
제3절 소결	53
1. 주요 연구결과	53
2. 정책적 시사점	54
III. 기후공시 프레임을 활용한 산업별 기후기술 전환전략 분석	55
제1절 대내외 환경 변화에 따른 산업별 기후기술 전환의 도전과제	55
1. 연구 배경 및 목적	55
2. 수행방법	57
제2절 기후공시 동향 및 기후기술 연관항목 분석	61
1. 주요 기후공시의 구성내용 및 기후기술 연관 항목	61
2. 주요 업종별 특징 분석	69

Contents

제3절 기후기술 대응 현황 및 감축기술 로드맵	82
1. 철강	82
2. 석유정제	86
3. 반도체	89
제4절 소결	92
1. 주요 연구결과	92
2. 정책적 시사점	96
IV. 탄소중립을 위한 기술 혁신과 시장 설계 : 한국과 유럽의 수소발전 경매제도 비교분석	98
제1절 서론 : 탄소중립 혁신기술로서 수소의 전략적 중요성	98
1. 연구배경 및 목적	98
2. 선행연구 조사	103
제2절 수소 경매제도 개요	105
1. 수소경제의 부상과 경매제도의 필요성	105
2. 수소 경매의 유형과 구조	107
3. 경매 시스템의 정책적 의의	112
4. 경매 설계요소	113
제3절 한국 수소 생태계의 형성과 청정수소발전시장	120
1. 수소 생태계 형성의 역사	120
2. 법적·제도적 기반	123
3. 한국의 수소산업 실태조사 분석	126
4. 한국의 청정수소발전시장과 경매제도	129
제4절 유럽 수소 경매제도	134
1. EU의 수소 정책 배경	134
2. 유럽 경매제도 설계 및 운영 구조	136
제5절 한국-유럽 수소 경매제도 비교 분석	139
1. 경매설계 비교분석	139
2. 인터뷰 기반 경험적 분석	151
3. 정책적 시사점	164

제6절 소결	177
1. 주요 연구 결과	177
2. 한-EU 수소 경매제도 비교의 시사점	179
3. 핵심 정책 과제	181

V. 결론 및 제언

참고문헌	189
------	-----

표 목차

[표 1-1] 산업의 탈탄소 전환을 위한 정책 메커니즘	7
[표 1-2] 기후정책과 금융규제	8
[표 2-1] UNFCCC 당사국총회에서 국제탄소시장 관련 주요 결정사항	14
[표 2-2] COP29 제6조 관련 핵심성과 요약	16
[표 2-3] 과학기술정보통신부의 CTCN 기술지원 신규과제 공모 평가기준	19
[표 2-4] GCF 투자 프레임워크 프로그램/프로젝트 제안 평가 기준	20
[표 2-5] UNFCCC, 스위스 Klik, 일본 JCM의 프로젝트 적격성 기준	22
[표 2-6] 부처별 국제 감축사업 사업평가 공통 평가 기준(환경부, 국토교통부, 산업통상자원부)	24
[표 2-7] 사전 스크리닝 방법론 지표 개선안	33
[표 2-8] 지표 적합성 전문가 설문 결과	37
[표 2-9] AHP를 통한 사전 스크리닝 지표별 가중치 결과	44
[표 2-10] 사전 스크리닝 지표 최종 가중치 산정 결과	46
[표 3-1] TCFD 전환 위험/기회 리스트	63
[표 3-2] IFRS S2 기준의 강화된 요구 사항(전략, 위험관리)	64
[표 3-3] ESRS 2의 공시 요구사항	67
[표 3-4] ESRS 기후기술 관련 공시 요구사항	67
[표 3-5] 철강업계 BM기업 탄소중립 로드맵	76
[표 3-6] 석유화학 분야 BM기업 탄소중립 로드맵	78
[표 3-7] 반도체 분야 BM기업 탄소중립 로드맵	80
[표 3-8] 저탄소 철강 기술 개발 현황	85
[표 3-9] 석유화학 저탄소 기술 개발 현황	88
[표 3-10] 반도체 저탄소 기술 개발 현황	91
[표 3-11] 철강분야 정책적 시사점	92
[표 3-12] 석유화학분야 정책적 시사점	94
[표 3-13] 반도체 분야 정책적 시사점	95

[표 4-1] 선행연구 정리표	104
[표 4-2] 수소경매 설계요소 정리표	119
[표 4-3] 한국-EU 수소 경매제도 비교표	144
[표 4-4] CHPS 이해관계자 인터뷰 종합분석 요약표	162
[표 4-5] 한국의 청정수소발전시장 SWOT 요약	175

그림 목차

[그림 1-1] 연구추진체계	5
[그림 1-2] 본 연구의 이론적 틀	9
[그림 1-3] 대한상의 설문조사 결과	12
[그림 2-1] 파리협정 제6조 사용을 언급한 당사국 비율	15
[그림 2-2] 사전 스크리닝 방법론 지표 고도화 추진 절차	26
[그림 3-1] 연구추진 배경 및 목적	56
[그림 3-2] 단계별 연구수행 내용	57
[그림 3-3] 분석대상 기업 선정 과정	58
[그림 3-4] 기업별 보고서 내 기후기술 연관항목 도출 과정	59
[그림 3-5] 국제 회계기준과 유럽 공시체계의 구조 비교도	60
[그림 3-6] TCFD 권고안 주요 요소	62
[그림 3-7] IFRS 기후공시 S1, S2 특징	65
[그림 3-8] ESRS 구성 및 First Set 세부 구성	66
[그림 3-9] 주요 산업별 국내 BM 기업 Scope 1 배출량 현황 (2024)	69
[그림 3-9] 주요 산업별 국내 BM 기업 Scope 2 배출량 현황 (2024)	70
[그림 3-11] 철강업계 주요 기후 위험/기회 요인	72
[그림 3-12] 석유화학 분야 주요 기후 위험/기회 요인	73
[그림 3-13] 반도체 분야 주요 기후 위험/기회 요인	75
[그림 3-14] 철강분야의 주요 탄소 발생원 및 대응기술	77
[그림 3-15] 석유화학 분야의 주요 탄소 발생원 및 대응기술	79
[그림 3-16] 반도체 분야의 주요 탄소 발생원 및 대응기술	81
[그림 3-17] 철강분야 국내·외 BM기업 별 기후기술 대응	84
[그림 3-18] 석유화학 분야 국내·외 BM기업 별 기후기술 대응	86
[그림 3-19] 석유화학 감축기술 로드맵(국내외 종합)	87
[그림 3-20] 반도체 분야 국내·외 BM기업 별 기후기술 대응	90

[그림 4-1] 연구 흐름도	102
[그림 4-2] 한국의 수소 생태계 형성 흐름도	120
[그림 4-3] 수소법 추진체계 예시	124
[그림 4-4] CHPS 운영구조	130

제1장

서론

제1절 연구의 배경 및 목표

기후위기가 전례 없는 속도로 심화되는 가운데, 전 세계는 2050년 탄소중립 달성을 위한 대전환점에 서 있다. 파리협정 이후 각국이 설정한 국가결정기여(NDC) 목표 달성을 위해서는 기존의 정책적 접근을 넘어서는 근본적이고 체계적인 변화가 요구되고 있다. 그리고 그 중심에는 “**재원조달**” 이슈가 부각되고 있다.

지난 UNFCCC 제29차 당사국 총회에서 가장 중요하게 논의되었던 의제도 “**재원조달**”이었다. ‘신규기후재원 조성 목표(NCQG; New Collective Quantified Goal)’를 두고 선진국과 개도국의 참여한 대립 끝 2035년까지 최소 연 3000억달러(약 421조원)를 조성하는 것을 합의하였다. 이로써 국제사회는 2035년까지 연간 1조 3000억달러 이상을 기후투자로 확대하기 위해 협력하여야 한다. 이 중 연간 3,000억 달러는 선진국이 주도적으로 조성해야 하는데, 이는 기존 1000억 달러 목표보다 3배 이상 확대된 것이다. 이에 민간기업들은 정부가 기후투자 촉진을 위해 체계적인 계획을 제시해 줄 것을 **요구**하고 있다.

한국 역시 2021년 탄소중립 선언 이후 2030년 NDC 목표를 2018년 대비 40% 감축으로 상향 조정하였으나, 이를 위한 소요재원 확보에는 상당한 도전에 직면해 있는 상황이다. EU의 탄소국경조정메커니즘(CBAM) 도입과 미국의 인플레이션감축법(IRA) 시행 등 주요국의 기후정책 강화 추세는 국내 기업들의 탄소중립 대응 역량 강화를 더욱 시급하게 만들고 있다.

그러나 **여러 제약 요인들이 민간부문의 투자 활성화를 저해**하고 있다. 이에 정책 불확실성과 장기 투자에 대한 예측 가능성 부족, 기후데이터의 접근성과 표준화 미흡, 투자 수익률에 대한 불확실성, 복잡한 규제 체계 등이 포함된다. 기존 화석연료 기반 산업구조에서 저탄소 경제로의 전환 과정에서 발생하는 리스크와 신기술 도입에 따른 기술적 위험도 민간투자 의사결정을 어렵게 만들고 있다.

이러한 상황에서 **효과적인 기후정책은 탄소중립 관련 프로젝트의 수익성과 상업적 타당성을 근본적으로 향상**시킬 수 있다. 다자개발은행인 ADB(2023)는 탄소중립을 위한 체계적인 정책수단과 금융규제³⁾는 민간투자를 활성화시킬 수 있는 기반이라고 강조한 바

있으며, 영국의 환경정책연구기관인 CREDS(2020) 또한 산업 탈탄소화를 위해서는 포괄적 탄소정책과 개별 정책이 상호 보완될 수 있도록 정책 패키지⁴⁾ 개발이 필요하다고 하였다.

이에 본 연구는 탄소중립 목표달성을 위해 민간참여를 활성화할 수 있는 방안을 세가지 핵심영역을 중심으로 살펴보고자 한다.

첫째, **국제감축사업의 효과성 제고** 측면이다. 국제감축은 탄소가격제(carbon pricing)의 하나로, 민간기업이 탄소중립 달성비용을 효율적으로 관리할 수 있는 핵심수단이다. 민간기업은 국제감축사업을 통해 획득한 감축실적(ITMO, Internationally Transferred Mitigation Outcome)을 국내의 배출권 의무이행에 활용함으로써 직접적인 비용 절감 효과를 기대할 수 있다. 이는 규제의 의무가 있는 기업이 국외에서 상대적으로 낮은 비용으로 탄소를 감축하고, 감축한 결과를 국내 감축 목표 달성에 활용할 수 있는 유연한 전략을 제공한다. 그러나 현재 국내 민간기업이 국제감축사업을 적극적으로 추진하는 데 있어 많은 어려움이 따르고 있다. 주요 정부부처에서 민간기업의 국제감축사업 참여활성화를 위해 다양한 사업을 운영하고 있으나, 개별적으로 운영되는 현행 체계는 협력사업 추진 시 중복성 및 비효율을 초래할 우려가 있다. 또한 정부는 국제감축 사업 참여 확대와 사업추진력 제고를 위해 무상원조재원 등과의 연계를 통한 지원 확대를 표명하고 있으나 구체적인 이행전략도 부재한 상황이다. 따라서 향후 민간기업들이 국제감축사업에 보다 쉽게 접근하고 참여할 수 있도록 구체적인 전략을 마련해야 할 필요가 있다. 이에 본 연구에서는 기후기술협력사업의 국제감축사업 연계를 위한 사전 스크리닝 지표를 개발하여, 민간기업이 보다 쉽게 국제감축사업에 접근할 수 있도록 하였다.

둘째, **기후공시 대응** 측면이다. 기후공시는 "투명성과 무결성 확보"를 통해 민간 기후자본 유입을 촉진하는 핵심 메커니즘이다(ADB, 2024). 기후공시는 투자자들에게 기후 관련 위험과 기회에 대한 신뢰할 수 있는 정보를 제공함으로써, 정보 비대칭성을 해소하고 투자 의사결정의 확실성을 높인다. 특히 글로벌 ESG 및 기후공시 의무화 확대, ESG 연계 금융상품 증가 등으로 인해 기후공시 요구 수준이 점차 높아짐에 따라, 기업 부담도 증가하고 있으나, 기업이 이를 체계적으로 대응할 경우 새로운 투자 기회로 전환될 수 있는 양면성도 가지고 있다. 그러나 이와 같은 중요성에도 불구하고, 국내 기업의 기후공시 대응은 아직 요원하다. 국내 기후공시 의무화법이 발의된 상황('24.11월)⁵⁾에서, 상장사 대상 설문조사 결과 민간기업의 58.4%가 도입 시기를 2028년 이후로 희망⁶⁾하는 등 아직 많은 기업의 기후공시를

3) ADB(2023)는 적절한 기후정책(climate policy)과 금융 규제(financial regulation)이 혼합(mix)될 때 탄소중립을 위한 민간자본 동원이 더욱 활성화될 것이라고 강조하였으며, 자세한 내용은 제3절에서 기술하였음.

4) CREDS(2020)는 포괄적 탄소정책과 각 과제별 보완정책을 연계한 정책 패키지를 통해 시너지 효과를 극대화하고 부정적 파급효과를 최소화할 수 있다고 하였으며, 정책옵션의 범주를 6개(△규제(에너지 성능기준, 기후공시 등), △보조금(탄소차액계약 등), △가격정책(탄소세, 배출권거래제 등), △정보기반(로드맵핑 등), △금융(투자위험 완화 등), △자발적 정책(자발적 공개/기준 등)으로 구분하였으며, 자세한 내용은 제 3절에서 기술하였음.

5) Kharn 2024. 11. 25. "강훈식 의원, 기후공시 의무화법 대표발의" <https://www.kharn.kr/news/article.html?no=26448> (2025.09.30. 접속)

포함한 ESG 공시 의무화에 큰 부담을 느끼고 있는 상황이다. 이러한 준비도 격차는 글로벌 경쟁력 저하와 투자 유치 기회 상실로 이어질 수 있다. 이에 본 연구에서는 기업이 국내외 기후공시 요구에 대비하기 위한 방향성을 선제적으로 탐색하여 제시하고자 하였다.

셋째, **혁신기술로서의 수소경매제도 활성화** 측면이다. 수소경제는 기존 화석연료 의존 경제구조에서 탈피하여 청정에너지 기반 경제로 전환하는 과정에서 증추적 역할을 담당한다. 우리 정부는 2050년 100% 청정수소(그린·블루 수소)로 공급을 목표로 하고 있다. 국내 생산 뿐만 아니라 우리 기술과 자본으로 생산한 해외 청정수소 도입을 통해 청정수소 자급률도 60% 이상 확대한다는 것이다. 그러나 현재 국내 수소산업은 높은 초기투자비용과 기술적 불확실성, 시장 수요의 불안정성 등으로 인해 민간의 참여에 제약이 따른다. 이를 해결하기 위해서는 수소경매제도를 도입하여 정부가 장기계약을 통해 가격 안정성을 보장하고, 경쟁입찰을 통해 비용 효율성을 확보하는 동시에 민간투자 리스크를 완화하는 것이 필요하다. 따라서 본 연구에서는 수소경매제도 활성화 방안 마련을 위해 국내외 수소생태계와 관련한 문헌 및 사례를 폭넓게 분석하였다. 이를 통해 수소경매제도가 청정에너지 전환을 위한 시장기반 메커니즘으로서 민간부문의 청정수소 투자를 활성화하고, 궁극적으로 국가 전체의 탄소중립 목표 달성에 기여할 수 있는 효과적인 정책수단으로 기능할 수 있도록 시사점을 도출하고자 한다.

본 연구는 국제감축사업, 기후공시 대응, 수소경매제도의 세 가지 핵심 수단을 살펴봄으로써, 민간부문의 기후투자 장벽을 해소하고 투자 효율성을 제고하며, 장기적이고 예측 가능한 정책 환경을 조성하는 데 기여하고자 한다. 국제감축사업을 통한 비용효율적 탄소감축은 기업의 규제 대응 부담을 경감시키고, 기후공시를 통한 투명성 제고는 투자자금 유치 기회를 확대하며, 수소경매제도를 통한 장기 가격보장은 혁신기술 분야의 투자 리스크를 완화할 수 있다. 이들 정책수단이 상호 보완적으로 작동할 때 민간기업은 보다 명확한 투자 신호와 안정적인 수익 전망을 바탕으로 탄소중립 투자를 확대할 수 있게 될 것이다.

6) 연합뉴스 2024.06.16. “대기업 절반 이상, ESG 공시 의무, 2028년 이후가 적당”
<https://www.yna.co.kr/view/AKR20240616017200003> (2025.09.30. 접속)

제2절 연구내용 및 추진방법

본 연구는 총 5개의 장으로 되어 있으며, 내용은 다음과 같다.

첫째, 제1장은 본 연구의 배경 및 필요성을 진단하고, 구체적인 연구목표에 대해 제시하였으며 이를 추진하기 위한 연구내용 및 방법에 대해 기술하였다. 탄소중립 민간참여 활성화 방안을 국내외 문헌분석을 통해 세 개의 주요 분야를 선정하고 (△국제감축사업 효과성 제고, △기후공시 대응, △수소경매제도 활성화), 연구의 필요성과 목표, 추진내용 및 방법에 대해 제시하였다.

둘째, 제2장에서는 국제감축사업 효과성 제고 측면에서, 국제감축사업에 진입하고자 하는 민간기업이 활용할 수 있는 사전 스크리닝 방법론을 제시하였다. 국가녹색기술연구소에서는 2024년 그린ODA 사업을 국제감축사업으로 연계하기 위한 사전 스크리닝 방법론을 개발한 바 있으며 본 연구에서는 기존 지표의 개선점을 도출하여 지표를 보다 구체화하고, 이를 활용할 수 있는 가이드라인을 개발하여 실제 민간기업들이 국제감축사업에 참여 시 효과성을 제고하고자 하였다.

셋째, 제3장에서는 국제사회에서 강화되고 있는 기후공시 의무화와 탄소중립 전환 압력 속에서 국내 주요 산업군이 인식하는 기후기술의 유형과 전환역량을 실증적으로 분석한 것이다. 2024년 시행된 IFRS 지속가능성 공시기준(ISSB S1·S2)을 비롯해 EU의 ESRS, 미국 SEC 규정, 한국형 KSSB 등 주요 공시체계가 기업의 기후위험과 기술대응의 투명한 보고를 요구함에 따라, 특히 철강·석유화학·반도체 등 탄소집약 산업은 공시, 규제, 기술혁신이 교차하는 구조적 대응이 불가피해지고 있다. 이에 본 연구는 최근 3개년(2022~2024년)간 국내외 주요 기업의 지속가능경영보고서를 대상으로, 국제 공시기준(TCFD, IFRS S2, ESRS)에서 제시하는 기후기술 관련 항목을 중심으로 기술 대응 내용을 추출·분석하였다. 업종별 대표성과 시장점유율, 해외노출도 등을 고려하여 국내 10개, 해외 6개 기업을 선정하고, 공시 내용의 시계열 변화와 기술 도입 특성을 비교하였다. 이를 국가과학기술자문회의의 100대 기술 분류체계에 따라 정리함으로써 산업별로 도입이 활발한 기술영역과 실현상의 제약요인을 도출하였으며, 이를 토대로 기후기술 기반 산업전환 촉진을 위한 정책적 시사점을 제시하였다.

넷째, 제4장에서는 탄소중립 달성을 위한 핵심 혁신기술인 수소의 시장 활성화 메커니즘을 분석하기 위해 한국의 청정수소발전 입찰시장(CHPS)과 유럽연합의 수소은행(EHB) 경매제도를 비교 분석하고자 한다. 연구방법으로는 먼저 문헌연구를 통해 수소 경매제도의 이론적 기반과 설계요소(경매수요 설정, 자격요건, 낙찰자 선정, 위험배분·보상체계 등)를 체계화하고, 한국과 EU의 제도 설계를 경매 대상(수소 vs 전력), 지원 방식(고정 프리미엄 vs CfD), 평가 방식(가격 단독 vs 복합 평가), 이행 보증, 준비기간 등 주요 요소별로 상세

비교한다. 이어서 CHPS 제도 설계자, 발전사업자(4개 공기업), 수소 생산 및 인증 분야 연구자를 대상으로 심층 인터뷰를 실시하여 제도의 실제 운영 경험, 기술 촉진 효과, 블루-그린수소 전략, 공급망 협상력, 주요 애로사항 등을 경험적으로 분석한다. 또한 Lee et al.(2025)의 49개국 수소 공급 파트너 평가 연구 결과를 활용하여 평준화 비용과 지정학적 적합성에 기반한 수소 수입 전략을 도출하고, SWOT 분석을 통해 한국 청정수소발전시장의 강점(홈 마켓 어드밴티지, 장기 정책 지속성), 약점(초기 설계 결함, 수입 의존), 기회(기술 리더십, 공급망 통합), 위협(외국 경쟁, 정책 불확실성)을 종합적으로 평가한다. 최종적으로 이러한 다층적 분석을 통해 단기적으로는 상한가 현실화와 이용률 보장 메커니즘 마련, 중기적으로는 블루-그린 시장 분리 및 기술 혁신 유인 강화, 장기적으로는 생산지원정책 병행과 RE100-CHPS 연계 강화 등 단계별 정책 개선 방안 도출을 제안하였다.

마지막으로 제6장에서는 본 연구의 결론 및 제언, 한계를 통해 후속연구의 방향성에 대해 제안하였다.

그림 1-1 연구추진체계



제3절 선행연구

1 탄소중립 달성을 위한 민간참여 필요성

기후위기가 전례 없는 속도로 심화되는 가운데, 이를 완화하기 위한 재원 확보는 여전히 큰 도전 과제로 남아 있다. 글로벌 기후금융 규모는 2023년 약 8.1조 달러에서 2030년 약 9조 달러로 증가할 것으로 전망되지만(Buncher et al., 2023), 다자개발은행(MDB)에 따르면 공공·민간을 통틀어 연간 8,600억 달러 수준인 현재의 자금 흐름만으로는 2030년 이후 매년 1조 달러 이상의 추가 조달이 필요하다(ADB, 2023). 아시아·태평양 지역만 보더라도 2022-2030년 기간 동안 NDC 이행을 위해 연간 약 2조 달러가 필요한 것으로 추산되며, 이러한 막대한 자금 수요는 공공부문 예산만으로는 감당하기 어려운 수준이다.

이와 같은 재원 격차는 민간 자본의 대폭적인 참여 확대를 필연적으로 요구하고 있다. 현재 아시아·태평양 지역 기후금융에서 민간부문의 기여도는 32% 수준(2018-2019년 기준)에 머물고 있으나, 공공재원의 한계와 정부의 다양한 정책 우선순위를 고려할 때 이 비중은 2030년까지 90% 수준으로 확대되어야 한다(Ibid.). 특히 한국의 경우, 2021년 탄소중립 선언 이후 2030년 NDC 목표를 2018년 대비 40% 감축으로 상향 조정하였으나, 이를 위한 소요재원 확보에는 상당한 도전에 직면해 있다.

그러나 여러 제약 요인들이 민간의 투자를 저해하는 상황이다. 특히 정책 불확실성과 장기 투자에 대한 예측 가능성 부족으로 인해 민간투자자들이 기후 분야 진입을 망설이고 있다. 기후데이터 표준화 부족, 불확실한 투자 수익성, 복잡한 규제 등이 주요 장벽으로 작용하며, 화석연료에서 저탄소 경제로의 전환 리스크와 신기술의 기술적 위험이 민간투자를 제약하고 있다.

이러한 상황에서 정부의 역할은 민간 자본이 기후금융으로 원활히 유입될 수 있도록 제도적 환경을 개선하고, 투자 리스크를 완화하며, 장기적으로 예측 가능한 정책 프레임워크를 제공하는 것이다.

CREDS(2020)는 광범위하고 신속한 저탄소 사회로의 전환을 위해 새로운 정책의 설계와 이행이 시급하다고 강조한 바 있다. 이를 위해 사용가능한 정책 메커니즘을 다음과 같이 분류하고 있다(표1-1). 동 프레임워크에 따르면, 산업 탈탄소화 정책은 규제(Regulation), 가격(Pricing), 보조금(Subsidies), 정보기반(Information-based), 금융(Financial), 자발적(Voluntary) 접근으로 분류된다. 각 정책 카테고리는 민간부문의 행동 변화를 유도하는 서로 다른 메커니즘을 통해 작동하며, 이들의 적절한 조합이 효과적인 탈탄소화를 위한 핵심 요소로 평가된다. 첫째, 규제(Regulation) 범주는 의무적 목표/단계적 폐지와 수요측 조치, 기준으로 세분화되는데, 생산기준에는 탄소공시, 탄소배출 상한제, 非탄소 규격

설정이 포함되며 이는 기업들로 하여금 탄소배출량을 투명하게 공개하고 배출량을 제한하는 의무를 부과한다. 또한 구매기준과 에너지 성과 기준은 공공조달과 에너지효율 개선을 통해 민간부문의 저탄소 기술 도입을 촉진한다. 둘째, 가격(Pricing) 메커니즘은 탄소세, 배출권거래제(국가별/연계), 조세제도를 포함한다. 이러한 가격신호는 민간기업들에게 배출비용을 내재화하도록 하여 저탄소 투자의 경제적 매력도를 높이는 역할을 수행하며, 배출권거래제의 경우 기업들이 비용효율적으로 감축목표를 달성할 수 있는 유연성을 제공한다. 셋째, 보조금(Subsidies) 체계는 직접 자금지원, 조기 교체·폐기·용도변경 인센티브, 탄소계약차액제도(Carbon Contracts for Difference)로 구성된다. 이는 초기 시장 진입 장벽을 낮추고 혁신기술의 상업화를 가속화하는 데 중요한 역할을 담당한다.

표 1-1 산업의 탈탄소 전환을 위한 정책 메커니즘

구분	내용
규제 (Regulation)	기준 (탄소공개(carbon disclosure), 탄소상한선, 비탄소 사양, 구매기준, 에너지 성능기준 등), 수요측면 규제(생산자 책임확대 제도 등)
가격제 (Pricing)	탄소가격제 (탄소세, 배출권거래제도 등), 세금(세금 감면 등)
보조금 (Subsidies)	탄소계약차액결제제도 (CCfD), 직접투자(Direct Funding), 조기교체·폐기·용도 변경 인센티브
정보기반 (Information-based)	지식공유(로드맵 수립 등), 지식재산권 보호 지원(특허 개발 등), 라벨링 프로토콜 등
자발적 (Voluntary)	자발적 협약, 자발적인 기준 등
금융 (Financial)	주식펀드 (Equity Funds), 그린본드 (Green Bonds), 대출, 공투자은행 등

※ 출처: CREDS(2020) 내용을 참고하여 저자작성

동 연구에 따르면, 단일 정책수단보다는 여러 정책이 조합될 때 민간부문의 참여를 효과적으로 유도할 수 있다. 이는 ADB의 기후정책과 금융규제 프레임워크(표1-2)와도 맥락을 같이하고 있다(ADB, 2023).

표 1-2 기후정책과 금융규제

기후 정책	
기후 약속	A. 기후 투자 불확실성 감소 포괄적인 기후 전략, 약속 및 전환 계획 기후 법규
기준, 규정 및 보조금	B. 기후 솔루션의 수익성 및 수요 지원 부문별 규정 및 기준 보조금, 녹색 오프테이크, 세금 처리, 구매 계약 등
탄소 가격 책정	C. 탄소 배출의 외부효과 가격 책정 탄소세 포괄적 배출권 거래제(배출권 거래 제도) 화석 연료 보조금 폐지 탄소 국경 조정 메커니즘
녹색 유도책	D. 정보 제공을 통한 기후 행동 촉진 녹색 기본 설정 소비자에게 보전 활동의 비용과 이점을 강조하는 친환경 및 효율성 라벨링
금융 규제	
통화 및 은행 규제	E. 기후 위험 통합의 주류화 대출 및 투자에 기후 통합 요구 기후 스트레스 테스트 담보에 대한 기후 고려 사항
지속가능한 금융 시장 발전	F. 기후 중심 시장 생태계 구축 녹색 및 전환 분류 체계 및 로드맵 국채 형태의 녹색 및 지속가능성 채권 발행 녹색 및 지속가능 채권 기준 및 원칙 외부 녹색 채권 검증, 인증 및 등급 평가 역량 강화
기후 기준 및 공개	G. 투명성과 무결성 확보 보고 기준 (TCFD, ISSB) 기후 투자 시장 무결성 지원 조치

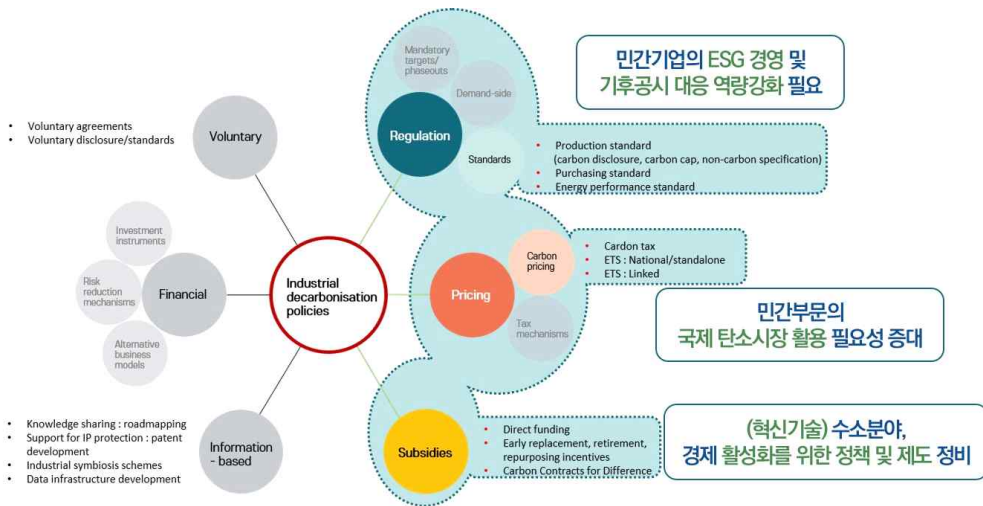
※ 출처: ADB(2024) p.12 번역하여 재인용

ISSB = International Sustainability Standards Board, TCFD = Task Force on Climate-Related Financial Disclosures.

이러한 정책 분류체계는 본 연구에서 제시하는 세 가지 핵심 정책수단과 직접적으로 연계된다(그림1-2). 국제감축사업은 가격(Pricing) 메커니즘의 확장된 형태로서, 국경을 넘나드는 탄소가격 신호를 통해 민간기업의 비용효율적 감축을 지원한다. 기후공시 대응은 규제(Regulation) 범주의 생산기준과 직결되어 투명성과 정보 접근성을 제고한다. 수소경매제도는 보조금(Subsidies) 체계의 혁신적 적용 사례로서, 시장기반 메커니즘을 통해 청정기술 상용화를 촉진한다.

즉, 개별 정책수단이 상호 보완적으로 작동할 때 민간부문의 탄소중립 투자가 활성화되며, 이는 궁극적으로 국가 차원의 탈탄소화 목표 달성에 기여할 수 있다는 점에서 중요한 이론적 근거를 제공한다.

그림 1-2 본 연구의 이론적틀



2 국내 민간기업의 탄소중립 현황

국내 민간기업의 탄소중립 대응 현황은 기업 규모와 산업 특성에 따라 상당한 편차를 보이고 있다. 2025년 기준 국내 시가총액 상위 1000대 기업 중 400여 개 기업이 탄소중립 목표를 선언했으나, 구체적인 이행 계획과 중간 목표 설정에는 여전히 미흡한 부분이 많다.

대한상공회의소(2025)가 최근 수행한 조사에 따르면, 민간기업의 탄소중립에 대한 인식은 긍정적으로 변화하였으나(연도별 긍정적 응답률 상승), 응답기업의 85%가 탄소중립에 대한 투자 리스크가 높다고 응답한 것으로 나타났으며, 91%가 공급망 탄소규제가 기업 경영에 영향을 미칠 것으로 내다봤고, 실제로 43%는 공급망 내 고객사에게 이미 탄소배출량 산정과 감축요구를 받고 있는 것으로 나타났다. 주요 요구사항으로는 ‘탄소배출량 정보 제출’이 84%로 가장 많았고, ‘탄소감축 이행’(58%), ‘재생에너지 사용’(37%) 등이었다. 그러나 국내 기업들의 현실은 녹록치 않다. 실제로 과반 이상인 66%의 기업이 자사가 대응을 잘 하지 못한다고 응답한 것으로 나타났다.

이와 같은 결과는 한국경제인협회(2025)가 수행한 설문조사 결과⁷⁾와도 일치한다. 매출액 기준 1000대 제조기업을 대상으로 NDC에 대한 산업계 의견을 조사한 결과, 산업부문의 감축목표 달성가능성은 38.6%로 평균보다 낮은 수준으로 평가하고 있었으며, 달성하기 어려운 이유로서 ‘저탄소 산업구조로의 전환 어려움’(31.0%)과 ‘에너지효율 개선 지연’(26.2%), ‘경제 및 생산 위축’(20.2%), ‘저탄소기술 혁신 및 상용화 지연’(19.0%)을 들었다. 실제로 산업부문을 전환리스크⁸⁾에 대한 부담도 크게 느끼고 있는 것으로 나타났는데, 온실가스 배출권 가격 상승에 따른 리스크(54.6%)를 가장 높게 느끼고 있었으며, 에너지집약업종의 경우 저탄소에너지원 사용에 따른 비용부담(58.1%)을 더 크게 느끼고 있는 것으로 나타났다. 특히 생산과정에서의 온실가스 감축, 즉 배출원 단위 개선은 이미 한계에 달했다는 의견이 지배적인 것으로 나타났는데, 이미 한국의 배출원단위 개선율은 48.7%에 달해 독일과 일본보다도 높은 수준으로 추가적인 개선이 어려운 실정이기 때문이다.

이들 업종은 높은 산업연관효과와 대외의존도가 높아 국가경제에 미치는 파급효과가 크다. 공급망 차원에서 대기업 뿐만 아니라 중소기업의 온실가스 감축이 필요한 이유이다. 그러나 대기업과 중소기업 간 탄소중립 대응 역량에도 현저한 격차가 존재한다. 약 70여개의 대기업이 탄소중립 목표를 공개적으로 선언하고 구체적인 로드맵을 제시하고 있는 반면, 중소기업의 경우 여전히 대응에 있어 제한적이다. 중소기업은 대기업에 비해 상대적으로 배출량은 적으나, 배출업종의 범위가 넓고 다양하게 구성되어 있다는 특징이 있다. 그럼에도

7) ESG 경제 (2025.02.03.) 산업계 “2030NDC 산업부문 감축목표 달성가능성 38.6% 그쳐”
<https://www.esgeconomy.com/news/articleView.html?idxno=9792> (2025.10.01. 접속)

8) 탄소중립 전환 과정에서 발생하는 탄소가격 상승 등이 기업들의 비용부담으로 이어지는 것

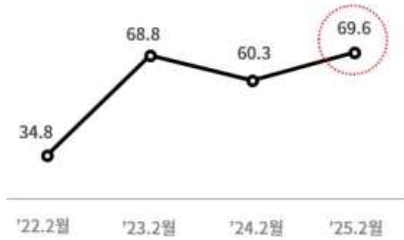
불구하고 중소기업은 온실가스 감축을 위한 기후기술에 있어 경쟁력을 확보하지 못하고 있어 정책지원이 시급히 필요한 상황이다. 특히 중소기업들은 탄소배출량 측정 및 관리 시스템 구축, 저탄소 기술 도입을 위한 자금 조달, 전문 인력 확보 등에서 상당한 어려움을 겪고 있는 것으로 나타나고 있어 이를 해결하기 위한 정책패키지 도입이 필수적이다.

이는 김은미 외(2023)의 연구결과에도 잘 드러나 있다. 중소기업의 탈탄소화 지원정책과 정책 수요를 분석한 결과, **중소기업 중에서도 제조업의 ESG 중 환경(E)⁹⁾ 점수는 최하위권을 기록하고 있는 것으로 나타났다. 실제로 공급망 전체의 감축을 위해서는 중소기업의 참여가 필수적임에도 불구하고, 현재 환경(E) 관련 데이터에 대한 관리수준도 낮고(18%), 온실가스 배출량 집계 기업도 5.2%에 불과하였다.** 감축계획이 없다는 답변도 높았으며(70%), 감축이 어려운 이유에 대해서는 ‘대응 자금 부족’(21.3%)과 ‘어떠한 감축 노력이 자사에게 가장 적합한지 판단하기 어려움’(17.5%) 등이 가장 높은 순위를 차지하고 있는 것으로 나타났다.

중소기업은 온실가스 감축을 위해 ‘재생에너지 사용 확대(42.8%)’, ‘에너지효율 개선(23.6%)’, ‘신에너지(친환경 수소 등) 사용 확대(10.8%)’ 등을 정책지원 우선순위로 제시하고 있었는데, 특히 수출기업(80개)의 경우 글로벌 공급망의 요구에 따른 ‘ESG 정보공시 대응 지원(10.8%)’에 대한 요구도 높은 것으로 나타났다. 이는 중소기업이 마주한 현실을 보여주는 결과로서, 우선순위를 고려하여 향후 대상별로 보다 체계적인 정책을 설계하고 지원해야 할 필요가 있다.

9) E에 해당하는 평가항목으로는 △환경경영 목표·감축전략, △재생원부자재 사용량 △온실가스 배출량 △폐기물 재활용량 △친환경 인증제품·서비스, △ESG 담당자·전담조직 등이 있다.

그림 1-3 대한상의 설문조사 결과



연도별 긍정적 응답률



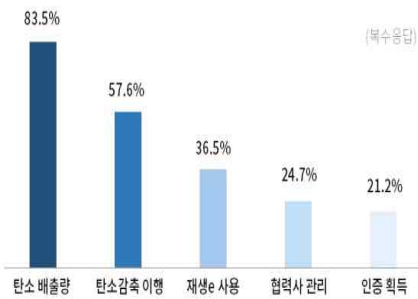
그림 탄소중립 투자위험도



기업경영에 미치는 영향



배출량 산정·감축 요구 경험



글로벌 공급망의 구체적인 요구사항



자사의 대응수준

※ 출처: 대한상의 (2025) 국내 기업의 탄소중립 대응 실태와 정책과제

3 소결

본 장의 선행연구 분석을 통해 탄소중립 달성을 위한 민간부문 참여 확대의 필연성과 현실적 제약요인, 그리고 이를 극복하기 위한 정책적 시사점을 도출할 수 있었다.

글로벌 기후금융 규모가 2030년 약 9조 달러로 증가할 것으로 전망되지만, 현재의 연간 8,600억 달러 수준의 자금 흐름만으로는 2030년 이후 매년 1조 달러 이상의 추가 조달이 필요한 상황이다. 특히 아시아·태평양 지역의 경우 NDC 이행을 위해 연간 약 2조 달러가 소요될 것으로 추산되어, 현재 32% 수준인 민간부문 기여도를 2030년까지 90% 수준으로 확대해야 한다는 절박한 현실에 직면해 있다. 그러나 현실적으로는 민간투자에 제약이 많다. 기후데이터 표준화 부족, 불확실한 투자 수익성, 복잡한 규제 등이 주요 장벽으로 작용하며, 화석연료에서 저탄소 경제로의 전환 리스크와 신기술의 기술적 위험이 민간투자를 제약하고 있다. 이러한 제약요인들은 정책 불확실성과 장기 투자에 대한 예측 가능성 부족으로 귀결되어 민간투자자들의 기후 분야 진입을 저해하는 핵심 원인으로 작용하고 있다.

우리나라는 2030년까지 국가 온실가스 배출량을 2018년의 국가 온실가스 배출량 대비 40% 감축하는 것을 목표(NDC)로 제시한 바 있으나, 달성가능성은 요원한 상황이다. 한국경제인연합회의 설문조사 결과에 따르면 산업부문의 NDC 달성가능성은 38.6%로 평균보다 낮은 수준인 것으로 나타났으며, 산업구조 전환 비용부담을 크게 느끼고 있는 것으로 나타났다. 특히 우리나라의 산업 특성 상 에너지집약업종이 많고 산업연관효과가 높아 이는 대기업과 중소기업이 함께 전략적으로 대응해나가야 함에도 불구하고, 국내 기업의 탄소중립 대응 현황에서 규모별 격차가 뚜렷하다. 시가총액 상위 1000대 기업 중 400여 개 기업이 탄소중립 목표를 선언했으나, 응답기업의 85%가 탄소중립 투자 리스크를 높게 평가하고 66%가 자사의 대응이 미흡하다고 인식하고 있어 실행력 제고가 시급한 과제로 드러났다. 특히 중소기업의 경우 온실가스 배출량 집계 기업이 5.2%에 불과하고, 감축계획이 없다는 답변이 70%에 달해 대기업과의 현저한 역량 격차를 보여주고 있다. 이는 기업 유형별/규모별 맞춤형 지원체계의 필요성을 역설하고 있다.

이를 해결하기 위해 선행연구에서는 정책 메커니즘의 통합적 접근 필요성을 강조한다. 선행연구에 따르면, 산업 탈탄소화를 위해서는 규제, 가격, 보조금, 정보기반, 금융, 자발적 접근이 상호보완적으로 작동해야 한다. 다시 말해 단일 정책수단보다는 여러 정책의 조합이 민간부문 참여를 효과적으로 유도할 수 있다는 것이다.

이러한 분석 결과를 바탕으로 본 연구에서는 국제감축사업, 기후공시 대응, 수소경매제도 등 핵심 정책수단 간의 시너지 효과를 극대화할 수 있는 다층적 접근방식을 채택하여 현황을 살펴보고 대응방안을 제시하고자 한다.

제2장

국제감축사업 효과성 제고를 위한
사전 스크리닝 방법론 고도화

제1절 국제감축사업을 둘러싼 국내·외 현황

1 COP29 주요결과

파리협정 제6조는 2015년 파리협정 체결 당시 다른 의제들과 함께 채택되었으나, 선진국-개도국간 입장 차이로 합의에 이르지 못하다가 '21년 COP26 글래스고에서 기본 지침에 합의가 이루어졌고, '24년 COP29에서 협상 9년 만에 세부이행규칙이 합의되었다. 이는 파리협정 체결 이후 가장 논란이 되었던 국제 탄소시장 부문의 교착 상태를 끝낸 중대한 성과로, 국제 탄소시장의 본격적인 출범을 알리는 전환점으로 평가된다. 이를 통해 국가들은 NDC 달성을 위해 감축실적을 구매/판매할 수 있는 유연성을 확보할 수 있게 되었기 때문이다.

표 2-1 UNFCCC 당사국총회에서의 국제탄소시장 관련 주요 결정사항

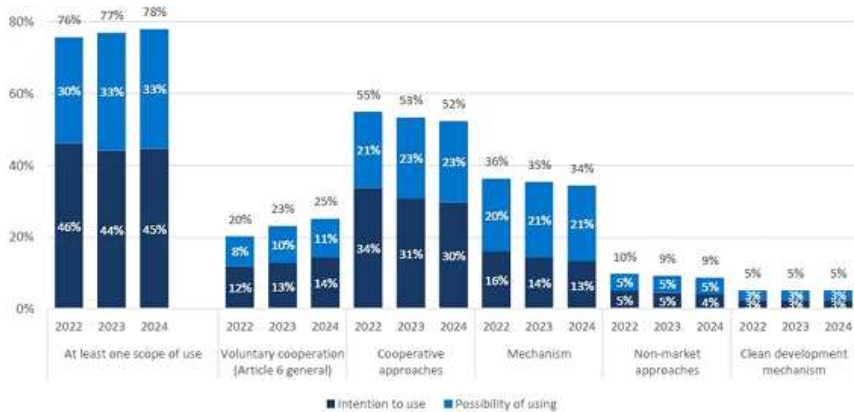
연도	회차	국제 탄소시장 관련 주요 결정사항
2021	COP26	제6조 세부이행규칙 제정 - 국제 탄소시장 개설 기반 마련
2022	COP27	제6.2조 관련 이슈(국가 초기보고서 양식과 감축실적 등록 시스템 개발, 6.2조 활동의 사후적 기술전문가 검토지침 등)에 대한 합의가 이루어지고 구체화하였으나, 세부적인 기술지침에 대한 완전한 합의 불발
2023	COP28	제6.2조 감축 실적 승인 절차를 구체화하는 세부 규정안 및 제6.4조 관련 감독기구(6.4 SUPERVISORY BODY) 권고안 등에 대한 논의 진행, 당사국 간 의견 차이로 합의 실패
2024	COP29	제6조 종합 세부지침 완성 · 6.2조 : 국제감축사업 및 감축실적(ITMO)에 대한 승인·변경 관련 세부사항, 국제감축 실적 중복사용 방지를 위한 기준 등 반영 · 6.4조 : 국제감축사업 방법론 채택, 6.4조 사업에 대한 허가·승인 세부절차, CDM 사업의 6.4ER 전환 관련 세부사항 등 반영

※ 출처 : 국가녹색기술연구소(2025) 진입장벽이 높아진 탄소시장, 탄소가격에도 인플레이션이 올라? p.5

실제로 NDC 달성을 위한 탄소시장 활용에 대한 잠재력도 점진적으로 증가하는 추세이다. NDC 종합보고서(2024)에 따르면, 2024년 기준 제출된 168건의 NDC중 78%가 NDC 이행에 “탄소시장 활용”을 언급하였으며, 이 중 45%는 사용할 의도, 33%는 사용 가능성 명시하였고, 52%는 제6.2조 협력적 접근법을 통해, 34%는 제6.4조 PACM(Paris Agreement Crediting Mechanism)을 통해, 5%는 기존 CDM을 통해 감축하겠다고 명시하였으며, 9%는 제6.8조 비시장 접근법 사용을 언급하고 있다.

그림 2-1 파리협정 제6조 사용을 언급한 당사국 비율

Share of Parties indicating in nationally determined contributions the intention to use or possibility of using specific scopes of voluntary cooperation under Article 6 of the Paris Agreement



Notes: (1) Shares of Parties for 2024, 2023 and 2022 refer to the shares presented in this report and those indicated in the 2023 and 2022 versions of this report respectively. (2) The sums of the shares of Parties intending to use and possibly using cooperative approaches for 2023 and 2024, non-market approaches for 2023 and the clean development mechanism for 2022, 2023 and 2024 do not match the totals presented owing to rounding.

※ 출처 : UNFCCC, 2024, Nationally determined contributions under the Paris Agreement, p.19

국제적으로 이전가능한 감축실적(ITMO)이 국제 회계에 반영된다는 것은 해당 실적이 단순한 감축 성과를 넘어, 공식적인 감축 이행 실적으로 활용 가능해졌다는 것을 의미한다¹⁰⁾. 이는 “누가 감축할 것인가”라는 논의에서 “어떻게 협력하여 감축할 것인가”로의 전환을 제도적으로 구체화한 조항으로, 글로벌 차원의 감축 성과를 회계화(accounting), 자산화(assetization), 거래화(transactionalization) 하는 과정을 통해 국가 간 협력뿐 아니라 민간과 비국가 주체의 참여를 촉진하며, 나아가 전 지구적 탄소 감축을 위한 새로운 제도적 틀을 마련하는 의미 있는 진전으로 평가될 수 있다(문주연 외, 2025)

10) The Guardian(2024.11.24.). COP29: Climate finance deal agreed but talks remain deeply divided—as it happened., <https://www.theguardian.com/environment/live/2024/nov/23/cop29-talks-go-into-overtime-as-countries-wrangle-over-finance-deal-live-coverage>(접속일: 2025.03.27.)

표 2-2 COP29 제6조 관련 핵심성과 요약

분류	합의 주요 내용	의미
파리협정 제6.2조 (협력적 접근법)	<ul style="list-style-type: none"> • ITMO 허가 절차 (Authorization) <ul style="list-style-type: none"> - 협력적 접근 방식: 국가 간 협력 사업의 구조와 운영 방식에 대한 승인 - ITMO의 사용 목적: 국가 온실가스 감축목표(NDC) 달성 또는 기타 국제 감축 목적(OIMP)에 대한 사용 허가 - 참여 기관의 승인: 공공 또는 민간 기관의 활동 참여에 대한 공식적인 허가 	<ul style="list-style-type: none"> • 감축 실적의 신뢰성 및 제도 일관성 확보
	<ul style="list-style-type: none"> • 보고 불일치 식별 및 처리 방안: 중앙회계보고플랫폼(CARP)을 통해 관리되며, 불일치가 발생할 경우 사무국이 조정 절차를 주도 <ul style="list-style-type: none"> - 등록 요청: 국가가 UNFCCC 사무국에 협력적 접근 방식 등록 요청 - 검토 및 통지: 사무국은 제출된 정보를 검토하고, 참여국들에게 등록 요청 상태를 통지 - 비이의 기간: 참여국들이 이의 제기를 하지 않으면 자동으로 등록 승인 	<ul style="list-style-type: none"> • 협력적 접근 방식에 대한 정기적인 보고 의무가 도입되어, 보고 내용의 불일치를 식별하고 처리할 수 있는 체계 마련
	<ul style="list-style-type: none"> • 국제등록부 운영 방식 및 추가 기능 <ul style="list-style-type: none"> - 거래 추적: ITMO의 생성, 이전, 취소 등의 거래 이력 관리 - 식별자 부여: 각 ITMO에 고유 식별자 부여 - 연동성 확보: 국제등록부는 각국의 등록부와 연동, 데이터의 일관성 및 투명성 확보 	<ul style="list-style-type: none"> • 국제등록부를 통한 거래 추적 시스템이 운영되어, ITMO 거래의 정확한 모니터링 및 투명성 확보
파리협정 제6.4조 (중앙감독형 메커니즘)	<ul style="list-style-type: none"> • 배출기준선(Baseline) 설정 기준 확정 <ul style="list-style-type: none"> - UNFCCC가 인정할 수 있는 방법론, 활동 유형별 접근법 등을 포함한 기준 마련 	<ul style="list-style-type: none"> • 감축 실적을 산정하기 위한 기준선 설정 방법론이 확정되어, 프로젝트의 추가성 및 환경적 건전성을 확보
	<ul style="list-style-type: none"> • 탄소제거(Carbon Removals) 활동의 범위와 표준 <ul style="list-style-type: none"> - 제거 활동 유형별 정의, MRV(측정·보고·검증) 방법론, 영속성 요건 등 운영 기준 마련 	<ul style="list-style-type: none"> • 탄소 제거 활동의 정의, 측정·보고·검증(MRV) 요건, 제거 실적 영속성 확보를 위한 기준 마련
	<ul style="list-style-type: none"> • 감축실적(A6.4ER) 허가 절차 <ul style="list-style-type: none"> - 실적 발급 전의 국가 승인, 사용 목적 분류(NDC, 기타 국제 목적 등), 상응 조정 요건 등 세부 절차가 확정 	<ul style="list-style-type: none"> • 감축 실적의 발급 및 사용에 대한 국가 승인 절차 명확히 규정, 이중계산 방지 및 실적의 신뢰성 강화
	<ul style="list-style-type: none"> • 메커니즘 등록부 운영 방식 <ul style="list-style-type: none"> - 등록·취소·이전 등의 기능 정의, 참여국 연동 방식, 공개 범위 등 기술적 세부 사항 마련 	<ul style="list-style-type: none"> • 감축 실적의 생성, 이전, 취소 등의 거래 이력을 관리하는 등록부의 운영 방식이 확정, 거래의 투명성 및 추적 가능성 확보

※ 출처 : 문주연 외(2025) 진입장벽이 높아진 탄소시장, 탄소가격에도 인플레이션이 올라? p.5

2 국내에의 시사점

COP29에서 파리협정 제6조와 관련된 세부이행규칙들이 확정되며 ITMO 활용을 통한 NDC 달성이 보다 실현가능한 옵션으로 대두되며 국제탄소시장 활용에 대한 잠재력은 더욱 커진 상황이다. 실제로 스위스를 비롯한 선도국들이 이미 활발한 ITMO 거래를 진행 중으로, 스위스-태국 간 첫 공식 ITMO 거래 사례는 추가성 논쟁에도 불구하고, 국제 감축 프로젝트의 자금 안정성과 경제성 확보 측면에서 제6.2조 메커니즘의 실효성을 보여주는 계기가 되었다. 이러한 흐름은 국내에서도 ITMO 확보 및 활용 수요 증가로 이어질 가능성이 크다.

국내 NDC 목표 상향에 따라 추가 감축분이 필요해진 상황에서, 국외 감축 비중이 1,620만 톤에서 3,750만 톤으로 대폭 확대되었다. 국내 산업계의 직접 감축은 기술 확보와 시설 투자 부담이 크기 때문에, 상대적으로 비용 효율적인 국외 감축 프로젝트 참여가 매력적인 대안으로 부상한다. 제6조 기반 국제 감축실적은 NDC 달성에 공식 반영이 가능하므로, 민간 및 공공 부문 모두 적극적으로 프로젝트를 발굴할 것으로 예상된다.

환경부는 『탄소중립 기본법』 개정을 통해 ITMO 거래 신고 절차를 명문화하였으며, 산업부는 『국제감축사업 사전 승인 및 국제감축실적의 취득 등에 관한 지침』을 시행해 사업 절차를 간소화하였다. 캄보디아, 방글라데시 등과의 양해각서(MOU) 체결은 민간 참여의 불확실성 해소에 기여하며, 향후 양자·다자 협정을 통한 ITMO 이전 활성화 기반을 강화할 것으로 보인다.

그러나 이와 같은 글로벌 동향에 대응하기 위해서는, 국외감축 프로젝트를 발굴하고 시행할 수 있는 역량을 강화하는 것이 필요하다. 단기적으로는 우선협력국을 중심으로 조기 착수 가능한 프로젝트를 확보해야 하며, 장기적으로는 다양한 지역·부문에서 감축 잠재력이 높은 사업 포트폴리오를 구축해야 한다.

이에 본 연구에서는 민간 투자자들이 국외감축 프로젝트를 발굴하고자 할 때 보다 손쉽게 사전 스크리닝 해볼 수 있는 “사전 스크리닝 방법론”을 제안하고자 한다. 본 연구소는 2024년 국외감축사업 연계형 그린 ODA 사전 스크리닝 방법론을 개발한 바 있으며, 본 연구에서는 기 개발된 사전 스크리닝 방법론을 그린 ODA 사업 외 기후기술협력사업으로 확장하고, 평가지표의 구체화 및 배점 최적화를 통해 고도화하고자 한다. 또한 UNFCCC 파리협정 제6.2조에서 요구하는 환경적 무결성, 이중계산 방지, 상응조정 등의 핵심 요건을 반영하고, 실제로 국제감축사업을 집행하는 국내 부처별 평가기준과의 정합성을 확보하고자 한다.

제2절 국제감축사업 연계를 위한 사전 스크리닝 방법론 고도화

1 선행연구 및 개선 필요성

가. 기존 평가체계

1) 국제기구(CTCN, GCF)

다양한 이해관계자가 참여하는 국제협력 환경에서는 개별 사업의 단순한 온실가스 감축 효과뿐만 아니라 기술적 타당성, 재원 조달 가능성, 수원국 정책과의 정합성, 장기적 파급효과 등을 종합적으로 고려해야 한다. 이에 따라 국제사회는 기후변화 대응을 위한 기술이전과 재원 지원을 추진하는 과정에서 체계적인 평가 프레임워크를 구축·적용해 왔다. 대표적으로, UNFCCC 기술 메커니즘 하의 CTCN(Climate Technology Centre and Network)은 기후변화 대응 기술 지원 요청을 검토·채택할 때 기술의 현지 적용 가능성, 파급효과 및 지속가능성 등을 주요 기준으로 활용하고 있다. 재정 메커니즘인 GCF(Green Climate Fund)는 기후재원 지원을 위한 사업 심사 시 사업의 영향 잠재력과 패러다임 전환 잠재력, 수혜자 수요와 국가 주인 의식, 효율성 및 효과성을 포괄적으로 검토하고 있다.

CTCN은 2010년 UNFCCC 당사국총회 결정에 따라 선진국과 개발도상국 간 기후기술협력 및 기술 개발·이전을 촉진하기 위한 기술 메커니즘의 이행기구로 설립되었다. 개발도상국의 국가 지속가능개발 및 기후변화 대응을 위한 기술지원을 제공하는 것을 목적으로 하며, 2013년 운영 개시 이후 115개국에 374개의 기술지원(Technical Assistance, 이하 TA) 사업을 지원하였다. TA 사업의 유형별 비중을 살펴보면, 의사결정 도구 및/또는 정보 제공 26%, 기술 옵션의 타당성 평가 20%, 기술 식별 및 우선순위 설정 16%, 부문별 로드맵 및 전략 수립 12%, 법률·정책·규제에 대한 권고 8%, 현지 여건에서의 기술 시범 및 배치 8% 등으로 구성되어 있다.

이러한 TA 사업은 개발도상국의 국가지정기구(NDE)가 공식 제출한 요청서를 기반으로, CTCN 사무국이 관련 전문가들과 함께 대응계획(Response Plan)을 수립한 뒤, 전 세계 회원기관을 대상으로 한 국제입찰을 통해 제공된다. CTCN은 TA 제안서를 평가할 때 적격성 기준과 우선순위 기준을 함께 적용한다. 적격성 기준은 모두 충족해야 하며, i) 기후변화 완화 또는 적응에 있어 명확한 이점 제공, ii) 국가 전략 및 계획(NDC, NAP, TNA/TAP, NAMA, NBSAP, LT-LEDS 등)과의 정합성, iii) 내생적 역량 강화, iv) 모니터링 및 평가(M&E) 프로세스 포함 등이 있다. 우선순위 기준은 총 12개 항목 중 9개 이상을 충족해야 하며, 여기에는 i) 혁신기술 개발 또는 보급 지원, ii) CTCN의 작업 프로그램과의 일치, iii) 프로젝트 준비성 및 확장 가능성, iv) 이해관계자 간 협력, v) 공공 및 민간 재원 활용, vi) 성평등 및 여성

권리 증진, vii) 청년 참여 및 역량 강화, viii) 소외계층에 대한 긍정적 영향, ix) 제도적 역량 강화, x) 주요 기후 관련 기관과의 협력, xi) 기후 재정 기관의 우선순위와의 정합성, xii) 기후로 인한 지역사회 갈등 방지 등이 포함된다.

한국의 NDE인 과학기술정보통신부는 매년 1.5억원 규모의 CTCN TA 신규과제를 공모하며, 그 평가기준은 [표2-1]과 같다.

표 2-3 과학기술정보통신부의 CTCN 기술지원 신규과제 공모 평가기준

평가항목	배점	평가 주안점
사업의 적절성	20	협력대상국 기후관련 문제에 대한 이해도 및 제시하는 기후기술의 문제 해결가능성
		우리나라와 대상국의 정책 부합성 및 현지 추진 여건
		과업지시서(RFP) 내용 반영의 충실성 및 사업 추진 방법의 적절성
		사업목표 달성 및 사업 수행에 필요한 예산편성의 적절성
사업 수행역량	20	개도국 또는 국제기구 관련 해외사업 추진실적 및 CTCN 사업의 이해도
		총괄책임자 및 참여인력의 전문성과 커뮤니케이션 능력
		사업개발 추진체계 적정성(조직구성, 업무분장 등)
		협력대상국 네트워크(관계기관 및 컨설턴트) 활용의 구체성
사업의 효과성	30	명확한 성과목표 및 관리체계
		예상되는 온실가스 배출량 감축 효과 또는 직간접 수혜자
		국내기술의 현지적용 가능성 및 해외시장 진출 가능성
사업의 영향력	15	제도 및 규제 프레임워크 강화 가능성
		혁신 기여 가능성 및 관련 기후기술 산업/시장 조성 가능성
		효과적 지식생산, 모범 사례, 방법론 및 표준 개발 가능성 등
지속 가능성	15	대상국과의 사전협업의 정도
		후속사업 계획 보유 여부 및 계획의 구체성
		후속사업 진행 시 재원(녹색기후기금, EDCF 등 ODA 자금) 연계 가능성

※ 출처: 과학기술정보통신부 (2025), 2025년 기후기술국제협력촉진사업(CTCN 기술지원) 신규과제 공모 공고

개도국의 온실가스 감축과 기후변화 적응 활동을 위한 재정지원 확대를 목적으로 하는 재정 메커니즘인 GCF는 2015년부터 본격적으로 운영을 시작하였으며, 2025년 9월 기준 185개국을 회원국으로 두고 있다. GCF는 민간 및 공공 분야 양쪽에서 개발도상국이 자발적으로 제출한 사업 및 프로그램(프로젝트)을 통해 최대한 효과적으로 기후변화 대응 역량을 강화하고자 한다. GCF의 주요 지원 유형은 무상지원(Grant), 대출(Loan), 지분투자(Equity), 보증(Guarantee)이 있으며, 단독사업 또는 다수의 기관이 연합하는

프로그램 방식으로 지원된다. 2025년 현재 총 승인 프로젝트 건수는 250여 건, 승인 총액은 약 140억 달러에 달한다. GCF 사업 제안은 GCF로부터 '인증기구(Accredited Entity)'로 지정된 국제기구, 지역개발은행, 정부기관, 공공 및 민간기관을 통해 제안·실행된다. GCF의 투자 프레임워크는 △영향 잠재력, △패러다임 전환 잠재력, △지속가능개발 잠재력, △수혜자 수요, △국가 주인의식, △효율성 및 효과성의 6개의 기준을 가지고 있으며, 그 세부 내용은 [표2-2]와 같다.

표 2-4 GCF 투자 프레임워크 프로그램/프로젝트 제안 평가 기준

평가항목	정의	적용 범위
영향 잠재력	프로그램/프로젝트가 기금의 목표 및 성과 영역 달성에 기여할 수 있는 잠재력	완화 영향
		적응 영향
패러다임 전환 잠재력	제안된 활동이 일회성 프로젝트 또는 프로그램 투자를 넘어 영향을 촉진할 수 있는 정도	확장 및 복제 가능성과 글로벌 저탄소 개발 경로에의 기여(온도상승 2°C 미만)
		지식과 학습의 잠재력
		지원 환경 조성에서의 기여
		규제 프레임워크 및 정책에의 기여
지속가능개발 잠재력	더 넓은 혜택과 우선순위	환경적 공동편익
		사회적 공동편익
		경제적 공동편익
		성인지적 개발영향
수혜자 수요	수혜국 및 인구의 취약성 및 자금 조달 수요	국가 취약성
		취약계층 및 젠더 측면
		국가 및 영향받는 인구의 경제·사회적 발전 수준
		대안적 자금 부족
국가 주인의식	수혜국이 자금을 지원받은 프로젝트 또는 프로그램을 이행할 수 있는 주인의식 및 역량 (정책, 기후 전략, 제도)	제도 및 이행 역량강화 수요
		국가 기후전략 보유 여부
		기존 정책과의 일관성
		이행기관(IE), 중개 기관 또는 수행기관(EE)의 전달 역량
		시민사회단체 및 기타 관련 이해관계자와의 참여

평가항목	정의	적용 범위
효율성 및 효과성	프로그램/프로젝트의 경제적 건전성 및 적절한 경우, 재정적 건정성	재무 및 비재무적 측면의 효율성 및 비용효과성
		공동자금(co-financing) 규모 (단, 필수요건은 아님)
		프로그램/프로젝트의 재정적 타당성 및 기타 재무 지표
		산업 모범사례

※ 출처: GCF (2023. 10), Investment framework

2) 주요국(일본 JCM, 스위스 Klik, 싱가포르 ICC)

파리협정 제6조는 국가 간 온실가스 감축 실적 거래 체계를 제도화함으로써, 각국이 탄소시장을 활성화하고 국제 협력을 통해 감축 실적을 확보할 수 있는 전략을 마련하도록 유도하고 있다. 이에 따라, 많은 국가들은 국제 기준과 자국의 여건을 반영한 고유의 스크리닝(적격성 심사) 방법론을 도입하고 있다. 이러한 스크리닝 체계는 국제감축사업의 환경적 건전성과 실질적인 감축 효과를 평가하고, 시장의 신뢰성을 확보하는 데 핵심적인 역할을 한다. 특히, 국제 파트너 간 감축 실적 거래 시 프로젝트의 품질을 보장하고, 이해관계자 간 신뢰를 형성하는 기준점으로 기능한다.

각국이 국제감축사업의 신뢰성과 환경적 무결성을 확보하기 위해 적용하는 적격성 기준은 유사한 원칙을 공유하면서도 국가별 정책 목표와 시장 환경에 맞게 구체화되고 차별화되어 있다. [표2-3]은 UNFCCC의 기본 원칙을 토대로 대표적 선도국인 스위스 Klik 재단, 일본의 JCM, 싱가포르 ICC가 각각 설정한 적격성 기준들의 주요 항목을 비교 정리한 것이다. 스위스 Klik 재단은 가나 기후스마트 농업, 방콕 전기버스 프로그램, 바누아트 태양광 전력화 프로젝트로 UNFCCC에서 공식적으로 인정한 최초의 ITMO 실적을 확보했다. Klik는 엄격한 적격성 기준(포지티브·네거티브)을 적용하여 기후변화 완화에 실질적으로 기여할 수 있는 프로젝트만을 선별하고, 신뢰할 수 있는 감축실적만을 축적하고 있다. 일본의 JCM은 아직 공식적으로 ITMO로 인정받은 사례는 없으나, 일본 내에서는 JCM 크레딧이 기업의 자발적 감축 목표 달성, GX-ETS 등에서 활용되고 있으며, CDM(청정개발체제)에 비해 절차가 간소화되어 있고, 사업 참여자가 사전에 적격성 여부를 미리 판단할 수 있다는 장점이 있다. 싱가포르 지속가능성환경부 (MSE)와 국가 환경청(NEA)는 국제탄소크레딧(ICC) 프레임워크에 따른 적격 기준을 제시했는데, 높은 환경 건전성을 입증하기 위한 7가지 원칙을 충족해야 한다. 이 7가지 원칙은 업계 및 비정부기구 전반의 70명 이상의 이해관계자들과의 협의를 통해 개발되었으며, 국제항공 탄소 상쇄 및 감축 계획(CORSIA)과 같은 가장 엄격하고 공신력 있는 국제 표준을 참고하고 있다.

표 2-5 UNFCCC, 스위스 Klik, 일본 JCM의 프로젝트 적격성 기준

기관/국가	적격성 기준
UNFCCC	<ul style="list-style-type: none"> • 환경적 무결성 (Environmental Integrity) 감축실적이 실질적인 온실가스 순감축에 기여해야 함, 회피·허구·장부상의 감축이 아닌 실제 감축 달성, 전 지구적 배출 감소에 부합 • (주최국 및 구매국 승인) 호스트국 및 구매국 모두의 승인 필수, 국가 주도 승인 절차, 자체 법·제도 구축 필요 • (프로젝트 설계 및 문서화) 상세 설계문서(MADD, Mitigation Activity Design Document) 제출 필수, 필요 시 독립 검증 실시 • (추가성 및 ITMO 감축 실적 품질) 실질적·검증된·추가적 감축만 인정, 비영구성 위험 최소화, 보수적 기준선 적용 • (ITMO 실적의 적격성) 참여국들은 파리협정 6.2조 지침에 따른 협력적 합의로 결정 가능 • (MRV 체계 및 투명성) MRV(Monitoring, Reporting, Verification) 체계 구축, 투명한 실적 공개·감시 체계 확보, 국가별 등록부(registry) 운영 및 UNFCCC 보고 • (이중산정 금지 (Double Counting Prevention)) 이중산정 금지, 상응조정 (corresponding adjustment) 적용 • (NDC 및 지속가능한 개발 기여) 호스트국 NDC와 일치, NDC 이행 연계성 공식 확인 필요, 지속 가능개발에 기여 • (참여기관 자격) 각국은 ITMO 프로젝트 참여 기관(민간·공공 등) 자격기준 설정 가능 • (적격활동 결정) 각국은 적격활동 결정 가능, 제6.2조 유닛과 정부기관, 역할 정의, 활동 식별 및 적격성 심사 절차 마련, 표준화된 분류체계 (포지티브·네거티브 리스트 등) 활용 가능, 적격성 기준 관련 기관과 민간에 공유, 제안요청서(RFP)를 통한 활동 모집 가능. 포지티브 리스트에 각국의 목표, 전략, 참여요건, 협력의 형태, 적절한 활동, 기술 유형 등 포함 가능
스위스 Klik	<ul style="list-style-type: none"> • (주최국 및 구매국 승인) 호스트 국가의 MOPA 양자협정 체결 및 프로젝트 제안서 제출 시 LOI 제출 필수 • (추가성 판단 기준) NDC 대비 추가감축량 명확화, ODA·VCM 중복 보조 회피, 경제성 분석 필요 • (적격 분야) 에너지 효율, 재생에너지, 전기차, 메탄 감축 등 • (부적격 분야 및 요건) 화석연료, 원자력, 일부 대형 수력발전, 기술 기준 미달 대평 플랜트 산업, 무회수 폐기물 처리, 생물학적 CO₂ 흡수, 산림 벌채·황폐화, 환경·인권·정책 위반, 외교·개발 정책 위반 • (MRV 체계) ISO/IPCC/CDM 표준 도입, 제3자 검증, 정기 보고와 모니터링 계획 필수 • (추가(further) 요건) NDC 일치, 미시행 프로그램/프로젝트, ITMO로 사업성 확보, 일정 규모 충족, 화석연료 지속사용 유발 활동 금지, ICS 가이드라인 준수, 환경적 무결성 충족, 일부 등록 이전 CDM 제외, 국가별 감축 집중
일본 JCM	<ul style="list-style-type: none"> • (적격성 기준) 호스트국과 구매국 간 사전 승인된 방법론 준수, 추가성 준수, 호스트국에 미도입된 저탄소 기술 도입, JC(Joint Committee, 공동위원회) 승인, MRV 체계, 일본 정부에 감축실적 (50%) • (부적격 기준) 기존 기술과 차별화 없는 기술, 추가적 감축효과 미달, 방법론 미준수, JI 승인 미획득, MRV 체계 미구축 • (협력 관계) 양국 정부 공동 관리, 공동위원회 승인
싱가포르 ICC	<ul style="list-style-type: none"> • (기간 준수) 감축 또는 제거 실적은 2021년 1월 1일부터 2030년 12월 31일 사이에 발생해야 함. • (이중계산 금지) 감축 또는 제거실적이 두 번 이상 계산되지 않아야 하며, 파리협정의 상응조정 원칙을 준수해야 함.

기관/국가	적격성 기준
	<ul style="list-style-type: none"> • (추가성) 인증된 감축 또는 제거 실적은 호스트 국가의 법률 및 규제상 요구 이상이어야 하며, 사업이 없었다면 발생했을 보수적 BAU 시나리오 대비 추가적이어야 함. • (실질성) 감축 또는 제거가 BAU 대비 현실적이고, 방어 가능하며, 보수적 추정치 기반 정량화 되어야 함. • (정량화 및 검증) 인증된 감축 또는 제거 실적 산출 방식이 보수적이고 투명한 방식으로 계산 되어야 하며, ICC가 발행되기 전에 공인된 독립적인 제3자 검증기관에서 측정 및 검증되어야 함. • (영구성) 인증된 감축 또는 제거 실적은 되돌릴 수 없어야 하며, 되돌릴 수 있는 위험이 있는 경우 실적의 실질적인 역전을 모니터링, 완화, 보상하기 위한 조치가 마련되어 있어야 함. • (유해성 방지) 인증된 감축 또는 제거 효과를 창출한 프로젝트나 프로그램은 호스트국의 법률, 규제 또는 국제법을 위반해서는 안 됨. • (누출 방지) 인증된 감축 또는 제거 효과를 창출한 프로젝트나 프로그램은 외부에서 온실가스 배출량의 실질적인 증가가 되지 않도록 해야 하며, 외부에서 온실가스 배출량의 실질적인 증가 위험이 있는 경우 그러한 배출량의 실질적인 증가를 모니터링, 완화 및 보상 조치가 마련되어 있어야 함.

※ 출처: UNFCCC Regional Collaboration Centers & UNDP (2023), Klik Foundation(2025), JCM (2021), MSE &NEA(2023)

3) 국내 부처(산업통상자원부, 환경부, 국토부)

한국의 국제 감축사업은 「기후위기 대응을 위한 탄소중립·녹색성장 기본법」 및 관련 시행령, 「온실가스 국제감축사업 관리지침」 등에 근거하여, 각 소관 부처(환경부, 국토교통부, 산업통상자원부 등)가 자체적으로 설정한 평가 기준과 절차에 따라 사업을 기획·선정하고 있다. 환경부는 폐기물 분야, 산업통상자원부는 산업·발전 분야 등부처별로 담당하는 감축 분야가 구분되며, 국제감축사업 지원사업은 예비 타당성조사, 본 타당성 조사, 설치지원, 투자지원의 유형으로 추진된다. 기후기술협력사업을 국제감축사업과 연계하기 위한 스크리닝 방법론을 마련하려면, 실제 사업을 집행하는 국내 부처의 평가기준을 면밀히 검토하고, 기존 국내 정책사업의 평가기준을 반영하여 조율하는 것이 필수적일 것이다.

산업통상자원부는 예비·본 타당성조사를 지원하며(최대 5억 원, 90% 이내), 신청기관의 역량·전문성, 사업화 가능성, 예상 감축효과 등을 중점적으로 평가한다. 산업통상자원부는 해외 설비투자사업을 지원(최대 100억 원, 50% 이내)하며, 재무건전성, MRV 신뢰성, 국내 이전 가능성, 경제·환경적 파급효과 등이 주요 기준이다. 환경부는 설치사업(최대 42억 원, 80% 이내)과 타당성조사를 지원하며, 수원국 참여의향서 확보, 방법론 적용 적정성, 감축량 산정 타당성, 지속가능발전 기여도를 강조한다. 해양수산부는 항만·선박 분야 온실가스 감축사업을 지원하며, 국제해사기구(IMO) 규제 부합성, 기술 실현 가능성, 감축효과와 함께 국내 해운·항만산업 연계성을 중시한다. 국토교통부는 건물·교통 인프라 분야 사업을 지원하며, 도시개발·교통정책과 정합성, 에너지 효율 개선 효과, 재원조달 구조, 장기적 파급성을 평가한다. 기획재정부는 대규모 해외 인프라·에너지 프로젝트의 금융을 지원하며,

사업 재무건전성, 투자회수 가능성, 국제협약 정합성, 리스크 관리 체계 등을 평가기준으로 삼는다. 특히 타 부처보다 재무적 지속가능성과 민간투자 연계성을 강조하는 점이 특징이다. 모든 부처가 감축효과와 타당성을 공통적으로 보지만, 산업부와 기재부는 경제성과 재무성을, 환경부와 해수부는 환경성과 국제협약 정합성을, 국토부는 정책 연계성을 강조한다.

표 2-6 부처별 국제 감축사업 사업평가 공통 평가 기준(환경부, 국토교통부, 산업통상자원부)

구분	평가 항목	주요 기준	비고
정량 평가	신청기업 적정성	국내외 기업 등 사업수행 실적 재무구조 및 경영 상태	공통
	사업의 경제성 및 투자 타당성	예상 온실가스 감축량/효과(총 감축량 규모, 총 온실가스 감축효과) 정부지원금 대비 톤당 감축비용 (톤당 감축비용)	환경부, 산자부
	사업 추진 여건 및 달성 가능성 (적정성)	사업 투자 구조, 총 사업비용 투자의 수익성 및 회수기간 사업기간 내 목표 달성 정도	환경부, 산자부
	온실가스 감축량 및 감축 효율성	예상 온실가스 감축량 톤당 감축비용 또는 감축 효율성	산업부 환경부
정성 평가	사업의 적정성	현지 제도/정책과의 정합성(사업대상국 의향서 확보 여부 등) 국제감축 실적 연계 추진 가능성(인허가 등, 사업 추진 가능성, 계획 적정성 등)	공통
	방법론 및 MRV 체계	감축 산정 방식의 적절성 MRV 수행의 타당성 및 실행 가능성 (MRV 체계 적절성, MRV 구축 이행 평가)	환경부, 산자부
	기대효과 (지속가능성)	국내 산업 파급효과 (수출, 일자리 창출 등) 주최국 SDGs 기여 및 NDC 부합 여부(NDC 기여도 등)	공통
	사후관리 및 리스크	사업 종료 후 유지 가능성(사후관리) 정치·사회·기술적 리스크에 대한 대응 계획 유무	환경부, 국토부
	국제감축사업 연계 가능성	사업 추진의 준비성(가능성) 사업비 집행 적절성(경제성 분석계획의 적정성)	환경부, 국토부

※ 출처: 한국환경공단(2025) 2025년 온실가스 국제감축사업 모집 공고, 산업통상자원부(2025) 2025년 온실가스 국제감축사업 공고, 국토교통부(2025) 2025년 온실가스 국제감축사업 발굴 대상사업 모집 공고 내용을 참고하여 저자 작성

나. 기존 평가체계 개선 필요성

본 연구소는 2024년 국외감축사업 연계형 그린 ODA 사전 스크리닝 방법론을 개발한 바 있다. 이는 그린 ODA 사업 중 향후 국제감축사업으로 연계될 수 있는 사업을 발굴하기 위해 '전략적 연계성 평가'와 '협력 가능성 평가'의 2단계 구조로 설계되었다. 전략적 연계성 평가는

국가·분야·사업 특성을 검토하여 연계 시 우위가 있는 사업을 도출하고, 협력 가능성 평가는 협력 준비성, 효과성, 당위성 등을 종합적으로 평가하는 방식이다. 본 연구에서는 기 개발된 사전 스크리닝 방법론을 그린 ODA 사업 외 기후기술협력사업으로 확장하고, 평가지표의 구체화 및 배점 최적화를 통해 고도화하고자 한다. 또한 UNFCCC 파리협정 제6.2조에서 요구하는 환경적 무결성, 이중계산 방지, 상응조정 등의 핵심 요건을 반영하고, 실제로 국제감축사업을 집행하는 국내 부처별 평가기준과의 정합성을 확보하고자 한다.

선행연구 검토 결과, 국제기구와 주요국, 그리고 국내 부처의 평가체계는 각각 상이한 중점 영역을 가지고 있음을 확인할 수 있었다. 우선, 국제기구의 경우 CTCN의 기술지원 평가체계는 적격성 기준과 우선순위 기준을 분리하여, 필수적으로 충족해야 하는 요건과 추가적으로 고려되는 요건을 구분하고 있다. 특히 현지 적용 가능성과 파급효과, 이해관계자 협력 등을 중시한다. GCF는 영향 잠재력, 패러다임 전환 가능성, 국가 주인의식, 투자 효율성 등 보다 포괄적이고 지속가능한 발전 관점을 강조한다. 이는 단순한 온실가스 감축을 넘어 장기적인 패러다임 전환 효과를 중시하고자 하는 특징을 보여준다. 반면, 주요국의 평가체계는 국제 탄소시장에서 거래 가능한 감축실적의 확보를 우선시한다. 일본 JCM은 양자 공동위원회를 통한 엄격한 승인 절차와 사전 승인된 방법론 적용을 요구하며, 스위스 Klik과 싱가포르 ICC는 추가성, 환경적 무결성, MRV 체계의 엄격한 검증 등으로 신뢰성 있는 감축실적 확보를 강조한다. 즉, 주요국은 거래 적격성과 환경적 무결성을 핵심 기준으로 삼는다. 국내 부처는 각 부처별 정책 목표와 연계된 기준을 중점적으로 활용하고 있다. 산업부와 기재부는 경제성과 재무성을, 환경부와 해수부는 환경성과 국제협약 정합성을, 국토부는 정책 연계성과 실행 가능성을 각각 강조한다. 부처별로 주요 관점은 다르지만, 공통적으로는 감축효과의 실현 가능성과 사업 타당성을 고려 요인으로 삼고 있다. 이는 사업 유형별로 차별화된 평가기준이 필요하며, 재무성 평가를 강화하고, 국내 부처 평가기준과의 호환성을 확보하여 후속 연계를 용이하게 해야 함을 시사한다.

이러한 비교 분석을 통해 도출되는 시사점은 다음과 같다. 첫째, 기존 ODA 스크리닝 방법론이 수원국의 정책 수요와 우리나라의 기술 강점 연계에 집중했다면, 향후 고도화 과정에서는 국제기구의 기준을 반영하여 지속가능성, 국가 주인의식, 파급효과와 같은 포괄적 요소를 강화할 필요가 있다. 둘째, 주요국의 사례에서 확인되듯, 국제 탄소시장과의 정합성을 확보하기 위해 추가성, 환경적 무결성, MRV 신뢰성 등 감축실적의 질적 요건을 포함시킬 필요가 있다. 셋째, 국내 부처의 평가체계가 보여주듯, 경제성·재무성·정책 정합성과 같은 현실적 사업 타당성 기준을 보완해야 한다. 또한 AHP 기법을 통해 평가지표 배점 기준의 객관성과 합리성을 확보하고자 한다.

2 사전 스크리닝 방법론 지표 고도화

본 절에서는 국제감축사업 연계 기후기술협력사업을 발굴하기 위한 사전 스크리닝 방법론 지표 고도화를 위해, 앞서 수행된 기존 평가체계 분석에서부터 스크리닝 지표 개선안 도출, 전문가 설문조사 및 AHP 기법을 활용한 지표 적합성 검토 및 가중치 선정이라는 단계적 접근방법을 적용하였다.(그림 2-1)

우선 앞서 수행된 기존 평가체계 분석을 통해 지속가능성/파급효과 관련 지표 보완, 추가성·무결성·MRV 등 국제탄소시장 기준과의 정합성 확보, 경제성 등 현실적 사업 타당성 관련 지표 보완이라는 지표 고도화 방향을 도출하였다. 이를 기반으로 평가 단계별 지표 후보군을 검토하여 지표 초안을 도출하였다. 다음으로 도출된 지표(안)에 대한 타당성과 실효성을 검증하기 위해 공공기관, 민간기업, 학계, 국제기구 등 감축 분야 전문가를 대상으로 설문조사를 실시하였다. 설문조사 결과를 토대로 각 지표 항목의 필요성 등을 검토하였으며, 필요시 보완 지표를 추가하거나 정의를 구체화하여 최종 평가지표 목록을 확정하였다. 마지막으로 AHP 기법을 적용하여 평가지표별 상대적 중요도를 정량화하였다. 전문가의 쌍대비교 응답을 종합하여 일관성 검증(CR)과 지표 간 가중치를 산정하여 배점화하였다.

그림 2-2 사전 스크리닝 방법론 지표 고도화 추진 절차



※ 출처: 저자 작성

가. 스크리닝 지표 개선안 도출

1) 지표 후보군 선정 및 검토

가) 1단계: 국가·분야·사업 특성 지표

국가 특성

2024년 COP29에서 파리협정 6조 이행규칙이 최종적으로 구체화되면서, 국제 사회는 국가 간 온실가스 감축 협력체계를 구축할 수 있는 법적·제도적 기반을 확립했다. 이는 국제 탄소 시장의 불확실성을 해소하고, 각국이 상호 신뢰 가능한 감축실적을 교환·활용할 수 있는 길을 열었다는 점에서 중요한 전환점으로 평가된다. 한국 역시 이러한 국제적 흐름에 발맞추어 제도적 기반을 선제적으로 강화해왔다. 정부는 우선협력 대상국과의 협정·MOU를 통해 협력 채널을 제도화하고, 실제 사업 발굴·투자를 추진할 수 있는 틀을 마련하였다. 2025년 8월 현재까지 베트남, 몽골, 가봉, 우즈베키스탄, 아랍에미리트, 모로코, 페루, 라오스, 키르기스스탄 등 9개국과 기본협정을 체결하였으며, 스리랑카·가나·방글라데시·조지아 등 4개국과는 가서명 단계에 있다. 이외에도 필리핀, 세네갈, 콜롬비아 등과 협상이 진행 중이다. 양자협정은 단순한 외교적 성과가 아니라, 실제 감축사업 추진을 위한 법적 확실성과 제도적 기반을 제공한다는 점에서 중요한 의미를 가진다. 협정 체결국은 △온실가스 감축실적의 상호 승인 및 이전 절차, △이중계산 방지, △MRV 체계 구축 등 핵심 쟁점에서 협력 의지를 제도적으로 확인한 국가들이므로, 다른 국가에 비해 사업 실행 가능성과 위험 관리 측면에서 유리하다. 따라서 양자협정 체결 여부는 국제감축사업 추진의 법적·제도적 기반을 제공한다는 점에서 중요한 스크리닝 지표가 된다. 또한 한국 정부는 민간기업의 참여를 촉진하기 위해 2022년 베트남, 몽골, 필리핀, 인도네시아, 태국, 미얀마, 인도, 방글라데시, 스리랑카, 우즈베키스탄, 사우디아라비아, UAE, 모로코, 브라질, 콜롬비아, 페루, 칠레 등 총 18개국을 ‘민간 주도 국제감축사업 우선협력국’으로 선정하였다. 이를 통해 민간기업이 국제감축사업을 적극적으로 발굴·투자할 수 있도록 타당성 조사 및 투자지원 사업을 시범적으로 추진하고 있으며, 2023년에는 총 5개 사업에 119억 원을 지원한 바 있다.

많은 개도국은 파리협정 하에서 국가온실가스감축목표(NDC)를 설정할 때, 무조건부(Unconditional) 목표와 조건부(Conditional) 목표를 구분하여 제시하고 있다. 무조건부 목표는 자국의 독자적 노력만으로 달성 가능한 감축량을 의미하는 반면, 조건부 목표는 국제사회의 재정·기술·역량 지원을 전제로 한 추가 감축량을 의미한다. 따라서 조건부 목표의 비중이 큰 국가는 국제협력 수요가 클 수밖에 없으며, 한국과 같은 감축사업 파트너국에는 우선 협력 대상으로서의 전략적 가치가 높다. 실제로 베트남, 라오스, 방글라데시, 가나, 페루 등은 조건부 감축목표가 전체 NDC의 50% 이상을 차지하고 있으며, 몽골, 모로코, 키르기스스탄 역시 조건부 감축 비중이 높아 국제 지원에 크게 의존하고 있다. 예를 들어, 베트남은 2030년까지

15.8% 무조건부 감축과 27.2% 조건부 감축 목표를 설정하여, 총 43% 감축 중 절반 이상이 국제지원에 달려 있다. 라오스는 무조건부 감축 목표가 1~2% 수준에 불과하고, 대부분의 감축은 국제 협력사업을 통해 달성하도록 설정하고 있다. 아프리카 국가인 가봉과 가나 역시 산림·재생에너지 분야에서 조건부 감축의존도가 높아, REDD+ 및 재생에너지 기반 국제감축사업의 수요가 크다. 이와 같이 조건부 감축목표가 큰 국가는 한국의 국제감축사업 추진에 있어 중요한 전략적 파트너로 평가될 수 있다. 우선, 이들 국가는 국제지원 없이는 감축 목표 달성이 사실상 불가능하므로 사업 추진에 대한 정치적·사회적 수요가 크다. 둘째, 국제기구와 주요 공여국이 조건부 목표 달성을 지원하기 위해 다양한 재정·기술 협력사업을 계획하고 있어, 한국의 ODA 및 국제감축 연계 사업이 제도적으로나 재정적으로 연계될 가능성이 크다. 셋째, 조건부 목표를 국제적으로 이행할 경우 해당 국가는 감축실적을 국제 탄소시장에 제공할 여지가 커지므로, 한국의 국제감축 목표 달성에도 실질적으로 기여할 수 있다. 따라서 국제감축사업의 우선협력국을 선정할 때는 단순히 협정 체결 여부나 프로젝트 발굴 가능성뿐 아니라, 조건부 감축목표의 비중과 구조를 함께 고려하는 것이 바람직하다. 조건부 감축 비중이 큰 국가는 국제지원 수요와 협력 여건이 상대적으로 크기 때문에, 한국의 국제감축·그린 ODA 연계 전략 수립 시 우선순위 국가로서 검토할 필요가 있다.

분야 특성

기후위기 대응을 위한 기술혁신은 각국의 국가결정기여(NDC) 이행 및 탄소중립 목표 달성에 있어 핵심적 수단으로 자리매김하고 있다. 우리나라는 「기후변화대응 기술개발 촉진법」에 근거하여 과학기술정보통신부가 기후변화대응 기술 분류체계를 제정(2022년)한 바 있으며, 이를 기반으로 국가 차원의 기술개발 및 정책 지원 방향이 구체화되고 있다. 또한 특허 출원, 녹색기술인증, 국제 감축기술 수요 분석 등 다양한 지표를 통해 국내 기후기술의 강점과 분야별 특성이 드러나고 있다. 한편 국제감축사업의 효과성을 위해서는 감축 효과가 큰 분야를 선별하고 추가성을 확보하는 것이 필수적이다. 본 절에서는 이러한 부분들을 종합적으로 검토하여, 국내 기후기술 경쟁우위를 평가하고 향후 협력 및 투자 방향성을 도출하고자 한다.

우선 과학기술정보통신부의 분류체계에 따르면 감축분야 기술은 △재생에너지 생산(태양광·풍력·해양·수력 등), △연료·원료 저장기술(수소, 바이오매스, 폐자원), △에너지 효율성(산업·수송·건물 효율), △온실가스 처리(CCUS, 메탄저감, 탄소흡수원), △통합기술(스마트그리드, 열 통합 등)로 구분된다. 이는 국제적 기술 분류체계(TNA, UNFCCC 등)와 비교 시 범위와 체계성이 우수하며, 국가 연구개발 정책과 연계된다는 점에서 강점이 있다. 한편 한국 지식재산연구원의 분석에 따르면, 2002~2021년 동안 국내 기후변화 완화 기술 특허 출원은 에너지 생산·전송·분배 분야(약 16만 건)가 압도적으로 많으며, 이차전지·전력저장 분야가 핵심을 차지한다. 이어 수송 효율(5만여 건), 산업공정(7만여 건), 건물효율(3만여 건) 순으로

나타난다. 특히 이차전지(44%)와 전기자동차(7%) 분야는 한국의 대표적 경쟁우위 분야로 확인되며, 이는 향후 국제 감축사업(특히 모빌리티 및 에너지 저장 분야)에서 활용도가 높을 것으로 전망된다. 2024년 3월 기준 녹색기술인증 데이터에 따르면, 인증 비중이 높은 분야는 건물 효율, 폐자원, 태양광, 태양열·열통합, 바이오매스 순이다. 특히 건물효율 관련 인증(친환경 건축재, 절전형 ICT·LED 조명, 단열·창호 기술 등)이 가장 많아, 도시·건축 부문에서의 국내 기술경쟁력을 뒷받침한다. 이는 우리나라의 빠른 도시화 및 건설산업 기반과 맞물려 국제협력 시 수요가 높은 고효율 건축자재, 스마트빌딩 기술로 이어질 수 있다.

NDC 및 TNA 분석 결과, 국제적으로는 △에너지공급(태양광·풍력), △산림·토지(조림·흡수원), △산업효율·HFC 대체, △수송(전기차, 대중교통), △건물효율, △폐기물 관리(메탄 포집·활용), △농업(비료·사료 관리, 스마트 농업), △수소·에너지저장(ESS, 수소 연계)이 주요 감축 수요 분야로 도출되었다. 특히 다수의 국가가 조건부 감축목표를 설정하면서 “국제지원·기술이전 필요”를 명시하고 있어, 우리나라가 경쟁우위를 지닌 분야는 국제협력 진출 기회가 큰 것으로 분석된다.

온실가스 감축 효과는 온난화지수(GWP)라는 두 가지 기준으로 평가할 수 있다. 배출계수는 특정 활동 단위당 발생하는 온실가스 배출량을 의미하며, 연료 사용, 산업 공정, 폐기 과정 등에서의 실제 배출량 산정에 활용된다. GWP는 다양한 온실가스를 이산화탄소와 비교하여 지구온난화에 미치는 상대적 영향을 나타내는 지표로, CO₂를 1로 했을 때 메탄은 약 27~30배, 아산화질소는 273배, 육불화황은 24,300배의 효과를 가진다. 이러한 지표를 함께 고려하면 배출량이 많지 않더라도 GWP가 높은 가스에 대한 감축은 상대적으로 큰 효과를 지니며, 산업부문별 감축 우선순위를 설정하는 데 중요한 근거가 된다. 특히 반도체·전력 분야에서 배출되는 SF₆, NF₃, PFC류는 소량으로도 막대한 온실가스 효과를 내므로 전략적으로 관리할 필요가 있다.

국제감축사업의 사전 스크리닝 체계에 추가성 평가 지표를 포함하는 것은 사업의 실질적 효과성과 국제적 신뢰성을 확보하는 데 필수적이다. 추가성이란 온실가스 감축 사업이 ‘사업이 없었다면 발생하지 않았을 감축’이어야 한다는 원칙을 의미한다. 이는 단순히 기존 법적·정책적 의무나 경영 관행에 의한 감축이 아닌, 파리협정 6조에서 정의한 국제 탄소시장 메커니즘의 인센티브가 있었기에 이루어진 ‘추가적’ 감축임을 기술적으로 입증해야 감축 실적으로 인정받을 수 있음을 뜻한다. 스위스 Klik 재단과 일본 JCM은 기존의 법률·정책·시장 관행만으로는 실현이 어려운 혁신적이고 신규적인 감축기술과 사업을 중심으로 엄격한 추가성 검증을 실시하고 있다. 스위스는 농업, 산업 특화 분야 및 탄소제거 기술 등에서 추가성 입증을 핵심 요건으로 삼으며, 일본은 GX(녹색전환) 전략 분야 신기술에 대해 BAU(사업 관행 기준)만으로 실현이 불가능한 사업에 한해 추가성을 인정한다. 이러한 국제 사례들은 분야별로 적격 및 부적격 기준을 구분하여 적용하고 있다. 적격 분야로는 에너지 효율 향상, 재생에너지 확대,

전기차 보급, 메탄 감축, 탄소제거 등 혁신성과 신규성이 명확한 감축기술과 사업들이 포함된다. 부적격 분야로는 기존 법적·정책적 의무 범위 내에서 이루어지는 감축, 화석연료 사용 확대, 원자력 발전, 일부 대형 수력발전, 기술 기준 미달 대규모 플랜트 산업, 무회수 폐기물 처리, 환경 및 인권 문제를 야기할 위험이 있는 사업, 그리고 불법·비윤리적 활동 등이 포함된다. 또한, 기존 보조금 정책과 중복 지원을 받거나 시장 왜곡을 초래할 가능성이 있는 사업도 부적격으로 간주된다. 이처럼 추가성 항목에서 부적격인 사업을 조기에 배제할 수 있도록 스크리닝 지표를 설계할 필요가 있다.

사업 특성

사업 특성 지표로는 파리협정 6조의 체계를 기준으로 구성할 수 있다. 먼저, 파리협정 6.2조와 연계 가능한 사업은 국가 간 협정 체결을 통해 추진될 수 있는 기후변화 완화 사업으로 정의된다. 이러한 사업은 양자 기후협정 또는 부처 간 협약 하에서 수행되는 감축 분야 ODA 타당성 조사, 프로젝트, 시범 사업 등으로 구체화되며, 국가 간 협력 필요성이 명확하고, 한국 및 국제 재원을 기반으로 공동 감축이 가능한 경우 높은 평가를 받는다. 반면, 국가 간 공식 협정이나 국제 등록과 무관한 단독 감축사업은 낮은 평가를 받는다.

파리협정 6.4조에 해당하는 사업은 기존 CDM(Clean Development Mechanism) 사업 중 SDM(Sustainable Development Mechanism)으로 전환 가능한 사업을 대상으로 한다. 전환 가능성 평가는 UNFCCC 공식 절차, 최신 판정 기준, SDM 관련 국제 합의를 기준으로 이루어지며, 주요 평가 항목에는 호스트국 정부(DNA)의 승인 및 참여 주체 전환 의사, SDM 신규 요건 충족 여부(추가성, 환경·사회 영향, 이해관계자 의견, 지속가능발전 평가), CDM 등록 상태와 데이터 적합성, 절차·서류 적합성, 분야 및 사업유형 적격성 등이 포함된다. 기존 CDM 사업 자료에는 사업 등록 및 이행 실적, 프로젝트 참가자, 감축 실적, 추가성 입증 문서(PDD), 지속가능발전 평가, 모니터링 보고서 등이 포함되어 있어, SDM 전환의 5점 척도 예비 평가 및 우선순위 선별이 가능하다. 최종 전환 자격 확정에는 호스트국 DNA 및 참여자 동의, SDM 추가 요건 서류 보완, 최신 승인 및 신청 현황 등 일부 추가 정보가 필요하며, 일반적으로 기존 CDM 자료 기반 사전심사 후 미비 항목만 보완하는 방식으로 진행된다.

마지막으로, 파리협정 6.8조 사업은 비시장적 접근(Non-Market Approaches, NMA)에 해당하며, 국제감축사업 기반 조성, 역량 강화, 제도 개선, 정책 자문, 기술·인력 교류, 실증 및 시범사업 등 시장 기반이 아닌 모든 형태의 국제적 감축·적응 협력사업을 포괄한다. 국제감축사업과 연계 가능한 그린 ODA 사업 유형으로는 개발컨설팅, 프로젝트, 타당성조사, 국제기구 협력, 혁신적 개발협력, 패키지형 사업 등이 있으며, 각 사업은 교육훈련, 전문가 파견, 정책·기술 자문, 초청연수, 현지 워크숍, 건축시설물 기자재 지원, 현지 교육, 국제기구 협력, 연구, ESG 및 혼합금융 활용 등 다양한 구성요소를 포함할 수 있다. 다년·다국가 프로젝트, 제도화,

기술 이전 실적이 있는 사업이나 개도국 타당성조사와 시범 구축을 포함한 사업은 높은 평가를 받으며, 소규모·한정적 컨설팅이나 단기 시범 사업은 낮은 평가를 받는다.

나) 2단계: 협력 준비성·효과성·당위성 지표

협력 준비성

협력 준비성은 협력대상국의 여건, 제도적 준비도, 감축사업 경험 등으로 평가할 수 있을 것이다. 먼저 국가 여건은 정치적 안정성, 경제 성장률, 국가신용등급, 사회적 안전성(범죄 및 치안 수준) 등을 종합적으로 고려하여 국가별 리스크와 협력 가능성을 평가한다. 이를 위해 Fitch, S&P, Moody's의 국가신용등급, IMF 경제전망, 세계은행의 정치안정성 지표, 국제 범죄지수(GOCI) 등을 활용할 수 있다. 또한 협력대상국의 NDC 제출 및 이행 의지, NIR·BUR 제출 현황, TNA 수행 여부, ITMO 관련 정책·법제도, 저탄소 장기 전략(LTS/LEDS) 수립 여부, 그리고 MRV 체계 구축 수준을 종합하여 기후변화 관련 정책 부합성을 판단할 수 있을 것이다.

제도적 준비도는 파리협정 제6조 참여 준비 수준으로 평가할 수 있다. 이는 해당 국가가 국제감축사업을 수행·관리할 체계와 법적 근거를 갖추었는지를 판단하는 핵심 요소다. 파리협정 6조 준비도는 전략적 고려사항(NDC 연계성, 초기 역량 강화, 정치적 선언, 탄소시장 전략 등), 법적 기반 및 거버넌스(국가 권한 부여, 규제·법적 프레임워크, 재정 절차), 제도적 구성(NDA 및 관련 기관 설치, 민간부문 참여 체계), 운영 절차(감축 활동 승인, 모니터링, 검증, 상응조정 등), 인프라(MRV 도구, 데이터베이스, 추적 시스템) 등 5개 세부항목으로 판단할 수 있다.

감축사업 경험은 양자협정(BA), 양해각서(MOU), 시범 프로젝트 참여 현황, PACM 사전검토통지서 제출 현황, CDM 전환 요청 경험 등을 통해 파악할 수 있다. 또한 GCF, CTCN TA, WB, ADB 등 국제 기후재원 조달 기후대응 사업 수행 경험도 주요한 고려요소이다.

협력 효과성

협력 효과성 평가 지표는 감축사업 연계 가능성과 확산 가능성으로 구성할 수 있다. 먼저 감축사업 연계 가능성은 국가 측면에서 ITMO 전환 절차 요건과 배출권 시장 조성 여부, 사업 측면에서 방법론의 적합성과 MRV 관련 지표를 볼 수 있다. 방법론은 배출량을 과대평가하지 않도록 보수적인 기준선을 설정하고, 사업이 정책·재무·기술적으로 추가적인 감축을 제공하며 환경적 부정영향이 최소화됨을 입증해야 한다. 감축량의 측정·보고·검증(MRV)은 국제 표준을 준수하고, 모니터링 계획과 데이터 품질 관리, 제3자 검증 절차를 포함해야 하며, 사업은 경제·사회·환경적 편익을 창출하고 세이프가드를 갖추어야 한다. 또한 IPCC AR6 WGIII 내용을 기반으로 비용 대비 감축 잠재력이 높은 기술을 파악할 수 있으므로, 이를

협력효과성의 가산점 항목으로 구성할 수 있다.

감축사업 확산 가능성은 규모의 확장과 타 지역으로의 확장 두 가지 측면에서 살펴볼 수 있다. 먼저, 사업 규모 확대 측면에서는 대상국의 감축 기술 수요와 연계성을 고려해야 하며, 감축 기술의 성숙도(TRL)를 기준으로 상용화 단계(TR 8~9), 시범·초기 상용 단계(TR 6~7), 파일럿 단계(TR 4~5)로 구분하여 확산 가능성을 평가할 수 있다. TRL은 NASA에서 개발한 개념으로, 기술이 기초 관찰 단계에서 실제 운용 검증 단계까지 발전하는 과정을 9단계로 정의하며, 감축 기술 성숙도를 객관적으로 판단하는 데 활용된다. 또한 타 국가나 지역으로의 확장 가능성은 한국 측 지원 인프라(환경부 현지 사무소, KOTRA 탄소중립 지원센터, 산림청 해외산림협력센터), 과거 협력 경험(CDM·JCM 등), 기술 범용성 및 수요, 대상국의 법·제도 환경 성숙도(MRV 체계, LoA 발급 절차, 규제 환경) 등을 종합적으로 고려하여 평가한다. 이를 통해 감축사업은 기술적 준비도와 국제 협력 여건을 기반으로 다양한 국가와 지역으로 확산될 수 있는 잠재력을 갖춘다.

협력 당위성

협력의 당위성은 상위 정책의 핵심 기술요소와의 연계성을 통해 확인할 수 있다. 한국 측면에서는 ① 탄소중립 100대 핵심기술, ② 2050 탄소중립 추진전략(LEDs)의 감축 수단, ③ 2050 탄소중립 시나리오를 상위 정책으로 설정하고, 해당 사업의 기술이 이들 정책에 포함되는지를 평가한다. 협력 대상국 측면에서는 해당국이 제출한 국가결정기여(NDC)에 해당 분야 및 기술이 명시되어 있는지 검토함으로써 협력 필요성을 판단할 수 있다. 이를 통해 양국의 정책적 우선순위가 일치하는 영역을 식별하고, 협력 사업의 실효성을 제고할 수 있다.

표 2-7 사전 스크리닝 방법론 지표 개선안

구분	지표	세부 요소
[1단계] 국가 특성	기후협정 및 약정 체결국	<ul style="list-style-type: none"> 양자 기후협정 체결국 양자 기후협정 가서명국 관계부처와 국제감축 사업 MOU 체결국
	국제 감축 사업 우선 협력국	<ul style="list-style-type: none"> 민간(기업) 주도 국제 감축사업 우선협력국 (18개국) ODA 중점협력·CPS 감축 반영국 CTCN TA 지원국
	NDC 제출국의 조건부·무조건부 감축목표	<ul style="list-style-type: none"> NDC 제출국 중 조건부 감축목표 큰 국가 NDC 제출국 중 무조건부 감축목표 큰 국가
	국내 강점 기후기술 분야	<ul style="list-style-type: none"> 과학기술정보통신부 기후기술 분류체계 중 감축분야 중 강점 기후기술 분야 국내 기술공급능력(감축 분야 특허 수, 녹색인증 수)
	개도국 기술수요 큰 분야	<ul style="list-style-type: none"> NDC 종합보고서 상 국가 언급 비중이 높은 분야 비부속서 I 당사국 TNA 4차 통합보고서 상 감축 우선순위 기술 분야
[1단계] 분야 특성	감축 효과 큰 분야	<ul style="list-style-type: none"> GHG 강도 큰 분야
	추가성 연계 적격/부적격 분야	<ul style="list-style-type: none"> 부적합하거나 추가성 입증 필요한 부적격 분야
	파리협정 6.2조 해당 사업	<ul style="list-style-type: none"> 기후변화 완화 사업 중 국가 간 협정으로만 추진 가능한 사업
	파리협정 6.4조 해당 사업	<ul style="list-style-type: none"> 기존 CDM 사업에서 SDM 사업 전환 가능 사업
[1단계] 사업 특성	파리협정 6.8조 해당 사업	<ul style="list-style-type: none"> 국제감축사업 기반 조성, 역량강화, 시범사업 가능 사업
	협력대상국 여건	<ul style="list-style-type: none"> 협력대상국 여건 (정치, 경제, 사회, 문화 등)
	협력대상국 기후정책·제도 준비도	<ul style="list-style-type: none"> NDC 이행의지(제출), NIR/NID 제출, BUR/BTR 제출, TNA 제출, ITMO 관련 정책/법제도/가이드라인 수립, MRV 체계 수립
[2단계] 협력 준비성	협력대상국 감축사업 실행경험·재원조달 역량	<ul style="list-style-type: none"> 협력대상국 감축사업 실행경험·재원조달 역량 사업경험 여부, 금융재원 조달 경험

구분	지표	세부 요소
[2단계] 협력 효과성	감축사업 연계 가능성	<ul style="list-style-type: none"> ITMO 전환 절차 미 요건 분석 (국가 측면) 배출권 시장 조성 여부 (국가 측면) CDM의 SDM 체계로의 전환 승인 방법론 적용 적합성 (사업 측면) MRV 관련 지표 (측정, 보고, 검증) (사업 측면) VCM 방법론 적용 사례 (사업 측면) (가산점) 비용 대비 감축량 적용 분야 (사업 측면) (가산점)
	감축사업 확산 가능성	<ul style="list-style-type: none"> 규모의 확장 타 국가/지역으로의 확장 등
[2단계] 협력 당위성	한국 상위 정책상 기술요소와의 연계성	<ul style="list-style-type: none"> 한국 상위 정책상 기술요소와의 연계성

※ 출처: 저자 작성

나. 지표 적합성 검토 및 가중치 산정

1) 지표 적합성 검토

가) 방법론

지표의 실효성과 타당성을 검증하기 위해, 앞서 제시된 사전 스크리닝 지표 개선(안)에 대한 전문가 적합성 검토 설문조사를 수행하였다. 검토는 공공기관, 민간기업, 학계, 연구기관, 국제기구 등 다양한 분야에서 국제감축사업, 기후정책, 온실가스 감축기술 관련 경험을 보유한 전문가 20인을 대상으로 진행되었다. 설문조사는 각 지표 항목별로 ‘필요’ 또는 ‘불필요’ 여부를 선택하도록 구성하였으며, 응답자가 세부 의견을 기술할 수 있는 서술란을 함께 제공하여 정량적 결과뿐 아니라 정성적 의견도 수집하였다.

조사 결과는 항목별 빈도 분석을 통해 지표의 필요성 정도를 산출하였으며, 아울러 응답자의 서술형 의견을 질적 분석하여 향후 지표 개선 방향 도출의 참고자료로 활용하였다. 이를 통해 단순한 항목 검증을 넘어, 지표의 실질적 적용 가능성과 제도적 타당성, 사업화 연계성을 종합적으로 평가하는 데 초점을 두었다.

나) 적합성 검토 결과

전문가 설문조사 결과, 제안된 사전 스크리닝 지표의 전반적인 구성과 방향성은 국제감축사업의 발굴 및 우선순위 선정을 위한 기초 틀로서 타당하다는 평가를 받았다. 특히 국가 특성, 분야 특성, 협력 준비성, 협력 효과성, 협력 당위성 등 다섯 개 대분류 지표 체계는 국제협력사업의 기본적 스크리닝 체계로서 활용 가능성이 높다고 평가되었다. 이러한 다차원적 평가체계는 국제감축사업의 복잡성을 적절히 반영하고 있으며, 사업 발굴 단계에서 주요

고려사항들을 체계적으로 검토할 수 있는 구조를 제공한다는 점에서 긍정적인 평가를 받았다.

그러나 일부 세부 항목에 대해서는 실효성 및 중복성 측면에서 보완이 필요하다는 의견이 제시되었다. ‘NDC 제출국 중 무조건부 감축목표가 큰 국가’와 ‘배출권 시장 조성 여부’ 항목은 각각 8건, 7건의 ‘불필요’ 응답이 집계되어 상대적으로 낮은 타당성을 보였다. 반면, ‘협력대상국 여건’, ‘감축사업 연계 가능성’, ‘규모의 확장성’ 등은 모든 전문가가 필요하다고 응답하여, 사업의 성공 가능성과 지속 가능성을 판단하는 핵심 기준으로 인식되고 있음을 보여준다. 전반적으로, 현행 스크리닝 지표는 국제감축사업 발굴의 기초 틀로서 유용하나, 형식적 요건 중심의 평가에서 벗어나 실질적 이행 수준, 추가성 입증 가능성, 확산성, 정책기여도 등을 반영하는 정교한 체계로 고도화할 필요가 있다는 의견이 다수 제기되었다. 또한, 중앙정부 단위뿐 아니라 지역 단위 평가, 정량지표와 정성지표의 균형, MRV·추가성 등 품질 중심 평가 강화, 제도적 기반의 구체화, 협력당위성의 전략화 등 세부 개선방향이 제시되었다.

이번 조사에서는 다양한 통찰력 있는 의견들이 제시되었으나, 본 사전 스크리닝 지표는 다수의 사업을 일괄적으로 검토해야 하는 특성상 개별 사업에 대한 심층적·정성적 평가는 제한적일 수 있음을 고려하여 설계되었다. 따라서 본 지표체계를 실제로 활용하는 이해관계자들은 다음과 같은 세부 개선·보완 의견을 참고하여 자가평가(Self-Assessment) 방식으로 적용할 경우, 보다 현실적이고 정밀한 사전검토가 가능할 것으로 판단된다.

첫째, 형식적 요건에서 실질적 이행 수준 중심으로의 전환이 필요하다. NDC·TNA 등의 단순 제출 여부를 넘어 최근성(업데이트 주기), 이행 진척도(실제 달성 정도), 국제 검증 여부(제3자 검증 이력) 등을 추가로 반영해야 한다. 예를 들어 NDC를 5년 이상 업데이트하지 않은 국가와 최근 강화된 목표를 제출한 국가는 기후변화 대응에 대한 정책적 우선순위가 다를 수 있으며, 이행 진척도는 국가의 실제 이행 역량과 의지를 보여주는 가장 직접적인 지표이다.

둘째, 국가 단위에서 지역 단위 평가로의 구체화가 필요하다. 중앙정부가 불안정하거나 역량이 부족한 국가라도 특정 지역은 지방정부의 리더십, 국제기구의 지원, 기존 ODA 사업 경험 등으로 인해 사업 추진 환경이 우수할 수 있다. 따라서 특정 지역의 안정성, 행정역량, 과거 유사 사업 수행 경험 등을 별도 지표로 평가함으로써 국가 전체의 평균적 여건만으로는 포착하기 어려운 사업 성공의 미시적 조건들을 파악할 수 있다.

셋째, 정량 중심에서 정성지표의 균형적 반영이 필요하다. 현재 지표체계는 감축잠재량, 특히 보유 현황 등 측정 가능한 정량지표에 주로 의존하고 있으나, 사회적 편익(보건·안전·여성·아동 권익 향상), 기술의 현지 적용 가능성 및 보급성, 현지 일자리 창출 효과, 지역사회 수용성 등의 정성지표를 균형있게 반영해야 한다. 예를 들어 청정조리기술 보급사업은 단순한 감축량 수치만으로는 그 가치가 과소평가될 수 있으나, 실내공기질 개선을 통한 여성과 아동의 건강 증진 등 다양한 공동편익을 창출한다.

넷째, 추가성·MRV·품질 중심 평가의 강화가 필요하다. 단순 부적격 판단을 넘어 추가성 입증 가능성의 정도, 모니터링의 용이성(측정 빈도, 접근성, 비용), 기준선 및 배출량 데이터의

접근성과 신뢰성 등을 정량적으로 평가해야 하며, 감축사업의 전반적 품질을 평가하기 위해 추가성뿐 아니라 영속성(감축효과의 지속성), 누출 방지, 공동편익 등을 명확한 평가요소로 포함시킬 필요가 있다.

다섯째, 제도적 기반의 구체화 및 세분화가 필요하다. "ITMO 제도 수립 여부"와 같은 모호한 항목은 DNA(국가지정기구)의 존재 및 운영 현황, 국가 등록부 운영 여부, 승인 및 이전 절차에 대한 구체적 가이드라인의 수준, 담당 인력의 전문성 등으로 세분화해야 한다. 또한 국가 기후변화법 제정 여부, 탄소가격제 도입 현황, 과거 CDM 사업 경험, UNFCCC 보고 이행률 등은 해당 국가의 제도적 성숙도를 판단하는 객관적 지표가 될 수 있다.

마지막으로, 협력당위성의 전략적 재편이 필요하다. 단순히 "국내 정책에 포함되어 있는가"가 아니라, 해당 사업이 국가 감축목표 달성에 실질적으로 기여하는 정도(정량적 %), 관련 산업의 국제 경쟁력 강화 가능성(기술 수출, 표준 선점 등), 국제 탄소시장에서의 수요 전망, 전략적 파트너십 구축 기회 등을 종합적으로 고려하는 전략적 평가체계로 전환해야 한다. 이러한 전략적 관점의 평가는 제한된 재원을 가장 효과적으로 배분하고 국제감축사업을 국가의 종합적 기후외교 및 산업전략과 연계시키는 데 기여할 것이다.

표 2-8 지표 적합성 전문가 설문 결과

구분	지표	세부 요소	필요	불필요	의견		
[1단계] 국가 특성	국제 감축 사업 우선 협력국	기후협정 및 약정 체결국	• 양자 기후협정 체결국	18	1	- 양자 협정이 체결된 국가는 향후 국제감축 사업의 법적 안정성이 높아, 사업 추진 중 발생할 수 있는 제도적 리스크를 줄이는 기준으로 반드시 필요	
			• 양자 기후협정 가서명국	15	4		
			• 관계부처와 국제감축 사업 MOU 체결국	14	4		- MOU의 법적 구속력 및 실효성은 다소 미 흡하나, 사업 추진 의지를 판단하는 요소 로 활용 가능
	민간(기업) 주도 국제 감축사업 우선협력국	ODA 중점협력·CPS 감축 반영국	• 외교부 및 산업부 중심 민간(기업) 주도 국제감축사업 우선협력국	17	2	- 사업 수행 주체로서 민간의 역할을 강조하 고, Bottom-up 접근을 고려할 수 있는 요소	
			• ODA 중점협력국	16	3	- ODA 전략과의 적합성은 국제기구/정부 지원을 확보하는데 유리	
			• CPS 감축 분야 반영국	17	1		
			CTCN TA 지원국	• CTCN TA 지원받은 국가(개도국, 최빈국, 군소도서국)	12	5	- 기후기술 협력 수요와 제도 기반이 이미 확인된 국가로 판단할 수 있으나, 국제감 축사업과의 직접적인 연계성은 미흡
				NDC 제출국의 조건부·무조건부 감축목표	• NDC 제출국 중 조건부 감축목표 큰 국가	16	2
• NDC 제출국 중 무조건부 감축목표 큰 국가	10	8					

구분	지표	세부 요소	필요	불필요	의견
[1단계] 분야 특성	국내 강점 기후기술 분야	<ul style="list-style-type: none"> 과학기술정보통신부 기후기술 분류체계 중 감축분야 중 강점 기후기술 분야 국내 기술공급능력(감축 분야 특허 수, 녹색인증 수) 	17	1	<ul style="list-style-type: none"> 국내 강점기술을 개도국 BAT 및 현지 여건과의 적합성 중심으로 평가 필요 중소·소설벤처 기술의 혁신성과 사회적 편익(보건·안전·여성·아동 효과) 등 정성 지표 병행 필요 정량지표(특허, 인증 등)와 정성지표(편익, 일자리 등)의 균형 유지
	개도국 기술수요 큰 분야	<ul style="list-style-type: none"> NDC 종합보고서 상 국가 언급 비중이 높은 분야 비부속서 I 당사국 TNA 4차 통합보고서 상 감축 우선순위 기술 분야 	17	2	<ul style="list-style-type: none"> 개도국이 우선순위로 언급한 기술은 수요-공급 매칭 가능성 높음
			15	3	
	감축 효과 큰 분야	<ul style="list-style-type: none"> GHG 강도 큰 분야 	17	1	<ul style="list-style-type: none"> GHG 배출 강도가 높은 분야는 단위 사업당 감축 잠재량이 크므로 국제감축사업 효과성을 입증하기 유리하나, 특성 온실가스를 지정한다는 것은 특정 산업을 지정하는 것과 동일한 의미가 될 수 있으므로 유의 필요
추가성 연계 적격/부적격 분야	<ul style="list-style-type: none"> 부적합하거나 추가성 입증 필요한 부적격 분야 	15	2	<ul style="list-style-type: none"> 일부 국가는 Article 6 협력분야를 긍정리스트(positive list) 형태로 제시, 이러한 국가는 제도 기반과 협력 의지 확보 측면에서 가산점 부여 타당 추가성 입증 용이성(데이터 접근성, 모니터링 가능성)을 보조 지표로 포함 필요 일괄 감점보다는 조건부 적격 절차를 마련해 혁신적 기술의 참여 유도 추가성 입증 가능성 평가(데이터·모니터링·제도지원) 항목을 신설 필요 	

구분	지표	세부 요소	필요	불필요	의견
[1단계] 사업 특성	파리협정 6.2조 해당 사업	• 기후변화 완화 사업 중 국가 간 협정으로만 추진 가능한 사업	17	1	- 6.8조는 NDC 지원용 사업으로 한정, 6.2·6.4는 국제감축 실현 가능성 중심으로 다층적 평가 필요
	파리협정 6.4조 해당 사업	• 기존 CDM 사업에서 SDM 사업 전환 가능 사업	16	2	
	파리협정 6.8조 해당 사업	• 국제감축사업 기반 조성, 역량강화, 시범사업 가능 사업	15	2	
[2단계] 협력 준비성	협력대상국 여건	• 협력대상국 여건 (정치, 경제, 사회, 문화 등)	19	0	- 사업국분 아니라 사업대상지역의 정치·경제 안정성, 환경부 위상(정책 우선순위, 대통령 관심도) 등도 사업 성공에 영향, 지표에 반영 필요 - 중앙정부 불안정하더라도 지역 단위 안정성·행정역량 평가 병행
	협력대상국 기후정책·제도 준비도	• NDC 이행의지(제출)	15	3	- 단순 제출 여부보다는 이행 진척도, 최근성, 국제검증 여부를 함께 평가해야 함 - 형식적 보고보다 실질적 이행수준 중심의 지표 개선 필요 - 'ITMO 제도 수립' 항목은 DNA 존재, 등록부 운영 등 검증 가능한 세부지표로 구체화 - 형식적 제출 여부보다 제도 정비 수준·이행 의지를 정량화
		• NIR/NID 제출	13	4	
		• BUR/BTR 제출	13	4	
		• TNA 제출	12	4	
		• ITMO 관련 정책/법제도/가이드라인 수립	15	1	
	• MRV 체계 수립	14	2		
협력대상국 감축사업 실행경험·재원조달 역량	• 국제감축사업/CDM 수행 경험	16	2	- 국제기구(GGGI, WB 등) 네트워크 및 ODA-감축 연계성은 협력역량 판단에 활용 가능	
	• 금융재원 조달 경험	14	4		

구분	지표	세부 요소	필요	불필요	의견
[2단계] 협력 효과성	감축사업 연계 가능성	• ITMO 전환 절차 미 요건 분석 (국가 측면)	18	0	- 감축사업의 품질(추가성, 영속성, 공평 익) 판단 기준 마련 필요
		• 배출권 시장 조성 여부 (국가 측면)	11	7	- 감축효율성(원/tCO ₂ eq)을 핵심 평가지 표로 격상 필요
		• CDM의 PACM체계로의 전환 승인 방법론 적용 적합성 (사업 측면)	15	3	- 비용 대비 감축량, 배출저감 단가 등 경제 성 중심의 평가지표 보완 필요
		• MRV 관련 지표 (측정, 보고, 검증) (사업 측면)	17	1	- ETS 존재 여부, PACM 용어 등 구시대적 요소는 정리 필요
		• VCM 방법론 적용 사례 (사업 측면) (가산점)	15	3	- 국가·사업 단위 모두에서 MRV, 추가성, 승인절차 충족 정도 다층평가 필요
		• 비용 대비 감축량 적용 분야 (사업 측면) (가산점)	15	1	- ICVCM·VCM1 등 무결성 기준 반영해 신 뢰도 강화
	감축사업 확산 가능성	• 규모의 확장	19	0	- 확산성과 자원동원력 (GCF·ODA·민간 투자 등)을 통합 반영
		• 타 국가/지역으로의 확장 등	16	3	- 국가 맞춤형 접근이 중요한 사업으로 타 국가로의 확장가능성은 과도한 평가요소 일 수 있음
[2단계] 협력 당위성	한국 상위 정책상 기술요소와의 연계성	• 탄소중립 100대 기술 해당분야 (기술) 포함 여부	14	4	- 단순 포함 여부보다 정책기여도(%) 중심 평가 필요
		• 국가협력전략(CPS) 내 해당 분야 (기술) 포함 여부	16	2	- 국내 적용 가능한 기술과 협력국에 적용할 수 있는 기술에는 차이가 있으며, 개도국 은 첨단 기술이 아니라라도 적정기술을 통 해 상당한 온실가스 감축 효과를 달성할 수 있음
		• 2050 탄소중립 추진전략(LEDs) 내 해당분야(기술) 포함 여부	16	2	
		• 2050 탄소중립 시나리오 포함 여부	14	4	
		• 2030 국가 온실가스 감축목표(NDC) 내 해당 분야 (기술) 포함 여부	17	1	

※ 출처: 저자 작성

2) 지표 가중치 산정

가) 방법론

본 연구는 사전 스크리닝 지표 항목 간 상대적 중요도를 정량화하고 각 지표에 가중치를 부여하기 위해 계층화 분석법(Analytic Hierarchy Process, AHP)을 활용하였다. 이를 통해 향후 국제감축사업과 전략적으로 연계 가능한 기후기술 국제협력사업의 우선순위를 체계적으로 도출하고자 하였다.

AHP는 복잡한 의사결정 문제를 계층적으로 구조화하고 각 계층 요소들의 상대적 중요도를 평가함으로써 최적의 대안을 선정하는 다기준 의사결정 기법이다(김대용 외, 2024). 이 방법론은 의사결정 과정에서 주관적 판단을 체계적이고 일관되게 반영할 수 있으며, 정성적·무형적 기준과 정량적·유형적 기준을 동시에 고려한 평가가 가능하다는 장점을 지닌다(박현, 2013). AHP는 각 지표 항목을 쌍대비교(pairwise comparison) 방식으로 한 쌍씩 비교하여, 지표 간 상대적 중요도를 정량적으로 산출하는 기법이다. 이를 위해 응답자가 제시한 쌍대비교 평가값을 기반으로 쌍대비교행렬(pairwise comparison matrix)을 구성하고, 이를 통합하여 전문가 집단의 판단을 대표하는 종합(복합) 쌍대비교행렬(composite matrix)을 도출한다. 서로 다른 단위를 가진 요소들을 비교 가능한 공통 척도로 변환하기 위해, 각 쌍대비교행렬로부터 기하평균을 이용해 고유벡터(eigenvector)를 계산하며, 이 벡터는 동일 계층 내 요소들 간의 상대적 중요도를 나타내는 국지적 우선순위(local priorities)를 의미한다. 또한, 응답의 논리적 일관성을 검증하기 위해 전이적 일관성(transitive consistency) 검토를 수행한다. 이를 위해 쌍대비교행렬의 고유치를 활용하여 일관성 지수(Consistency Index, CI)를 산출하고, 경험적 기준값에 따라 일관성 비율(Consistency Ratio, CR)을 계산한다. CR 값이 작을수록 판단의 일관성이 높음을 의미하며, 일반적으로 CR이 0.1(10%) 이하이면 매우 일관된 응답으로, 0.2(20%) 이하이면 수용 가능한 수준의 일관성을 갖춘 것으로 간주한다.

본 연구에서는 앞서 지표 적합성 검토에 참여한 공공기관, 민간기업, 학계, 연구소, 국제기구 등 다양한 분야의 감축 전문가 20명을 대상으로 2차 설문을 실시하여 AHP를 통한 가중치를 산출하였다. 먼저 대분류 기준에 대한 상대적 중요도를 AHP 방식으로 평가한 후, 중분류 및 세부 지표에도 다층적 가중치 구조를 적용하였다. Dainin 프로그램을 활용하여 온라인 AHP 설문지를 전문가들에게 배포하였으며, 약 5일간 수집된 데이터는 전처리 과정을 거쳐 RStudio 프로그램을 통해 가중치 수치로 도출하였다.

나) AHP 분석 결과

AHP 분석 결과, 전체 지표체계에서 2단계(61.1%)의 중요도가 1단계(38.9%)보다 높게 평가되었다. 이는 국제감축사업의 사전 스크리닝 과정에서 국가·분야·사업 특성 등 기초 여건보다는 협력 준비성, 효과성, 당위성과 같은 사업의 구체적 특성과 실행 가능성 요소를 더 중요하게 인식하고 있음을 보여준다.

1단계 항목별 중요도

1단계 내에서는 ‘사업 특성(42.3%)’이 가장 높은 중요도를 보였으며, 다음으로 ‘국가 특성(32.1%)’, ‘분야 특성(25.6%)’ 순으로 나타났다. 사업특성이 가장 중요하게 평가된 것은 아무리 협력 여건이 좋은 국가와 감축 잠재력이 큰 분야라도 사업 자체의 준비성, 효과성, 당위성이 확보되지 않으면 성공적인 이행이 어렵다는 현장 중심적 판단을 보여준다.

세부적으로, 국가특성 관련 항목 중에서는 ‘양자기후협정 체결국(23.9%)’, ‘민간 감축사업 우선협력국(13.9%)’, ‘관계부처 MOU 체결국(15.7%)’ 등의 중요도가 높게 평가되었으며, 이는 공식적인 정부 간 협력 체계가 구축된 국가를 우선시하는 경향을 보여준다. 반면, ‘CTCN TA 지원국(9%)’은 상대적으로 낮게 나타나, 기술협력 지원 이력보다는 정책·제도 기반이 사업 추진의 핵심 조건으로 인식되고 있음을 보여준다. 분야 특성 항목 중에서는 감축효과가 큰 분야(30.2%)가 가장 높은 중요도를 나타냈으며, 개도국 기술수요가 큰 분야(29.5%), 추가성 연계 부적격 분야(23.1%), 국내 강점기후기술 분야(17.2%) 순으로 나타났다. 이러한 결과는 전문가들이 기술의 공급 가능성보다 실질적 감축 효과와 수요 기반을 중시하고 있음을 보여준다. 즉, 국제감축사업의 우선 협력 분야를 설정할 때, 단순히 국내의 기술 경쟁력만으로 판단하기보다는 개도국의 수요·정책 방향·감축 잠재량 등을 종합적으로 고려해야 함을 시사한다.

2단계 항목별 중요도

2단계에서는 ‘협력 준비성(47.5%)’이 가장 중요한 요인으로 도출되었으며, ‘협력 효과성(32.7%)’, ‘협력 당위성(19.7%)’이 그 뒤를 이었다. 이는 단순히 정책적 연계성보다 협력대상국의 수용 여건과 실행역량이 실제 사업화 가능성을 좌우한다고 판단한 결과로 해석된다. 협력준비성이 거의 절반에 가까운 가중치를 받은 것은 사업 추진을 위한 제도적·기술적·재정적 기반이 얼마나 갖추어져 있는지가 사업 성공의 가장 결정적인 요인이라는 인식을 반영한다. 협력준비성 내 세부 항목에서는 협력대상국의 감축사업 실행 경험 및 재원조달 역량(41.8%)이 가장 높게 평가되었고, 기후정책 및 제도 준비도(36.4%), 협력대상국 여건(21.8%) 순으로 나타났다. 이는 일반적인 국가 여건보다는 감축사업에 특화된 역량과 제도적 기반을 더 중요하게 평가한다는 것을 의미한다.

세부 항목별로는 ‘협력대상국 감축사업 실행경험 및 자원조달 역량(41.8%)’이 가장 높은 가중치를 보였으며, 이는 감축사업 수행 경험과 자원 동원 능력이 향후 사업의 성공을 결정짓는 핵심 요인으로 인식되고 있음을 보여준다. 다음으로 ‘기후정책·제도 준비도(36.4%)’, ‘국가 여건(21.8%)’ 순으로 나타나, 제도 기반과 거버넌스 체계의 중요성도 함께 강조되었다. 협력효과성 평가에서는 감축사업 연계 가능성(64.1%)이 확산 가능성(35.9%)보다 높게 평가되었다. 이는 먼저 현재 추진하고자 하는 사업이 실제로 감축사업으로 연계될 수 있는지를 확인하는 것이 우선이며, 향후 확산 가능성은 부차적으로 고려할 사항이라는 실용적 접근을 보여준다. 감축사업 연계 가능성의 세부 항목에서는 ITMO 전환 절차 요건 분석(23.2%)과 MRV 관련 지표(18.7%)가 높은 가중치를 받았으며, PACM 체계로의 전환 및 방법론 적용 적합성(16.2%), VCM 방법론 적용 사례(14.9%), 비용 대비 감축량(14.2%), 배출권 시장 조성 여부(12.7%) 순으로 나타났다. 배출권 시장 조성 여부가 상대적으로 낮은 가중치를 받은 것은 앞서 지표 타당성 설문에서도 지적되었듯이, 시장의 존재 자체보다는 실제 사업 이행을 위한 제도적·기술적 요건이 더 중요하다는 판단을 재확인시켜 준다. 확산 가능성에서는 향후 사업 규모 확장 가능성(61.0%)이 타 국가·지역 확장 가능성(39.0%)보다 높게 평가되었는데, 이는 지리적 확산보다는 동일 지역 내에서 사업의 깊이와 규모를 확대하는 것이 더 현실적이고 효과적이라는 인식을 반영한다. 협력당위성은 사업특성 중 가장 낮은 가중치(19.7%)를 받았으나, 이는 협력당위성이 중요하지 않다는 의미라기보다는 준비성과 효과성이 확보되지 않은 상태에서 당위성만으로는 사업을 정당화하기 어렵다는 현실적 판단으로 해석된다.

일관성 검토(Consistency Ratio, CR)

전문가 응답의 논리적 일관성을 검토한 결과, 모든 문항의 일관성 비율(CR)이 0.1(10%) 이하로 산출되어, 전체적으로 일관된 판단이 이루어진 것으로 분석되었다. 가장 높은 CR 값은 Q06(0.03)으로, 일부 항목에서 상대적 중요도 판단에 미세한 편차가 있었으나 여전히 기준(0.1) 이내로, 충분히 신뢰 가능한 수준의 일관성을 확보한 것으로 평가된다. 이는 전문가들의 응답이 논리적·전이적 일관성을 유지하며, AHP 분석 결과의 신뢰성을 보장하고 있음을 의미한다.

다) 최종 가중치 산정

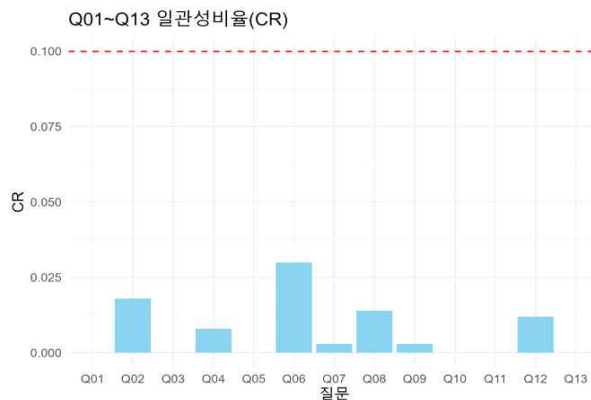
본 연구에서는 각 지표의 대분류별 중요도와 세분류별 중요도를 곱하여 산정 가중치를 도출하였다. 이후 실제 평가 적용 시 활용성을 높이기 위해 소수점 단위의 미세한 차이를 조정하고, 특정 지표가 평가 결과를 과도하게 좌우하지 않도록 균형을 맞추는 과정을 거쳐 최종 가중치를 산출하였다. 이러한 과정을 통해 전체 스크리닝 체계의 가중치 합이 1.0이

되도록 정규화함으로써 항목 간 상대적 중요도를 체계적으로 반영하였다. 최종 확정된 사전 스크리닝 지표 가중치 산정결과는 표 2-8과 같다.

표 2-9 AHP를 통한 사전 스크리닝 지표별 가중치 결과

구분		지표 항목	가중치(%)
대분류	Q01	1단계	38.9
	Q01	2단계	61.1
1단계 지표 : 중분류	Q02	국가특성	32.1
	Q02	분야특성	25.6
	Q02	사업특성	42.3
1단계 지표 : 세부지표	Q03	해외감축사업	48.7
	Q03	NDC조건부무조건부감축목표	51.3
	Q04	양자기후협정체결국	23.9
	Q04	양자기후협정가서명국	13.4
	Q04	관계부처MOU체결국	15.7
	Q04	CPS감축분야대상국	12.2
	Q04	ODA중점협력국	11.9
	Q04	민간감축사업우선협력국	13.9
	Q04	CTCNTA지원국	9
	Q05	NDC조건부감축목표	61.5
	Q05	NDC무조건부감축목표	38.5
	Q06	국내강점기후기술분야	17.2
	Q06	개도국기술수요큰분야	29.5
	Q06	감축효과큰분야_가산점	30.2
	Q06	추가성연계부적격분야_감점	23.1
	2단계 지표 : 중분류	Q07	협력준비성
Q07		협력효과성	32.7
Q07		협력당위성	19.7

구분	지표 항목	가중치(%)	
2단계 지표 : 세부지표	Q08	협력대상국여건	21.8
	Q08	협력대상국기후정책제도준비도	36.4
	Q08	협력대상국감축사업실행경험재원조달역량	41.8
	Q09	NDC이행의지_제출	12.8
	Q09	NIR_NID제출	12.6
	Q09	BUR_BTR제출	15.3
	Q09	TNA제출	12
	Q09	ITMO정책법제도가이드라인수립	22.9
	Q09	MRV체계수립	24.3
	Q10	국제감축사업CDM수행경험	67.3
	Q10	금융재원조달경험	32.7
	Q11	감축사업연계가능성	64.1
	Q11	감축사업확산가능성	35.9
	Q12	ITMO전환절차요건분석_국가측면	23.2
	Q12	배출권시장조성여부_국가측면	12.7
	Q12	PACM체계로의전환승인방법론적용적합성_사업측면	16.2
	Q12	MRV관련지표_사업측면	18.7
	Q12	VCM방법론적용사례_사업측면_가산점	14.9
	Q12	비용대비감축량적용분야_분야측면_가산점	14.2
	Q13	향후사업규모확장가능성	61
Q13	타국가지역확장가능성	39	



※ 출처: 저자 작성

표 2-10 사전 스크리닝 지표 최종 가중치 산정 결과

구분	지표		최종 가중치	세부 요소	최종 가중치
[1단계] 국가 특성	국제감축사업 우선 협력국	기후협정 및 약정 체결국	0.10	• 양자 기후협정 체결국	0.02
				• 양자 기후협정 가서명국	0.01
		• 관계부처와 국제감축 사업 MOU 체결국		0.015	
		• 외교부 및 산업부 중심 민간(기업) 주도 국제감축사업 우선협력국		0.015	
	ODA 중점협력·CPS 감축 반영국	• ODA 중점협력국		0.01	
		• CPS 감축 분야 반영국		0.015	
	CTCN TA 지원국	• CTCN TA 지원받은 국가(개도국, 최빈국, 군소도서국)		0.015	
	NDC 제출국의 조건부·무조건부 감축목표	0.05		• NDC 제출국 중 조건부 감축목표 큰 국가	0.03
• NDC 제출국 중 무조건부 감축목표 큰 국가			0.02		
1단계 국가특성 지표 가중치 소계					0.15

구분	지표	최종 가중치	세부 요소	최종 가중치
[1단계] 분야 특성	국내 강점 기후기술 분야	0.03	• 과학기술정보통신부 기후기술 분류체계 중 감축분야 중 강점 기후기술 분야	0.015
			• 국내 기술공급능력(감축 분야 특허 수, 녹색인증 수)	0.015
	개도국 기술수요 큰 분야	0.05	• NDC 종합보고서 상 국가 언급 비중이 높은 분야	0.025
			• 비부속서 I 당사국 TNA 4차 통합보고서 상 감축 우선순위 기술 분야	0.025
	감축 효과 큰 분야	0.05	• GHG 강도 큰 분야	0.05
추가성 연계 적격/부적격 분야	0.02	• 부적합하거나 추가성 입증 필요한 부적격 분야	0.02	
1단계 분야특성 지표 가중치 소계				0.15
[1단계] 사업 특성	파리협정 6.2조 해당 사업	0.10	• 기후변화 완화 사업 중 국가 간 협정으로만 추진 가능한 사업	0.1
	파리협정 6.4조 해당 사업		• 기존 CDM 사업에서 SDM 사업 전환 가능 사업	
	파리협정 6.8조 해당 사업		• 국제감축사업 기반 조성, 역량강화, 시범사업 가능 사업	
1단계 사업특성 지표 가중치 소계				0.10
1단계 지표 가중치 합계				0.4

구분	지표	최종 가중치	세부 요소	최종 가중치
[2단계] 협력 준비성	협력대상국 여건	0.06	• 협력대상국 여건 (정치, 경제, 사회, 문화 등)	0.06
	협력대상국 기후정책·제도 준비도	0.09	• NDC이행의지(제출)	0.01
			• NIR/NID제출	0.01
			• BUR/BTR제출	0.01
			• TNA제출	0.01
			• ITMO관련 정책/법제도/가이드라인 수립	0.025
	협력대상국 감축사업 실행경험·재원조달 역량	0.10	• 국제감축사업/CDM수행 경험	0.07
• 금융재원 조달 경험			0.03	
2단계 협력 준비성 지표 가중치 소계				0.25
[2단계] 협력 효과성	감축사업 연계 가능성	0.15	• ITMO전환 절차 및 요건 분석(국가 측면)	0.03
			• 배출권 시장 조성 여부 (국가 측면)	0.02
			• CDM의 PACM 체계로의 전환 승인 방법론 적용 적합성(사업 측면)	0.02
			• MRV관련 지표(측정,보고,검증) (사업 측면)	0.03
			• VCM방법론 적용 사례(사업 측면) (가산점)	0.02
			• 비용 대비 감축량 적용 분야(분야 측면) (가산점)	0.03
	감축사업 확산 가능성	0.10	• 향후 사업 규모의 확장 가능성	0.06
			• 타 국가/지역으로의 확장 가능성	0.04

구분	지표	최종 가중치	세부 요소	최종 가중치
2단계 협력 효과성 지표 가중치 소계				0.25
[2단계] 협력 당위성	한국 상위 정책상 기술요소와의 연계성	0.10	<ul style="list-style-type: none"> 탄소중립100대 기술 해당분야(기술)포함 여부 국가협력전략(CPS)내 해당 분야(기술)포함 여부 2050탄소중립 추진전략(LEDs)내 해당분야(기술)포함 여부 2050탄소중립 시나리오 포함 여부 2030국가 온실가스 감축목표(NDC) 내 해당 분야(기술)포함 여부 	0.10
2단계 협력 당위성 지표 가중치 소계				0.10
2단계 지표 가중치 합계				0.6
스크리닝 지표 가중치 총계				1.0

※ 출처: 저자 작성

3 사전 스크리닝 방법론의 적용

본 절에서는 파리협정 제6조 이행체계의 중요성이 점차 확대되는 국제적 흐름 속에서, 기후기술 협력사업과 국제감축사업 간 연계 가능성을 체계적으로 식별하기 위해 고도화된 사전 스크리닝 지표를 실제 적용하고 그 결과를 분석하였다. 그린 ODA, CDM, CTCN TA 등 기후기술 협력사업은 유형별로 평가 기준과 접근 방식이 상이하여, 일반 이해관계자나 사업 수행기관이 전체 프로세스를 통합적으로 이해하거나 국제감축사업으로의 이행 경로를 구체적으로 파악하기 어려운 실정이다. 이에 본 연구는 다양한 국제협력 메커니즘을 아우르는 공통의 평가 논리와 판단 기준을 구조화하고, 향후 국제감축사업으로의 실질적 전환 가능성을 사전에 식별할 수 있는 지표체계를 제시했다는 점에서 의의가 있다. 특히 기존 스크리닝 방법론을 지속가능성·환경적 무결성·실행가능성을 포괄하는 다차원적 질적 평가체계로 전환하고, AHP 기반 정량적 가중치를 부여하여 객관성과 합리성을 강화했다는 점에서 방법론적 진전을 이루었다.

가. 우선 협력유망국 도출

국가 특성에 해당하는 지표들을 종합적으로 활용하면 협력유망국 40개국에 대해 국가별 제도·정책·시장 여건을 기반으로 한 역량 수준을 자동 산정할 수 있다. 가중치를 적용하지 않은 상태에서 가나, 인도네시아, 모로코, 캄보디아, 몽골, 베트남, 페루, 콜롬비아, 라오스, 태국이 상위 10개 협력유망국으로 도출되었다. 이들 국가는 NDC 이행의지, ITMO 제도 준비도, 국제감축사업 경험, 기후정책 성숙도 등에서 상대적으로 높은 점수를 받았으며, 실질적인 감축사업 이행 환경이 우수한 것으로 평가되었다.

다만, 본 순위는 특정 시점의 데이터를 기반으로 산정된 결과이므로, 향후 NDC 개정, 제도 정비, 재원조달 환경 등 정책 여건 변화에 따라 변동될 수 있다. 또한 현지 정치·치안 상황, 정책 우선순위, 민간참여 수요 등 정성적 요인을 병행 고려해야 실제 감축사업으로의 연계 가능성을 높일 수 있다. 예를 들어, 제도적 준비도가 높더라도 정치적 불안정이나 행정 지연이 발생할 경우 사업 추진이 지체될 수 있으며, 반대로 제도가 미비하더라도 강력한 정치적 의지와 국제기구의 지원이 결합되면 빠른 진전이 가능할 수 있다.

도출된 상위 협력유망국에 대해서는 전략적 진출, 양자협정 추진, 제도화 지원 등을 선제적으로 모색할 필요가 있으며, 향후 국가별 특성을 반영한 차별화된 협력전략 수립의 기초자료로 활용될 수 있을 것이다.

나. 우선순위 감축 분야 도출

분야 특성에 해당하는 지표들을 종합하면 국제감축사업 추진 시 중점적으로 고려해야 할 감축 기술 분야의 우선순위를 도출할 수 있다. 분석 결과, 산업효율 기술(1위), 건물효율 기술(2위), 수송효율 기술(3위), 태양광 기술(4위), 폐자원 기술(5위), 풍력 기술(6위), 메탄(CH₄) 처리 기술(7위), 기타 온실가스 처리 및 대체 기술(8위), 탄소흡수원 기술(9위), 바이오매스 기술(10위) 순으로 나타났다. 이러한 결과는 기술의 감축효과, 개도국 내 수요, 추가성 및 정책 연계성 등을 종합적으로 반영한 결과로, 국제협력 시 수요-효과-정책 정합성이 높은 분야를 중심으로 사업을 설계해야 함을 시사한다. 다만, 본 결과는 기초 방향성을 제시하는 참고 자료로 활용되어야 하며, 실제 적용 시에는 각국의 NDC, TNA 등 국가별 정책문서에 명시된 기술 우선순위와 현지 실행 여건을 반드시 병행 고려해야 한다. 동일 기술이라도 제도 성숙도, 정책 우선순위, 재원조달 가능성 등에 따라 적용 가능성과 사업성의 차이가 발생할 수 있으므로, 국가별 특화된 기술협력 전략과의 조합이 필요하다.

다. 스크리닝 지표체계의 정책적·실무적 활용방안

본 절에서 제시한 스크리닝 지표체계는, 다수의 기후기술 협력사업을 신속하게 검토하고 선별할 수 있는 실무형 프레임워크로서의 유용성이 높다. 특히 대분류 스크리닝을 통해 사업군을 1차적으로 분류한 후, 세부항목별 자가평가(Self-Assessment)를 통해 단계적 심층평가로 확장할 수 있는 구조를 가지고 있어 평가의 효율성과 정밀성을 동시에 확보할 수 있다. 또한, 본 지표체계는 ODA, CDM, CTCN TA 등 개별적으로 추진되어온 다양한 국제협력 메커니즘을 상호 연계하는 교량(bridge) 역할을 수행할 수 있다. 즉, 초기 단계에서는 ODA·CTCN TA 등을 통해 제도적 기반과 기술수요를 파악하고, 이를 기반으로 CDM·VCM 등 감축사업 또는 탄소시장 메커니즘으로 전환·확장하는 연계형 전략 수립 도구로 활용될 수 있다.

구체적인 활용방안은 다음과 같다. 첫째, 국내기관이 수행한 그린 ODA, CTCN TA, CDM 등 감축 분야 사업에 사전 스크리닝 지표를 적용함으로써, 향후 국제감축사업으로의 전환·연계 가능성을 체계적으로 판별할 수 있다. 이를 통해 기존 협력사업의 성과를 국제 탄소시장과 연계하여 추가적 가치를 창출하고, 사업의 지속가능성을 강화할 수 있다. 둘째, 관계기관은 사전 스크리닝 결과를 기초자료로 활용하여 우선 추진국가 및 분야 선정, 기술 매칭, 지원전략 수립 등 정책결정의 근거자료로 활용할 수 있다. 특히 제한된 예산과 인력 하에서 전략적으로 자원을 배분하고, 성공 가능성이 높은 사업에 집중함으로써 정책 효과성을 제고할 수 있다. 셋째, 민간기업은 보유 기술의 적용 가능성 진단, 기술이전 및 확산 전략 수립,

신시장 발굴 및 국제 탄소시장 진출 기회 탐색을 위한 실무 가이드라인으로 본 지표체계를 활용할 수 있다. 특히 국제 탄소시장 진출을 계획하는 기업의 경우, 초기 단계에서부터 추가성, MRV 체계, ITMO 전환 가능성 등을 고려한 사업 설계가 가능해져 리스크를 최소화하고 투자 효율성을 높일 수 있다.

제3절 소결

1 주요 연구결과

COP29에서 파리협정 제6조의 세부이행규칙이 확정됨으로써 국제탄소시장이 본격적으로 출범할 수 있는 제도적 기반이 마련되었으며, ITMO의 국제회계 반영을 통해 국가 간 협력과 민간 참여가 모두 제도적으로 가능해졌다. 이러한 변화는 감축 책임의 주체 논의에서 벗어나, 협력을 통한 감축 실행으로 전환하는 글로벌 프레임워크를 제시하였다는 점에서 의미가 크다. 특히 스위스-태국 간 첫 공식 ITMO 거래 사례는 추가성 논란에도 불구하고, 국제 감축 프로젝트의 경제성과 자금 안정성을 입증하며 제6.2조 메커니즘의 실효성을 보여주었다. 한국 역시 상향된 NDC 목표에 따라 국외감축 비중을 대폭 확대해야 하는 상황에서, 기술과 비용의 한계를 감안하면 국외 감축 프로젝트는 매우 매력적인 대안으로 부상하고 있다.

본 연구는 이러한 환경 변화에 부응하여 민간기업의 국제감축사업 접근성을 강화하고 사업 효과성을 높이기 위해 사전 스크리닝 방법론을 고도화하였다. 기존 그린 ODA 중심의 평가체계를 기후기술협력 전반으로 확대하고, 환경적 무결성·상응조정·MRV 및 추가성 등 국제 탄소시장 운영의 핵심 요건을 반영하였다. 또한 경제성·재무성과 같은 현실적 사업 타당성 지표를 보완하여, 민간기업이 초기 사업검토 단계에서 국제감축사업 참여 가능성을 체계적으로 진단할 수 있도록 설계하였다.

스크리닝 절차는 지표 후보군 도출, 전문가 설문을 통한 적합성 검토, AHP 기반 배점 산정을 통해 최종 지표 체계를 완성하였다. 이를 적용한 결과, 제도 성숙도와 참여 의지가 높고 감축사업 경험이 풍부한 10개 협력유망국(가나, 인도네시아, 모로코, 캄보디아, 몽골, 베트남, 페루, 콜롬비아, 라오스, 태국)과 기술분야(산업효율, 건물효율, 수송효율) 등 우선 협력분야를 도출하였다. 해당 지표는 향후 우선국가·우선기술분야 선정, 기술 적용성 검토, ODA·CTCN·CDM·VCM 등 다양한 국제협력 메커니즘과의 연계방안 마련, 그리고 탄소시장 진출 전략 수립에 활용할 수 있는 실질적 의사결정 도구로 기능할 것이다.

2 정책적 시사점

본 연구에서 개발한 사전 스크리닝 방법론은 민간기업이 국제감축사업 참여 시 직면하는 정보 비대칭과 초기 진입장벽을 실질적으로 완화하는 도구로 기능한다. 기존에는 협력 대상국 선정, 적용 가능 기술 판단, MRV 요구사항 이해 등이 개별 기업 차원에서 파악하기 어려웠으나, 표준화된 평가체계는 체계적인 의사결정을 지원한다.

한국은 2030년까지 3,750만톤의 국외감축분을 확보해야 하지만, 현재까지 누적 실적은 목표의 0.5%에 불과하다. 본 연구에서 도출한 10개 협력유망국과 우선협력 기술분야는 NDC 달성을 위한 구체적 실행 로드맵의 출발점이 될 수 있다. 정부는 이들 국가와의 양자협정 체결, 타당성 조사 지원 확대, 민관 컨소시엄 구성 등을 통해 선제적이고 집중적인 프로젝트 발굴을 추진해야 할 필요가 있다.

특히 제도 성숙도가 높은 국가(예: 베트남, 인도네시아, 태국)는 단기 성과 창출이 가능한 Fast Track 대상으로, 제도 구축 단계에 있는 국가(예: 가나, 몽골)는 ODA 연계를 통한 중장기 파트너십 대상으로 차별화된 전략을 수립할 필요가 있다.

국제감축사업은 단순히 감축실적 확보를 넘어, 한국 기후기술 기업의 해외 진출 플랫폼으로 기능할 수 있다. 산업효율, 건물효율, 재생에너지, 폐기물에너지화 등 우선협력분야는 한국이 기술 경쟁력을 보유한 영역이며, 국제감축사업 참여를 통해 실증 경험을 축적하고 현지 네트워크를 구축할 수 있다. 정부는 타당성 조사 지원, 금융 연계(EDCF, GCF 등), 리스크 분담 메커니즘 제공 등을 통해 민간 주도의 시장 진출을 적극 지원해야 한다.

본 연구에서 제안한 사전 스크리닝 방법론은 국제감축사업의 효과성을 높이고 민간부문의 참여를 촉진하는 실무적 기반을 제공한다는 데 의의가 있다. 이를 통해 한국은 국제탄소시장 내 감축 잠재력이 높은 프로젝트를 선제적으로 발굴하고, NDC 달성을 위한 국외 감축분 확보를 안정적으로 추진할 수 있는 경쟁력을 강화할 수 있을 것으로 기대된다. 더 나아가 이 방법론은 정부-민간-연구기관이 공유하는 공통 프레임워크로서, 국제감축사업 생태계 전반의 투명성과 효율성을 제고하는 데 기여할 것이다.

제3장

기후공시 프레임을 활용한 산업별 기후기술 전환전략 분석

제1절 대내외 환경변화에 따른 산업별 기후기술 전환의 도전과제

1 연구 배경 및 목적

최근 국제사회는 기후변화 대응을 기업경영의 핵심 책임으로 간주하며, ESG 공시 기준의 제정과 기후공시 의무화를 빠르게 추진하고 있다. 2024년부터 시행된 IFRS 지속가능성 공시기준(ISSB S1·S2)을 비롯해, EU의 유럽지속가능성공시기준(ESRS), 미국SEC의 기후공시 규정, 한국형 KSSB 기준 등 주요 경제권 모두가 기후위험과 기술대응의 투명한 보고를 요구하고 있다.

이에 따라, 국내 기업 또한 공시준비와 감축활동 관리의 부담이 가중되고 있다. 특히, 탄소집약도가 높고 수출의존도가 큰 산업군(철강, 기초화학, 반도체 등)은 탄소국경조정제도(CBAM: Carbon Border Adjustment Mechanism)와 같은 해외 규제와 직접적으로 맞물리며 공시, 규제, 기술혁신의 교차점에 서 있는 실정이다. CBAM은 단순한 무역장벽이 아니라, 제품 단위의 배출정보와 저탄소 기술활용 실적을 데이터로 입증해야 하는 제도이기 때문에, 해당 산업군은 공시 대응 뿐 아니라 지속적인 저탄소 기술개발을 통한 구조적 대응체계 마련이 불가피하다. 즉, 기후공시 체계는 단순한 '보고'를 넘어서, 기술과 경쟁력 확보와 결부된 산업전환의 이정표로서 기능하고 있다.

이러한 상황에서 국내 주요 산업군이 탄소중립 목표 달성을 위해 어떤 기술을 주목하고 있으며, 그 기술을 실제 산업 전환의 해법으로 구현하는 과정에서 어떤 제약과 어려움을 겪고 있k sp는지 파악하는 것은 중요한 과제이다. 이는 공시 수준의 비교를 넘어, 기업이 인식하는 전환위험(Transition Risk)과 전환기회를 기술적 관점에서 분석함으로써, 산업 전환의 실질적 가능성을 평가하는 시도이기도 하다. 또한, 기업이 반복적으로 언급하고 있는 기술들은 대체로 저탄소·에너지효율·순환자원화 등 온실가스 감축을 직접적으로 유도하는 기술영역으로, 이들은 곧 산업별 전환경로(Transition Pathway)의 핵심 축을 구성한다. 따라서, 각 산업군이 집중하는 기술의 유형과 그 실현상의 제약요인을 함께

분석하는 것은, 누가, 얼마나 기술적으로 대응할 수 있는지, 전환을 위한 현주소와 격차를 보여주는 작업이다.

이러한 인식에 기반하여, 본 연구에서는 산업별 기후기술 인식과 전환역량을 종합적으로 검토함으로써, 국내 산업의 대내외적 규제에 대응하는 경쟁력 확보를 위한 전략적 시사점을 도출하고자 한다. 이를 위해 산업별 지속가능경영보고서를 분석하여 기업이 인식하는 기후기술과 그 실현상의 제약요인을 파악하고, 이를 토대로 산업 전환 가능성과 기후기술 도입을 촉진하기 위한 정책적 함의를 제시하고자 한다(그림 3-1).

그림 3-1 연구추진 배경 및 목적

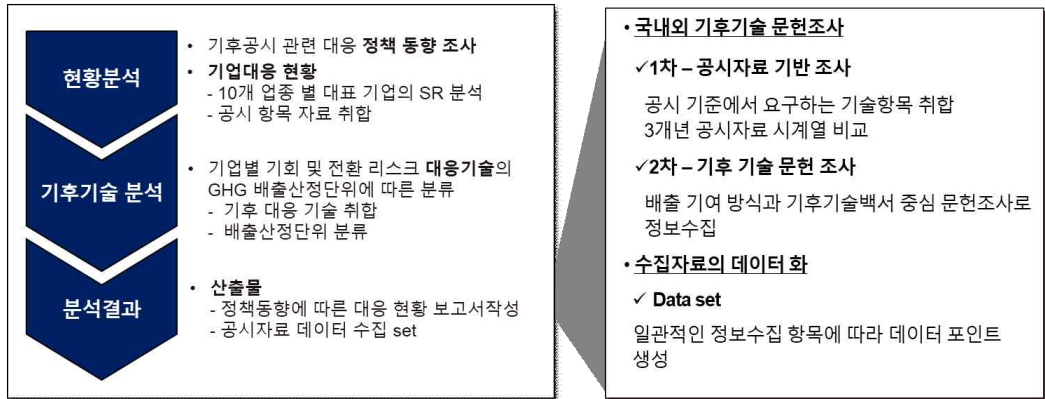


Source : 대한상공회의소(2024.06.17) 국내 ESG 공시제도 관련 기업여건 조사

2 수행 방법

본 연구에서는 탄소중립 대응의 핵심 수단으로서 기후기술이 산업별로 어떻게 인식되고 있는지를 실증적으로 파악하기 위해, 주요 산업군 기업들의 지속가능경영보고서(Sustainability Report)를 분석대상으로 설정하였다. 특히, 보고서 내의 기후 관련 항목은 다양한 관점과 방식으로 서술되어 있으므로, 기후기술 관련 정보는 기후공시체계(TCFD, IFRS S2 등)에서 기술적 대응이 요구되는 항목을 기준으로 삼아 추출하였다. 이러한 공시항목을 매칭 프레임으로 설정하고, 각 항목 내에서 기업이 언급한 기술적 대응 내용을 추출하여 산업별로 기술유형과 해당 기술의 감축 기여 방향 및 성격을 분류하였다. 이는 단순하게 텍스트를 분석한 것이라기 보다는, 국제 공시기준에서 정의된 기후리스크 및 기회 요인 중 ‘기술적 대응’에 해당하는 요소를 실증적으로 추출하고 선별한 절차로서, 기업이 인식하는 기술의 의미를 비교가능한 형태로 정량화하기 위한 방법론이라고 할 수 있다. 이를 토대로 다음과 같은 단계별 분석을 수행하였다(그림 3-2).

그림 3-2 단계별 연구수행 내용



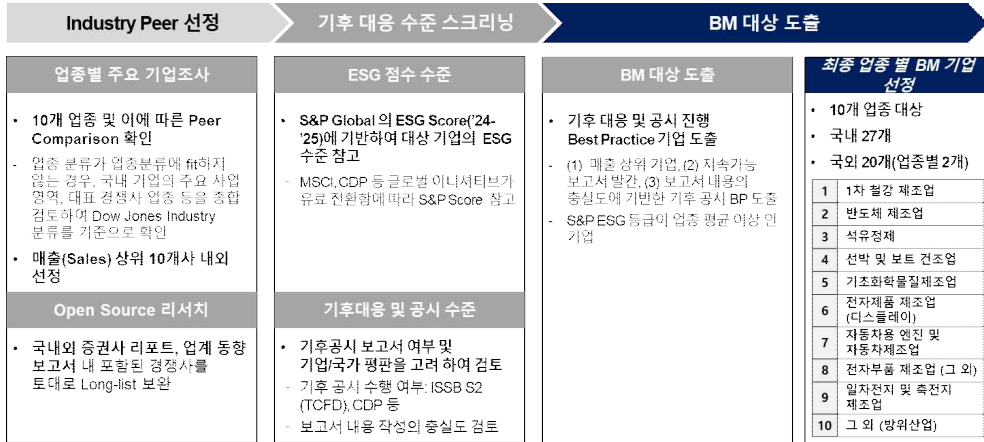
가. 현황분석

본 연구의 분석대상 산업군과 기업은 ①업종별 산업 동종군(Industry Peer) 선정, ② 기후대응 수준 스크리닝, ③ 벤치마킹(BM) 대상 도출의 단계적 절차를 통해 확정하였다. 먼저 업종별 주요 기업은 각 산업군 내에서 대표성과 시장 점유율, 해외 노출도, 생산 규모 등을 고려하여 도출하였다. 이어, 선정된 기업군의 ESG 점수 수준, 기후대응 및 공시 수준을 검토하였다. 끝으로 전문가 의견 수렴 절차를 통해, 업종별

분석대상에 해당하는 대표적 기업의 분석 타당성을 검증하였다. 이에 따라 10개 업종에 해당하는 국내 27개 기업과 국외 20개 기업을 1차적으로 선정하였다.

이후, Scope 1,2,3에 걸쳐 전 범위 배출이 높은 업종인 **철강 및 석유화학**, 그리고 전력집약도가 높은 **반도체 분야**를 분석범위로 추가 설정하여, 이에 해당하는 국내 BM 기업 10개, 해외 BM사 6개를 선정하였다. 그리고 해당 기업의 최근 3개년('22-'24) 간의 지속가능성보고서의 기술항목을 도출하여 분석하였다(그림 3-3).

그림 3-3 분석대상 기업 선정 과정



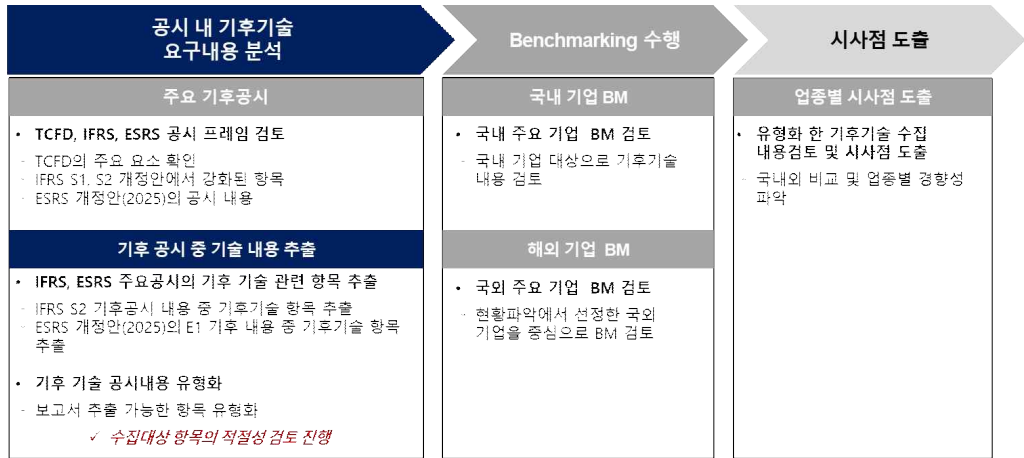
나. 기후기술 분석

본 연구는 업종별 국내외 주요 기업의 최근 3개년 지속가능경영보고서를 대상으로, 기후공시 요구항목에 따른 기후기술 관련 공시 내용의 변화와 특징을 시계열적으로 분석하였다(그림 3-4). 이를 위해 먼저, 국제 주요 공시기준인 TCFD, IFRS S2, ESRS 등에서 제시하는 기후기술 관련 공시항목을 검토하고, 각 체계가 요구하는 세부 항목의 범위와 수준을 분석하였다. 이 과정을 통해 보고서상에서 확인 가능한 기후기술 관련 항목을 체계적으로 추출할 수 있는 기준을 마련하였다.

이러한 기준에 따라 국내외 주요 기업의 지속가능경영보고서를 비교·검토하여 각 기업이 공시를 통해 제시한 기후기술의 도입 현황과 전략적 대응 방향을 분석하였다. 이를 통해 각 산업군이 공시에서 다루는 기후기술의 범위와 기술도입 관련 서술의 특징, 그리고 기후기술을 전환전략과 연계하는 방식을 파악하였다.

마지막으로 산업별로 도출된 결과를 바탕으로, 기업이 공시에서 반복적으로 언급하고 있는 주요 기후기술을 식별하였으며, 국가과학기술자문회의의 100대 기술 분류 기준에 따라 체계적으로 분류하였다. 이를 통해 산업군별로 도입이 활발한 기술 유형 및 기대효과를 파악하였으며 추가 문헌 검토를 통해 기술 실현 과정에서 나타나는 제약 요인을 도출하였다. 이를 바탕으로 산업별 주요 전환기술에 대한 정책 및 R&D 지원의 근거 마련을 위한 기초자료를 제시하고자 한다.

그림 3-4 기업별 보고서 내 기후기술 연관항목 도출 과정



제2절 기후공시 동향 및 기후기술 연관항목 분석

1 주요 기후공시의 구성내용 및 기후기술연관 항목

최근 전 세계적으로 지속가능경영의 중요성이 빠르게 확대됨에 따라, 각국은 기업의 환경·사회·지배구조(ESG) 관련 정보를 투명하게 공개하도록 요구하고 있다. 그동안 각 기관과 단체가 제시한 자발적 가이드라인은 다양했으나, 기준 간의 단편화와 중복, 비교가능성 저하와 같은 문제가 지속적으로 제기되어 왔다. 이에 따라 **국제사회는 신뢰성과 일관성을 갖춘 단일의 공시체계 구축을 추진하고 있으며**, 그 중심에는 기후관련 재무정보 공개 **태스크포스(TCFD: Task Force on Climate-related Financial Disclosures)**, **국제회계기준(IFRS: International Financial Reporting Standards)** 그리고 **유럽 지속가능성 보고기준(ESRS: European Sustainability Reporting Standards)**이 자리하고 있다.

그림 3-5 국제 회계기준과 유럽 공시체계의 구조 비교도

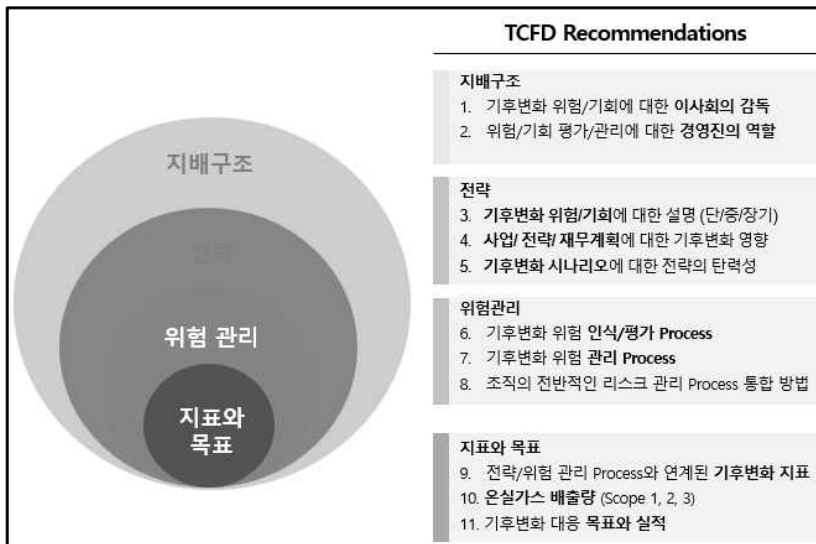


가. 기후관련 재무정보 공개 태스크포스(TCFD: Task Force on Climate-related Financial Disclosures)

기후공시 체계의 발전은 자발적 가이드라인에서 법제화 가능한 통합체제로 발전해왔다. 특히 TCFD 권고안은 기업이 기후변화로 인해 직면한 위험과 기회를 식별하고, 이를 경영전략과 위할 수 있도록 세부 지침을 제공하고 있다(그림 3-6). 위험관리 체계에

반영하도록 요구하는 대표적인 프레임워크이다. 이 권고안은 ▲지배구조(Governance), ▲전략(Stratgy), ▲위험관리(Risk Management), ▲지표 및 목표(Metrics & Targets)의 네 가지 핵심 요소로 구성되며, 각 항목은 기업이 기후변화 대응 역량을 외부에 명확히 보고할 수 있도록 세부 지침을 제공하고 있다.

그림 3-6 TCFD 권고안 주요 요소



※ 출처: TCFD (2017). 기후변화와 관련된 재무 정보 공개를 위한 태스크포스의 권고안 이행

특히, ‘전략’과 ‘위험관리’ 항목은 탄소감축을 위한 기술적 대응을 요구하는 부분으로, 기후변화 위험을 분석하고 이에 대응하기 위한 저탄소 전환 기술 도입과 감축 계획 수립이 핵심이다. 이에 따라 본 연구에서는, 상기 두 항목을 기후변화 대응과 관련한 탄소감축 기술 항목이라고 판단하여, TCFD 권고안에서 제시하는 기후변화 위험 및 기회 설명을 요구하는 부분에서 활용되는 전환 위험과 기회 리스트 중 기술 중심의 9가지 항목을 선별하였다(표 3-1).

표 3-1 TCFD 전환 위험/기회 리스트

TCFD 전환 위험/기회 리스트		
위험	정책 및 법률	탄소배출권 구매 비용 증가
		온실가스 배출 보고 의무 강화
		기후변화 법/규제의 변화
		표준화된 ESG 공시 기준의 부족
	기술	저탄소 제품 개발 비용 증가
		탄소저감 생산 공정 전환
		환경 데이터 취합/모니터링 시스템 부족
	시장	저탄소 제품에 대한 고객 선호도 대응 미흡
		에너지 가격 상승으로 인한 비용 증가
		시장 불확실성
	평판	이해관계자 우려 및 부정적 언론 보도
		섹터/사업분야 낙인화
기회	자원효율	저탄소 교통수단의 이용
		탄소저감 생산 공정의 이용
		저탄소 건물의 이용
		제품/자원의 재활용 및 재이용
		물 사용 및 소비 저감
	에너지원	재생 에너지 전환
		외부감축 사업을 통한 탄소배출권 확보 수익
	시장	지원/정책 및 인센티브 활용
	제품	저탄소 제품 및 서비스 수요 확대
		기존 제품 및 서비스 매출 증가
	회복탄력성	기후 변화에 대한 당사 대응 역량 강화
		공급망 기후변화에 대한 대응 역량 강화

※ 출처: 저자 작성

나. IFRS S2 (International Financial Reporting Standards, 국제회계기준)

IFRS 재단이 설립한 국제지속가능성기준위원회(ISSB) 기준은 기존 TCFD 권고안의 Framework를 준용하되, 더 강화된 정보공시를 요구하고 있다(표 3-2).

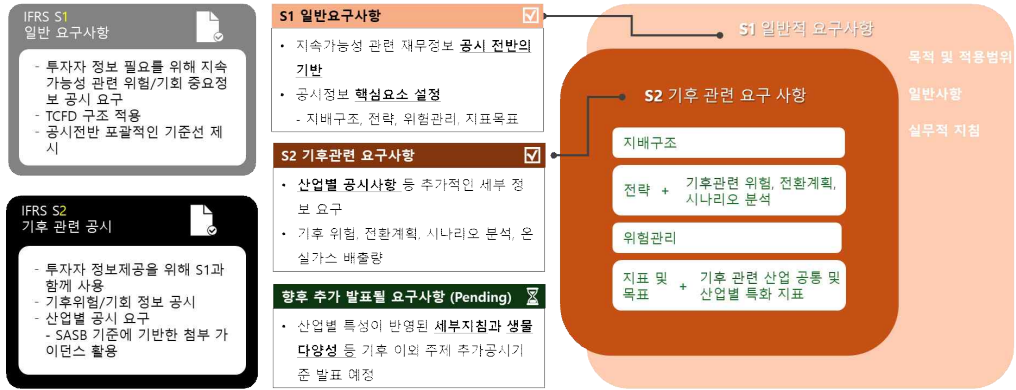
표 3-2 IFRS S2 기준의 강화된 요구 사항(전략, 위험관리)

TCFD 권고안		IFRS S2 강화된 요구 사항
전략	기후변화 위험 및 기회에 대한 설명(단/중/장기)	<ul style="list-style-type: none"> - 기후 위험 판단 근거 - 단/중/장기 정의 및 전략 계획기간과의 연계성 - SASB 기준을 준용한 산업 기반 지침에 대한 활용
	사업/전략/재무계획에 대한 기후변화 영향	<ul style="list-style-type: none"> - 기업이 사업모형과 가치사슬로 구분하고 기후 관련 위험과 기후에 영향을 받는 집중화 부분(지역 또는 자산 유형)을 공시 - 당기 재무제표 및 단/중/장기 재무계획에 미치는 영향
	기후변화 시나리오에 대한 전략의 탄력성	<ul style="list-style-type: none"> - 기업이 고려한 불확실성 영역에 대한 기업 역량 정의(자산 재배치 등) - 시나리오 수행 방법(시나리오 선택 이유, 기간, 가정 등)
위험 관리	기후변화 위험 식별/평가 프로세스	<ul style="list-style-type: none"> - 투입·매개변수의 명확한 공시 - 위험·기회 식별 시나리오 분석 여부 및 절차 공시 - 우선순위 설정을 위한 프로세스 공시
	기후변화 위험관리 프로세스	<ul style="list-style-type: none"> - 기후 관련 위험과 다른 유형의 기업 위험과 비교 및 우선순위 설정 체계 공시 - 기후 관련 위험과 기회에 대한 모니터링 프로세스의 시나리오 분석 적용 여부 및 방법 공시
	조직의 전반적인 위험 관리 프로세스 통합 방법	<ul style="list-style-type: none"> - 기후 관련 위험과 기회 평가 및 관리 프로세스와 기업의 전반적인 프로세스 간 통합 및 운용 정보 공시

※ 출처: 저자 작성

IFRS S1은 모든 ESG 주제를 포괄하는 지속가능성 공시의 기본 틀을 제시함으로써, 기업이 재무제표 이용자에게 지속가능성과 관련된 전반적인 위험과 기회를 투명하게 보고할 수 있도록 하는 기반을 제공한다. 반면, IFRS S2는 기후 관련 공시에 초점을 맞춘 세부 기준으로, 특히 기후기술 도입, 전환 계획 수립, 온실가스 배출량 관리, 시나리오 분석 수행 등 기후변화 대응과 관련된 구체적 공시 요구사항을 포함하고 있다. 따라서 IFRS S1이 지속가능경영 전반의 포괄적 골격을 제시한다면, IFRS S2는 그 중에서도 기후변화 대응 영역을 중심으로 한 실질적 공시 이행을 구체화 한 기준이라 할 수 있다(그림 3-7).

그림 3-7 IFRS 기후공시 S1, S2 특징



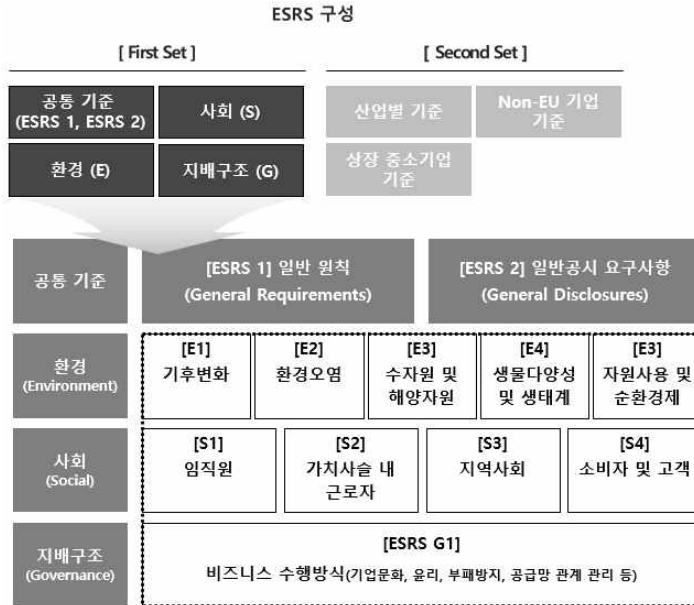
※ 출처: 삼일PwC(2023)

IFRS S1과 S2에서 기후기술은 명시적으로 공시를 요구하는 항목은 아니지만, 전환 계획, 리스크 관리, 목표 달성 전략, 시나리오 분석 등의 주요 공시 항목에서 핵심적인 요소로 간주된다. 특히, 기술의 변화는 기후관련 전환 리스크와 기회를 결정짓는 중요한 요인으로 인식되며, 기술 혁신의 속도, 신기술의 상용화 지연 또는 기존 기술의 도태 등은 기업 전환 리스크로 평가된다. 따라서 기후 기술은 단순히 공시 항목 중 하나가 아니라, 기후변화 대응 전략의 실효성과 지속가능성 전환 가능성을 판단하는 핵심 변수로서, IFRS S1과 S2의 해석 및 적용 과정 전반에 걸쳐 중요한 역할을 수행한다.

다. EU CSRD(Corporate Sustainability Reporting Directive, 기업지속가능성보고지침)과 유럽 지속가능성공시기준(ESRS)

EU의 기업지속가능성보고지침(CSRD)을 이행하기 위한 유럽지속가능성공시기준(ESRS)의 첫 번째 세트는 공통기준 2개와 환경, 사회, 지배구조 분야별로 총 10개의 주제별 기준서로 구성되어 있다. 이 중 공통기준인 ESRS 1은 지속가능성 보고서 작성 시 적용해야 하는 기본 원칙과 개념을 규정하고, ESRS 2는 지배구조, 전략, 영향·위험·기회 관리, 지표 및 목표 등 지속가능성 공시의 필수 요소를 다룬다. 주제별 기준은 환경5개(E1 기후변화, E2 오염, E3 수자원 및 해양자원, E4 생물다양성 및 생태계, E5 자원 사용과 순환경제), 사회 4개(S1 인력, S2 가치사슬 내 근로자, S3 영향권 내 지역사회, S4 소비자 및 최종 사용자), 지배구조 1개(G1 사업수행)을 포함하여 총 12개의 기준으로 체계화되어 있다(삼일PwC, 2023). 이 기준들은 CSRD 적용 기업의 지속가능성 관련 영향, 위험 및 기회에 대한 광범위하고 세분화된 공시를 가능하게 한다(그림 3-8).

그림 3-8 ESRS 구성 및 First Set 세부 구성



※ 출처: 삼일PwC(2023)

ESRS 1에서는 기업이 지속가능성 보고를 위해 수행해야 하는 중대성 평가 절차를 규정하고 있다. 중대성 평가는 이중 중대성 원칙에 따라 기업 활동이 환경과 사회에 미치는 영향의 중요성(영향 중대성)과 기업의 재무 성과에 미치는 재무적 중요성(재무 중대성)을 모두 고려한다. 기업은 ① 대내외 환경 이해, ② 실제 및 잠재적 영향, 위험, 기회의 식별, ③ 중대 영향 및 위험·기회 평가와 결정의 3단계로 중대성 평가를 수행하며, 중대한 지속가능성 이슈를 선정한 뒤 ESRS 2에서 요구하는 지배구조, 전략, 리스크 및 기회 관리, 목표 및 성과 지표 등 구체적인 공시 사항을 보고하도록 한다(Ibid.). 또한 중대성 평가 과정 및 결과는 이해관계자 소통 및 경영진의 검증을 거쳐 투명하게 공개되어야 한다(표 3-3).

표 3-3 ESRS 2의 공시 요구사항

구분	내용	
지배구조	GOV-1	행정, 관리 및 감독 기관의 역할
	GOV-2	기업의 행정, 관리 및 감독 기관에 제공된 정보 및 지속가능성 사안
	GOV-3	실사에 관한 기술
	GOV-4	지속가능성 보고에 대한 위험 관리 및 내부 통제
전략	SBM-1	전략, 사업 모형 및 가치사슬
	SBM-2	이해관계자의 관심사 및 견해
	SBM-3	중요한 영향과 위험 및 기회를 식별하고 평가하는 프로세스에 대한 설명
영향 위험 및 기회관리	IRO-1	중요한 영향과 위험 및 기회를 식별하고 평가하는 프로세스에 대한 설명
	IRO-2	기업의 지속가능성 제표에서 다루는 ESRS 공시 요구사항
	GDR-P	중요한 지속가능성 사안을 관리하기 위해 채택된 정책
	GDR-A	중요한 지속가능성 사안과 관련된 조치 및 리소스
지표 및 목표	GDR-M	중요한 지속가능성 사안과 관련된 지표
	GDR-T	목표를 통한 정책 및 조치의 효과 추적

※ 출처: 저자 작성

ESRS E1은 기후기술 분야에 해당하며, 기업의 기후변화 영향 공시가 이 영역을 통해 이루어진다. 다만 기후기술은 ESRS E1에서 직접적으로 구체적으로 명시되기보다는, 기업의 전환 계획, 감축 행동, 자본적 지출(CapEx) 계획, 그리고 신기술 도입과 같은 전략적 맥락에서 공시 요구사항으로 포함된다(표 3-4). 따라서 본 연구에서는, 기업의 기후변화 영향 공시를 E1 중심으로 검토하였다.

표 3-4 ESRS 기후기술 관련 공시 요구사항

구분	조항번호	내용	요구수준
ESRS 2	SBM-3 22 (E1-3.21 참고)	• 주요 위험 및 기회와 비즈니스 모델, 가치사슬, 전략 및 의사결정 간의 상호작용, 기업의 대응 및 대응 계획	Shall provide
E1	E1-1.14(a), AR 2(b)	• 기후변화 완화를 위한 주요 행동조치 설명(제품 및 서비스 포트폴리오 변화, 신기술 채택 등)	Shall include, shall refer
	E1-3.21	• 기후 관련 위험에 대한 기업의 대응 전략과 비즈니스 모델의 회복력(기업의 완화 및 적응 조치, 회복력 평가 결과 불확실성 영역, 기업의 역량 등)	Shall disclose

E1-4.22	<ul style="list-style-type: none"> GHG 감축 목표와 함께 기업이 기후변화 완화 및 적응을 위해 채택한 정책 	shall disclose
E1-6.25, AR 14	<ul style="list-style-type: none"> 초안에 개정된 ESRS 2 GDR-T 조항에 따라 기후 변화 목표를 공시 온실가스 배출 감축 목표를 기후 변화 완화 활동과 함께 제시할 수 있으며, 감축 수단별 구체적인 기여도 제시(완화 활동 별 세분화된 목록, 그래픽 등) 	Shall disclose, may present
E1-6.26(c)	<ul style="list-style-type: none"> 온실가스 감축 목표 설정하기 위한 가정(규제 요인 및 신기술 등이 온실가스 배출 및 감축에 어떠한 영향을 미칠 것인지) 	Shall state
E1-9.35(a-d), AR 28	<ul style="list-style-type: none"> 온실가스 제거 및 저장 활동을 수행한 경우, 관련 정보 공시(활동에는 자연 기반 솔루션과 기술적 제거 및 저장 등 포함) 	Shall disclose
E1-9.36(c)	<ul style="list-style-type: none"> [탄소감축 프로젝트로부터 얻은 탄소 크레딧인 경우] 생물학적 또는 기술적 흡수원으로부터의 발생 여부 및 비율(부피 기준) 	Shall disclose

※ 출처: 저자 작성

ESRS는 EU Taxonomy와 연동되어 기후 관련 정보를 체계적으로 작성하고 공시하도록 유도한다. EU Taxonomy는 기업의 기후완화 및 적응 관련 경제 활동을 매출, 자본적 지출(CapEx), 운영비용(Opex) 관점에서 설명하고 계획을 기재하도록 요구한다.

본 연구에서는 상기 기후공시 체계 중 TCFD(기후관련 재무정보공개 태스크포스) 및 IFRS S2, ESRS에서 제시하는 “기후 리스크·기회”, “기술 대응”, “배출량 공시”, “친환경 투자” 항목을 중심으로 기업이 공시한 구체적 데이터와 서술형 정보를 정량·정성 혼합 방식으로 수집하였다.

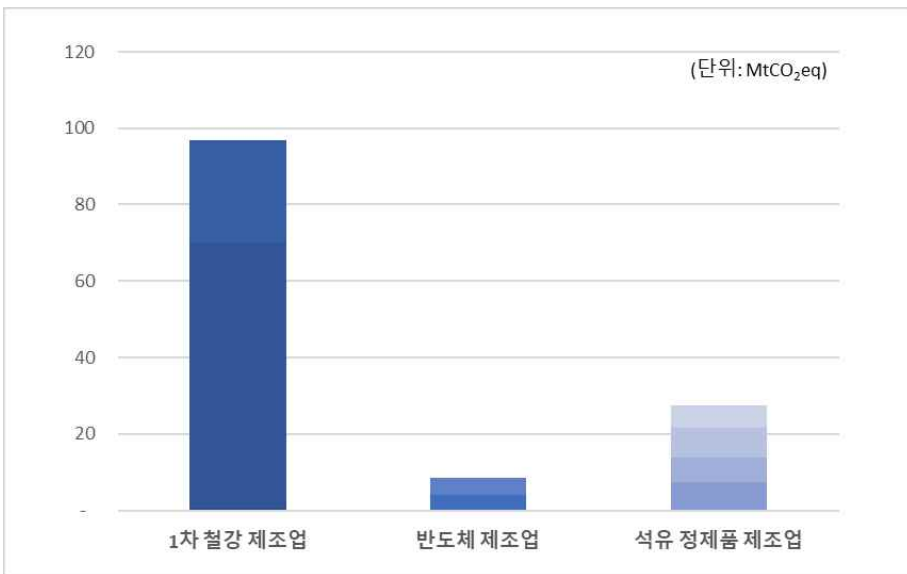
2 주요 업종별 특징 분석

가. 국내 BM기업 업종별 Scope 1,2 분석

Scope 1(직접배출)은 산업별 온실가스 배출 구조를 가장 명확히 구분짓는 지표로, 전체 배출 규모는 1차 철강 산업, 석유 정제품 제조업, 기초화학·반도체, 디스플레이 순으로 나타난다(그림 3-9). 이는 전통적으로 고탄소 공정 중심 산업으로 분류되는 철강 및 석유화학 분야에서 연소·공정 배출이 집중되어 있는 데 기인한다. 철강 산업은 원료 처리 및 제련 과정에서 대규모 연소공정을 포함하고 있어 연료 연소 및 환원반응($Fe_2O_3 \rightarrow Fe$)에서 발생하는 CO_2 배출량이 절대적으로 높다. 석유 정제품 제조업 역시 정제공정과 가열로(Heater) 운전 과정에서 다량의 연료가 사용되며, 이에 따른 직접배출이 Scope 1 배출량의 대부분을 차지한다.

한편, 반도체 및 디스플레이 산업의 Scope1 배출상에서 배출량의 절대 규모는 상대적으로 작지만, 공정 특성상 지구온난화지수(GWP)가 매우 높은 불소계 가스를 사용하기 때문에, 이를 이산화탄소 환산량으로 변환할 경우 상당한 수준으로 산정된다. 결과적으로 반도체 및 디스플레이 산업의 Scope 1 배출값은 배출량의 크기 보다는 가스의 GWP 값에 의해 결정되는 구조적 특성이 있다.

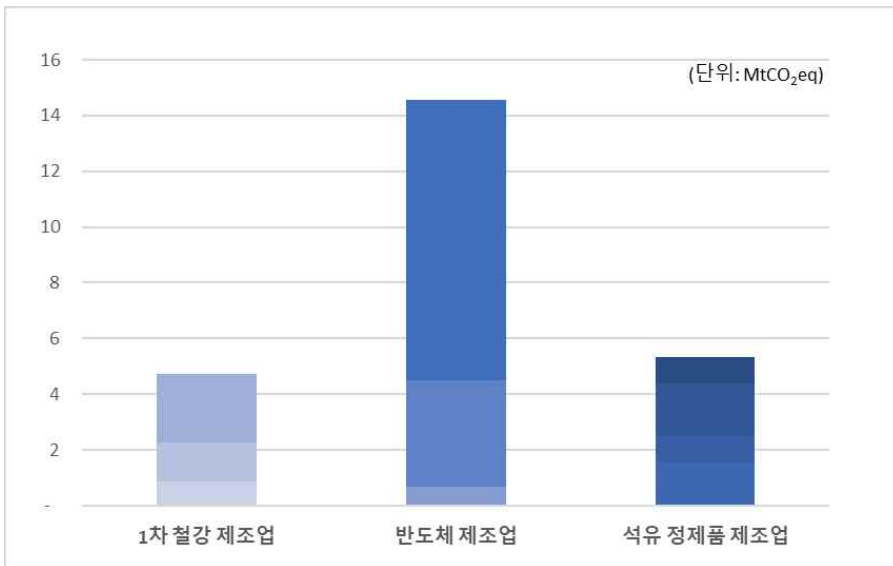
그림 3-9 주요 산업별 국내 BM 기업 Scope 1 배출량 현황 (2024)



※ 출처: 저자 작성

Scope 2 배출상에서, 반도체 및 디스플레이 산업은 공정별 세부 차이는 존재하나, 전형적인 전력 다소비 구조를 갖는 산업으로 분류된다(그림 3-10). 해당 산업은 공정 품질과 수율을 일정하게 유지하기 위해 생산 과정 전반을 진공 및 일정 온도 상태로 유지해야 하므로, 비생산시간에도 상당한 전력 소모가 발생한다. 이에 따라 반도체 제조업의 온실가스 배출량은 약 14 MtCO₂eq로, 1차 철강 제조업(약 5 MtCO₂eq)이나 석유 정제품 제조업(약 6 MtCO₂eq)에 비해 현저히 높은 수준을 보인다. 이러한 구조적 특성으로 인해 반도체 산업은 생산 효율성 향상만으로는 탄소배출 감축에 한계가 있으며, 전력원을 재생에너지로 전환하거나 고효율 냉각·스탠바이 절전 기술을 도입하는 등 전력소비 기반의 탈탄소 전략이 필수적이다.

그림 3-10 주요 산업별 국내 BM 기업 Scope 2 배출량 현황 (2024)



※ 출처: 저자 작성

국내의 주요 기업의 Scope 1 배출은 주로 철강, 석유화학 등 중후장대형 제조업종에서 집중적으로 발생하고 있다. 이들 업종은 자체 전력 발전을 통해 생산공정에 필요한 에너지를 공급하는 경우가 많으며, 이러한 자가발전 과정에서 발생하는 배출량이 Scope 1에 포함된다. 특히 국내 반도체 산업의 경우, 공정상 고온·고진공 환경 유지를 위해 다양한 불화가스를 사용하며, 이들 가스는 높은 지구온난화지수(GWP)를 갖고 있어 동일한 배출량 대비 탄소환산 배출량이 크게

산정된다. 또한 다품종·소량 생산 체계로 인한 공정 다양성으로 인해 공정별 배출 관리가 복잡해 타 업종 대비 Scope 1 배출 비중이 상대적으로 높게 나타난다.

해외 철강사의 경우 전기로(Electric Arc Furnace) 사용 비중 증가가 Scope 2 배출량 확대의 주요 요인으로 작용하고 있다. 전기로는 전력 사용 의존도가 높기 때문에 생산량이 증가할수록 간접배출이 크게 늘어나는 경향을 보인다. 석유정제 및 석유화학 업종 또한 외부에서 구매한 전력 및 스팀 의존도가 높아 Scope 2 배출이 상당한 수준을 차지한다. 반면, 국내외 전자제품 및 자동차 산업은 공정 특성상 조립·가공 단계에서 직접연소보다는 전력 기반 장비 운영이 중심이 되므로, 이들 업종은 상대적으로 Scope 1보다 Scope 2 배출이 높게 나타나는 경향이 있다.

나. 산업별(철강, 석유화학, 반도체) 기후기술 분석

1) 고탄소업종 주요 기후관련 위험/기회 요인

가) 철강

철강 산업의 주요 리스크는 소비자 선호도 변화에 따른 시장 리스크와 규제 및 법률 환경 변화로 인한 정책 리스크로 구성된다(그림 3-11). 특히 탄소저감 강제 생산을 위한 원료 확보 경쟁이 심화되고, 저탄소 전환 기술로 꼽히는 수소환원제철 등의 도입에 따른 기술적·투자 위험이 크다. 수소환원제철 기술은 기존 고로공정에서 석탄 대신 수소를 이용해 철광석의 산소를 제거하는 방식으로, 이산화탄소 대신 물을 배출하여 획기적인 탄소 감축이 가능하다.

우리나라는 포스코가 이 분야에서 세계에서 유일하게 파이넥스(FINEX)설비¹¹⁾와 기술을 보유하고 있으며, 2030년까지 100만 톤급 수소환원제철 실증설비 개발을 목표로 상용화 준비를 진행 중이다. 또한 탄소국경조정제도(CBAM) 시행과 무상할당 축소로 인해 탄소 배출 가격이 상승하고 이에 따른 비용 부담이 증가하고 있다. 기존 고로 설비는 좌초자산화 위험에도 직면해 있다.

한편, 주요 기회로는 친환경 제품 및 서비스 확장과 이에 따른 친환경 제품 수요 증가가 있다. 특히 탄소저감 강제 및 저탄소 제품에 대한 수요가 늘어나고 있으며, 스크랩 및 부생가스 재활용, 공정 효율화를 통한 비용 절감, 그리고 슬래그 등 공정 부산물의 재자원화를 통한 자원순환 가능성도 존재한다. 배출권거래제에서의 배출권 여유분 판매를 통한 경제적 이익 실현도 중요한 기회로 평가된다.

11) 파이넥스(FINEX) 공법은 포스코가 1992년부터 개발한 제철기술로, 가루 철광석과 유연탄을 별도 가공 없이 사용하여 '소결·코크스' 공정을 생략함으로써 생산단계를 단축하고, 에너지 효율 향상 및 환경오염물질 배출을 크게 줄인 공법이다.

그림 3-11 철강업계 주요 기후 위험/기회 요인



위험



기회

※ 출처: 저자작성

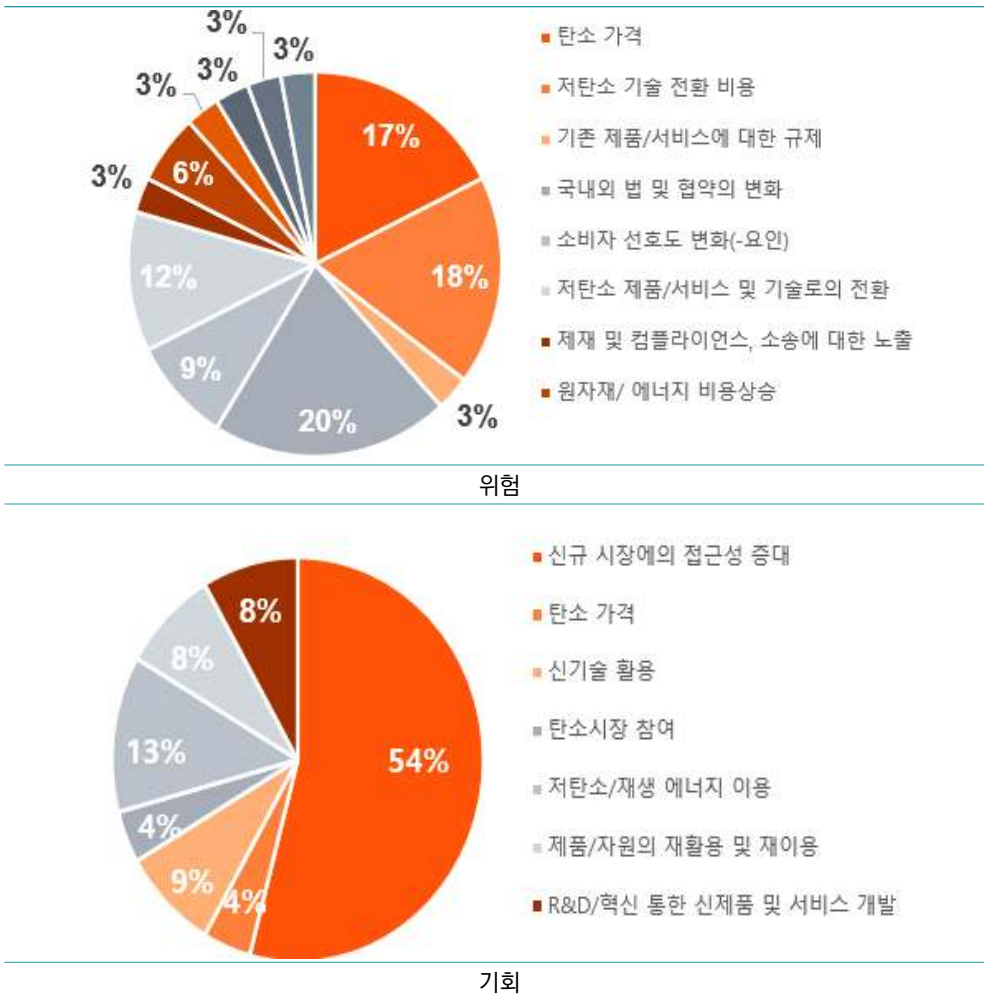
나) 석유화학

석유화학 산업의 주요 리스크는 정책 및 제도 변화에 따른 규제 리스크로 요약된다. **은실가스 감축 요구 강화와 관련 법·제도 개정, 국제 시장의 변동성으로 인한 정제마진 악화와 에너지 비용 상승이 대표적인 위험 요인**이다. 특히 화석연료 기반 제품 수요의 감소와 생산공정의 저탄소 전환 압력이 확대되면서, 설비 투자 부담, 제조비용 증가, 탄소가격제에 따른 추가 비용 발생이 불가피한 상황이다(그림 3-12).

반면, 석유화학 산업은 친환경 전환을 통한 새로운 시장 기회도 함께 존재한다. **재활용 소재와 바이오 원료 등 친환경 원료를 활용한 제품 개발을 통해 성장동력을 확보할**

수 있으며, 순환경제 확산과 저탄소 기술도입은 사업 다각화와 시장 확대의 기회로 작용한다. 또한 에너지 효율화 및 공정 최적화 기술의 도입은 운영비 절감과 경쟁력 제고를 동시에 달성할 수 있는 가능성을 제시한다.

그림 3-12 석유화학 분야 주요 기후 위험/기회 요인



※ 출처: 저자작성

다) 고탄소업종 주요 위험 및 기회

철강 및 석유화학 업종은 국내외 고탄소 산업군으로 분류되며, 산업공정 전환을 위한 투자와 이행 부담이 주요 리스크로 대두된다.¹²⁾ 정책 측면에서는 규제 대응과 이로 인한 부대 비용 증가가 리스크로 작용한다. 기술 측면에서는 신기술 투자를 위해 인력, 시간, 자본이 필요하고, 원천기술 확보의 불확실성이 존재한다. 금융 측면에서는 투자 시기 적정성과 저탄소 원자재 확보 가능성 및 비용 부담이 큰 위험 요소다. 그럼에도 불구하고, 성공 시에는 저탄소 시장에서 매출 비중 확대와 에너지 비용 절감이라는 기회가 공통적으로 인식된다. 제품 측면에서는 저탄소 산업 리더십을 획득하고 소비자 및 투자자의 저탄소 전환 요구에 대응할 수 있다. 기술 측면에서도 신기술 상용화에 성공할 경우 저탄소 제품군 매출 증대가 기대되며, 에너지 효율 증대를 통한 운영 최적화도 가능하다.

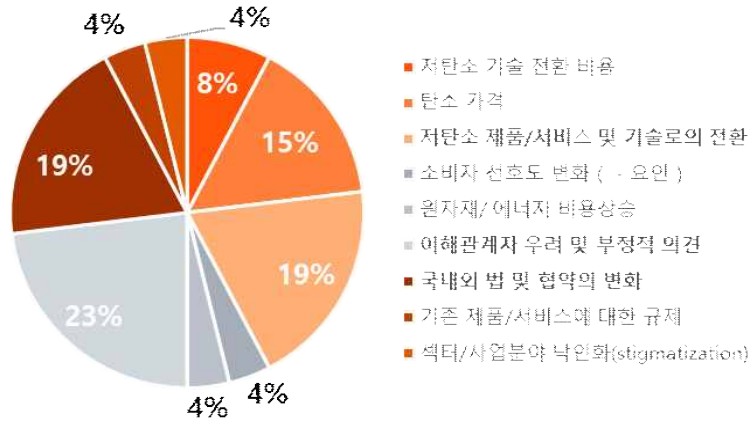
라) 반도체

반도체 산업의 경우 주요한 기후관련 리스크는 저탄소 기술 전환에 따른 비용부담, 탄소가격 상승, 그리고 원자재 및 에너지 비용 증가로 요약된다. 특히 생산공정의 에너지 집약도가 높고, 공정 전환 시 장비 및 설비 투자비용이 막대하기 때문에 저탄소 기술 전환비용이 산업 전반의 가장 큰 부담 요인으로 인식된다. 또한, 국내외 법·제도 변화 및 탄소규제 강화, 그리고 이해관계자(투자자·소비자 등)의 우려와 부정적 평가 역시 기업의 평판 리스크와 직접적으로 연결되는 요소로 나타났다. 이와 함께, 전력비 상승과 재생에너지 사용 규제 강화로 인한 운영비 증가, 협력사와의 공급망 변화 등도 주요 위험 요인으로 꼽힌다.

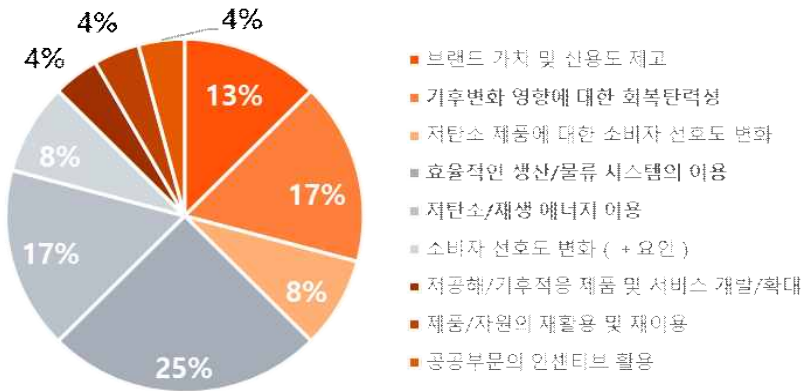
반면, 기후변화 대응 과정에서 반도체 산업이 인식하는 주요 기회 요인은 효율적인 생산 및 물류 시스템 구축, 에너지 절감 및 운영 효율화, 그리고 저탄소·재생에너지 전환이다. 공정 효율화와 에너지 관리 기술을 통해 비용 절감과 생산성 향상을 동시에 달성할 수 있으며, 기후변화에 대한 회복탄력성 제고와 자원 순환 및 재활용 강화 역시 새로운 경쟁우위 확보의 기회로 인식되고 있다. 또한, 저탄소 제품 및 기술 개발을 통한 시장 확장과 공공부문 인센티브 활용, 지속가능한 가치사슬 구축 등도 중장기적으로 기업의 브랜드 신뢰도와 투자 매력도를 높일 수 있는 요인으로 평가된다.

12) The Science Times(2024.11.21.) "韓, 저탄소 전환 수준 낮아...정부 투자·인프라 강화해야", 접속 URL: <https://www.sciencetimes.co.kr/nscvrg/view/menu/253?searchCategory=225&nscvrgSn=259630>

그림 3-13 반도체 분야 주요 기후 위험/기회 요인



위험



기회

※ 출처: 저자작성

다. 산업별 탄소중립 로드맵

1) 철강

철강업종 기업들은 2050년 탄소중립을 선언하고, 2030년까지 10~30% 감축 목표를 설정하고 있다. 주요 감축 수단으로는 수소환원제철 기술 도입과 과도기적 기술로서 스크랩을 활용한 전기로 공정 확대를 선택하였다. 철광석에 함유된 산소 제거를 위해 기존 석탄계 연료를 사용하던 공정을 수소환원 공정으로 전환하는 것이 핵심이다. 아울러 원료 전환과 공정 디지털화 등을 통해 공정 전반의 에너지 효율을 높이고 탄소 배출량을 감축하고 있다. 전기로 용해 스크랩 장입기술과 제강공정 데이터 기반 에너지 효율화도 활용 중이다. 신기술 도입 측면에서는 2045~2050년 이후 탄소포집·저장·활용기술(CCUS) 상용화가 예상되며, 제품 개발에서는 수소, 태양광, 풍력, 바이오에너지 생산용 강판 개발을 추진하고 있다.

표 3-5 철강업계 BM기업 탄소중립 로드맵

기업명	기준 연도	중간 목표	목표 연도	로드맵의 감축기여 활동	주요감축기술
포스코	2017-2019	2030 10% 2035 30% 2040 50%	2050	2030: 수소환원제철 기술 개발, 전기로 가동, 자탄소 연·원료 확보 2030-2035 이후: 전기로 기술 고도화, 수소환원제철 설비 전환	EAF (과도기기술) 수소환원제철 CCUS (45년 이후)
현대제철	2018	2030 구체적 수치 없음	2050	기존전기로-고로 복합, 新 전기로 대형화, 수소환원제철 기술 적용 확대공정 탄소저감 활동 신재생에너지 확대 진여 배출 처리(CCUS, 블루카본)	수소환원제철 CCUS (50년 이후)
동국제강	2018	2025 5% 2030 10%	2050	초고속 전기로 기술 개발, 전기로 제강 공정 디지털화·고효율 조업기술 설비 효율화, 원료 전환(탄소저감형 열원재개발) 에너지전환(재생에너지 사용 확대)	효율과 전환의 기술 병렬적 나열 ¹³⁾
Arcelor Mittal SA	2018	2030 25.2%	2050	DRI-EAF, 제강 공정 혁신 창정 전력 조달 스크랩 사용 증가, 진류 배출 상쇄	병렬적 나열 ¹⁴⁾
NIPPON STEEL CORP	2013	2030 30%	2050	대형 전기로에서의 고급 강철 생산 용광로 수소 주입	EAF (과도기기술) 수소환원제철 CCUS (50년 이후)

※ 출처: BM사의 지속가능경영보고서를 바탕으로 저자작성

13) 조업효율화, 설비효율화, 원료 전환, 공정전환, 에너지 전환

14) Steelmaking Transformation(Footprint change, efficiency, pellets), Energy Transformation(CCUS,hydrogen, bioenergy)

철강 산업의 온실가스 배출은 주로 코크스 제조, 고로(용광로) 환원, 제강 및 압연 공정 등 에너지 다소비·고온 연소 과정에서 발생한다. (그림 3-14)에 도식된 바와 같이 화석연료(석탄·코크스)를 투입하여 철광석을 환원하는 과정에서 막대한 양의 이산화탄소가 배출된다. 특히 고로에서의 환원 반응(CO_2 발생)은 공정 전반 배출량의 70% 이상을 차지한다. 이러한 구조적 특성 때문에, 철강 산업의 탄소감축 전략은 주로 공정 연료 및 원료의 대체를 중심으로 추진되고 있다. 대표적인 감축기술로는 ① 철강 공정 연·원료 대체(코크스→바이오매스·수소), ② 탄소저감형 전기로 확대(EAF 기반 생산), ③ 수소환원제철(H_2 -DRI) 기술 도입, ④ 철강 부산물의 재자원화 및 순환이용 등이 있다.

이 가운데 수소환원제철 기술은 고로 환원 과정에서 탄소 대신 수소를 환원제로 사용함으로써 이산화탄소 대신 수증기만을 배출하는 혁신적 방법으로 평가받고 있다. 현재 포스코, Nippon Steel, ArcelorMittal 등 주요 기업들은 이 기술의 실증과 상용화를 병행 추진 중이다. 이처럼 철강 산업의 탈탄소화는 단순한 설비 전환을 넘어 에너지원, 원료공급, 생산방식 등 산업 생태계 전반의 변화를 요구하며, 향후 수소경제 기반 탄소중립 산업구조 전환의 핵심 축이 될 것으로 전망된다.

그림 3-14 철강분야의 주요 탄소 발생원 및 대응기술



※ 출처: 저자작성

2) 석유화학

석유화학 업종은 2030년까지 30~50% 감축 목표를 설정했으며, SK에너지는 2050년 이전 조기 달성 목표를 별도로 수립하고 있다. 주요 감축 수단으로는 원유정제 및 공정 가열로 등 에너지 집약 공정의 운영 효율 개선과 스마트플랜트 도입을 통한 운영 최적화를 추진한다. 또한, 탄소포집·저장·활용기술(CCUS)과 수소사업 등 신기술 도입을 통해 감축 목표 달성을 모색하고 있다. 이와 같은 노력은 에너지 효율화와 첨단 기술 활용으로 온실가스 배출을 줄이고, 국제적인 저탄소 규제에 대응하기 위한 전략으로 평가된다.

표 3-6 석유화학 분야 BM기업 탄소중립 로드맵

기업명	기준 연도	중간 목표	목표 연도	로드맵의 감축기여 활동	주요감축기술
S-Oil	2022	2030 35%	2050	공정 운영 효율개선 수소 도입, 탄소 포집 신재생 E 전환	병렬 나열 ¹⁵⁾
SK에너지	2019	2030 30%	2050- α	효율개선/연료 전환, 운영 최적화, CCUS 신재생 E 전환, 자가발전	효율개선/연료전환 운영효율화
현대오일 뱅크	2021	-	2050	저탄소 연료도입, 사업장 고효율 설비 도입 수소 및 암모니아 도입, CCUS 사업 추진 자원 재활용 사업 확대 신재생 E 전환	설비효율화 ¹⁶⁾
BP	2019	2025 20% 2030 50%	2050	메탄 발생량 감축 신재생 E 전환	메탄관리
Total Energies	2015	2030 40%	2050	CCGT(복합 사이클 터빈) 수소, CCS(탄소포집및 저장) 플레이어링 및 메탄 감축 신재생 E 전환	CCGT를 활용한 감축
GS 칼텍스	-	-	-	해당 내용 없음	해당없음

※ 출처: BM사의 지속가능경영보고서를 바탕으로 저자작성

석유화학 산업은 투입 원료의 성격과 공정 방식에 따라 온실가스 배출 구조가 매우 복잡적으로 구성되어 있다. (그림3-15)에서 보듯이 천연가스·석탄·원유가 주요 원료로 활용되며, 이를 기반으로 에틸렌, 프로필렌, 벤젠, 톨루엔, 자일렌 등 다양한 기초 유분이

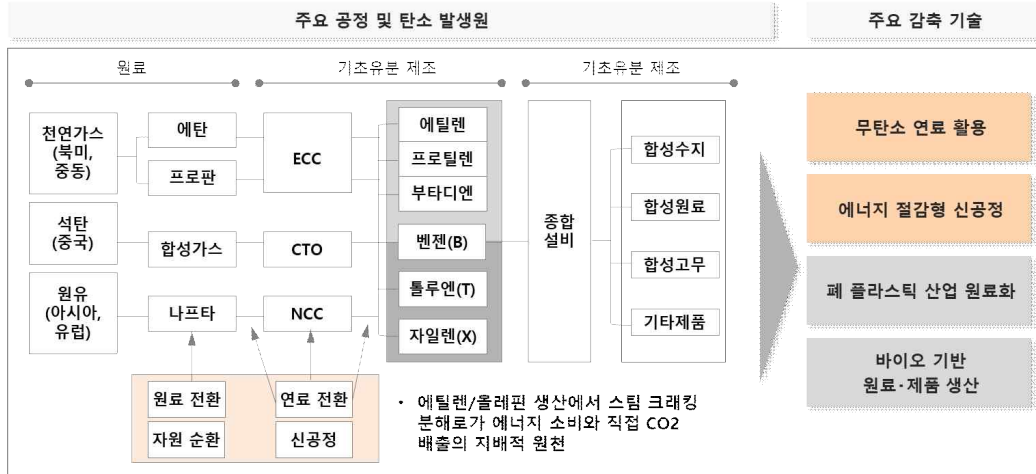
15) 공정운영개선, 저탄소 유틸리티, 수소도입, 탄소포집, 배출권확보

16) RE100 확대 20%, 설비효율화 50% 감축

생산된다. 특히 납사분해공정(NCC), 에탄크래커(ECC), 석탄가스 전환공정(CTO) 등은 고온·고압 조건을 필요로 하는 에너지 집약적 공정으로, 연료 연소와 스팀 생성 과정에서 상당한 온실가스가 배출된다. 공정의 효율이 낮을수록 직접배출(Scope 1)과 전력 사용으로 인한 간접배출(Scope 2)이 동시에 확대되는 경향을 보인다. 이러한 배출 구조를 개선하기 위해, 석유화학 업계는 원료 전환, 공정 효율화, 자원 순환을 핵심 축으로 다양한 기술 혁신을 추진하고 있다.

주요 감축기술로는 ① 무탄소 연료(수소·암모니아 등) 활용, ② 에너지 절감형 신공정(전기가열 크래킹 등), ③ 폐플라스틱의 화학적 재활용 및 순환원료화, ④ 바이오 기반 원료 및 제품 생산이 있다. 그중에서도 전기가열 크래킹 기술(Electric Steam Cracking)은 화석연료 대신 전기를 열원으로 사용하여 공정당 배출량을 크게 줄이는 차세대 기술로 평가받고 있다. 또한, 폐플라스틱을 열분해해 산업 원료로 재활용하는 공정은 기존 폐기물 처리 구조를 순환형으로 전환함으로써 탄소 감축과 자원 효율성 향상을 동시에 달성할 수 있는 전략적 수단이다.

그림 3-15 석유화학 분야의 주요 탄소 발생원 및 대응기술



※ 출처: 기후기술 백서 (석유화학)

다) 반도체

반도체 산업은 제조공정의 고에너지·고정밀 특성으로 인해 탄소배출 감축이 기술적으로 가장 어려운 산업 중 하나로 평가된다. 이에 따라 주요 글로벌 반도체 기업들은 2030년을 중간

이행목표로 설정하고, 2050년까지 탄소중립 실현을 목표로 한 단계적 감축 로드맵을 수립하고 있다. 2030년까지는 공정 효율화 및 에너지 절감 중심의 감축 전략이 집중적으로 추진되고 있다(표 3-7).

대표적인 수단으로는 RCS(회수·순환 시스템) 적용 확대, 공정 최적화 및 폐열회수 시스템 고도화, 지능형 생산(AMS) 및 스마트팩토리 도입을 통한 운영 효율화, HVAC(냉난방공조) 및 설비 효율 개선 등이 있다. 또한 저전력 장비 도입과 재생에너지 전환(REC·PPA 등)을 병행하여, 에너지 사용 구조를 단계적으로 저탄소화하고 있다.

중장기적으로는 신기술 기반의 감축 수단 도입이 강화되고 있다. 2030년 이후 단계에서는 CO₂ 포집·저장·활용기술(CCUS), 공정가스 대체기술(PFCs, CF₄, C₄F₈ 대체가스 개발), CVD(화학기상증착) 공정 개선, EUVL(극자외선 리소그래피) 활용에 따른 에너지 효율 제고 등이 추진되고 있다. 또한 양성자교환막 연료전지(PEMFC)와 같은 무탄소 에너지 전환 기술의 개발 및 적용도 병행되고 있다.

표 3-7 반도체 분야 탄소중립 로드맵

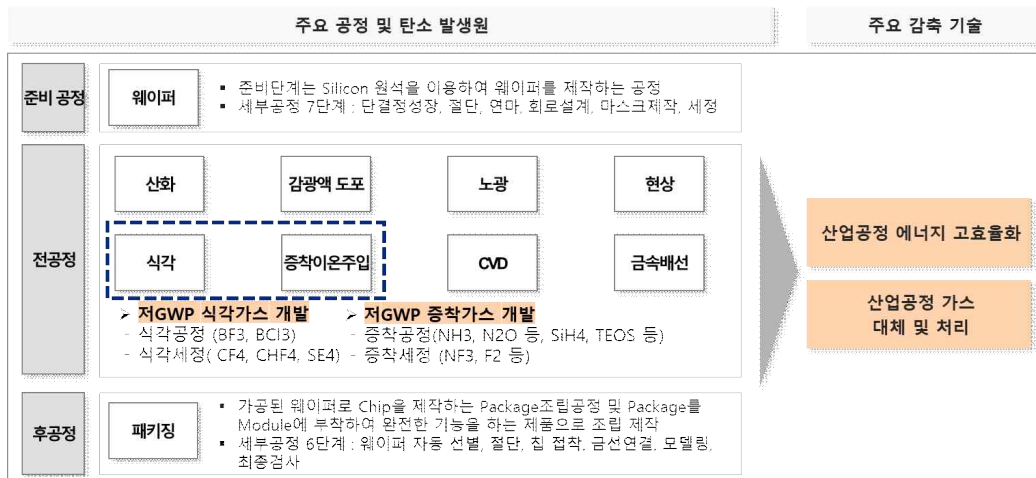
기업명	기준 연도	중간 목표	목표 연도	로드맵의 감축기여 활동	주요감축기술
삼성전자	2023	2030	2050	<ul style="list-style-type: none"> ~'2030: RCS 적용 확대, 공정 최적화, 폐열회수, 저GWP 재생에너지 확대 '2030~: CO₂ 포집 기술 상용화, 폐열회수, 저전력 설비 도입, 무탄소에너지 전환 	<ul style="list-style-type: none"> CVD 개선 (화학기상증착) CCUS 대체가스 개발 (PFCs, CF₄, C₄F₈ 대체)
SK 하이닉스	2020	2030	2050	<ul style="list-style-type: none"> 스크러버처리 효율 향상, 베이형스크러버전환 재생에너지 사용 확대/전환 폐수 처리장 N-Stripper 스팀 공급 최적화폐열회수 시스템 제어점변경 	<ul style="list-style-type: none"> 전력사용 저감에 중점 AMS (지능형 생산 시스템)
인텔	2024	2030 10%	2050	<ul style="list-style-type: none"> REC/PPA 구매 HVAC(Heating, Ventilation, Air Conditioning)효율 향상 물 재사용 확대/설비 및 시설 확충 	<ul style="list-style-type: none"> 분산형 발전 프로젝트 운영 재생에너지 도입
TSMC	2024	2030	2050	<ul style="list-style-type: none"> 공정 가스 사용 최적화 에너지 효율 향상 재생 에너지 개발 및 태양광/재생에너지 설비 도입 에너지 관리 시스템/디지털 관리 시스템 개발 	<ul style="list-style-type: none"> 양성자교환막 연료전지 개발 EUVL(극자외선리소그래피)

※ 출처: BM사의 지속가능경영보고서를 바탕으로 저자작성

반도체 산업은 웨이퍼 제조에서부터 전공정, 후공정에 이르기까지 복합적이고 연속적인 생산체계를 갖추고 있으며, 각 단계별로 상이한 온실가스 배출 특성을 보인다. (그림 3-16)에서 보듯이, 준비공정인 웨이퍼 제조 단계에서는 실리콘 잉곳을 이용하여 웨이퍼를 제작하는 과정에서 절단, 연마, 세정 등 다단계의 물리·화학적 처리가 이루어지며, 이 과정에서 간접적인 전력소모에 따른 배출이 발생한다.

전공정에서는 산화, 식각, 증착(CVD), 노광, 현상, 금속배선 등 일련의 공정이 반복되며, 이 중 식각 및 증착공정이 대표적인 고배출 단계로 지목된다. 식각공정에서는 BF_3 , BCl_3 등 고지구온난화지수(GWP)를 가진 식각가스와 CF_4 , CHF_4 , SF_6 등 불화계 플라즈마 가스가 사용되어 직접배출(Scope 1)의 주된 원인이 된다. 증착공정(CVD)에서도 NF_3 , F_2 등 GWP가 높은 공정가스가 사용되며, 이는 공정 장비의 세정과 박막 형성 과정에서 상당한 온실가스를 방출한다.

그림 3-16 반도체 분야의 주요 탄소 발생원 및 대응기술



※ 출처: 저자작성

제3절 기후기술 대응 현황 및 감축기술 로드맵

1 철강

최근 철강 산업에서는 Scope 1 배출 저감을 위한 주요 수단으로 전기로(EAF) 도입이 빠르게 확산되고 있다. 특히 2024년을 기점으로 Hyper EAF, Hy-Cube 등 고효율·다기능 전기로 기술이 본격적으로 상용화 단계에 진입하며, 기존의 고로-전로 체제를 전기로 기반으로 대체하려는 움직임이 뚜렷하다. 이러한 기술은 스크랩 예열, 고속 용해, 전력 및 화학에너지 효율 향상 등 에너지 효율성 개선과 스크랩 품질 관리, 수소 혼합 기술 개발을 핵심 과제로 삼고 있다.

단기적으로는 전기로 전환을 통해 높은 Scope 1 배출을 감축하고 있으나, 전력 소비 증가로 인한 Scope 2 배출 확대가 새로운 과제로 등장하고 있다. 이에 따라 재생에너지 전력 사용 확대와 전력 효율화 기술 적용이 병행 추진되고 있다.

한편, 완전한 수소 기반 제철로의 전환에 앞서 DRI(직접환원철), HBI, LRI 등 중간단계(브릿지) 기술이 급속히 확산되고 있다. 이는 기존 고로 설비를 유지하면서도 코크스 및 철광석 사용량을 줄여 탄소배출을 점진적으로 감축할 수 있는 현실적 대안으로 평가된다. HMR(Hot Metal Ratio) 조업 기술이나 DRI 펠릿 품질 개선 연구 등은 이러한 점진적 저탄소 전환 전략의 핵심 축을 형성하고 있다.

또한 수소환원제철 기술은 본격적인 상용화 준비 단계에 돌입했다. 2024년에는 POSCO의 HyREX 데모플랜트 구축과 페가스 수소화 기술 등 실증 기반 연구가 확대되었으며, 유럽과 캐나다를 중심으로 hydrogen-ready DRI 및 고로 수소주입 파일럿 프로젝트가 진행되고 있다. 이로써 각국 철강사 간 수소환원 기술 경쟁이 본격화되고 있으며, 2040~2050년대 상용화를 목표로 한 장기 전략이 가시화되고 있다.

이와 함께 철강 부산물의 자원순환 및 고부가가치화도 주요한 트렌드로 부상했다. 단순한 슬래그 재활용을 넘어 환원계 슬래그를 활용한 속경성 시멘트 개발, 폐플라스틱의 코크스오븐 활용 등 저탄소 소재화 기술이 진전되고 있다. 유럽 철강사들은 스크랩 확보 및 품질관리 강화를 위해 스크랩업체 인수 등 리사이클 체인 내재화 전략을 강화하며 순환경제형 공급망을 구축하고 있다.

종합하면, 현재 철강 산업은 EAF(전기로), DRI(직접환원철), H₂(수소환원)의 세 가지 축을 중심으로 탈탄소 전환 구조를 형성하고 있다. 2024년은 이러한 기술의 파일럿 실증과 브릿지 기술 확장의 전환기로, 향후 2025~2030년에는 상용화 및 확산 단계로 진입할 것으로 예상된다. 즉, 단기적으로는 전기로를 통한 Scope 1 감축과 재생에너지 도입을 병행하고, 중·장기적으로는 수소환원제철을 중심으로 한 근본적 탈탄소화 체계 구축이 산업 전반의 전략적 방향으로 자리 잡고 있다.

가) 기업별 현황

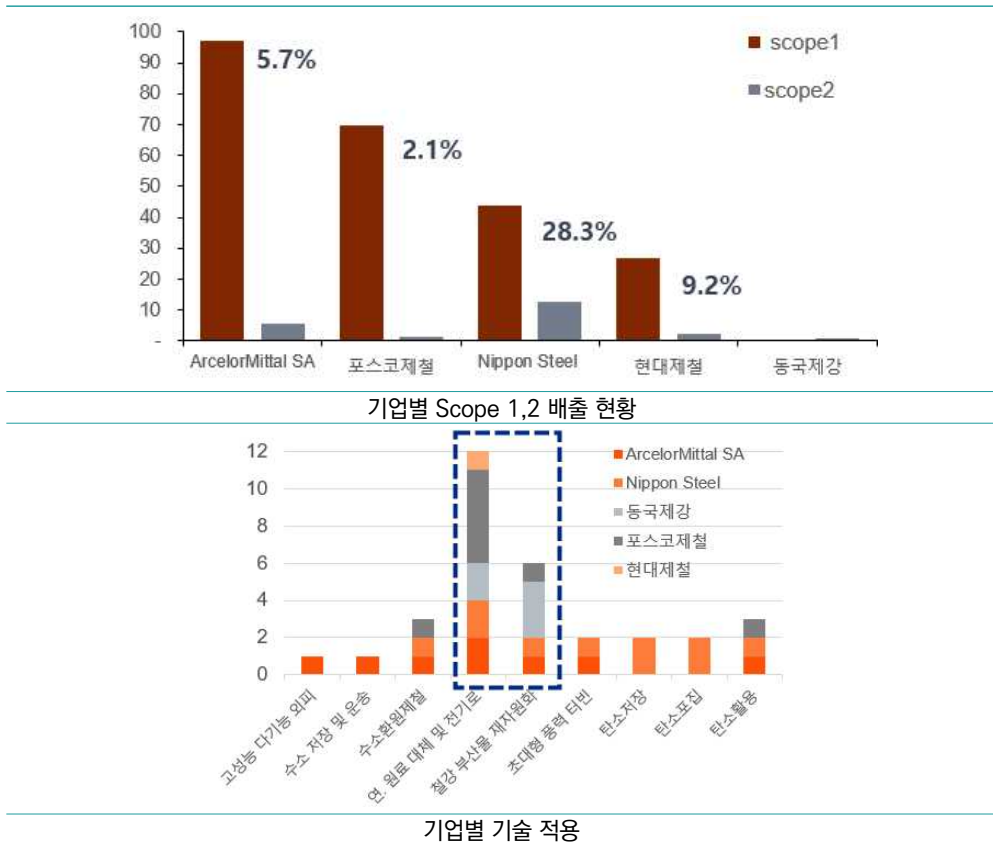
현대제철과 Nippon Steel은 전기로 생산 비율 확대에 따라 Scope 2 배출 비중이 높다(그림 3-17). Nippon Steel은 2021년 이후 전기로 생산 비율을 점차 확대해왔다. 현대제철은 국내 최대 전기로 제강사로서 전기로 방식 생산에 강점을 가지고 있다. 한편, ArcelorMittal은 독일에서 추진 중이던 수소 직접환원철(H_2 DRI)과 전기로(EAF) 전환 프로젝트를 2025년에 공식 철회하였다.¹⁷⁾ 포스코는 2026년 광양에 연간 250만 톤 규모의 전기로 가동을 계획 중이며,¹⁸⁾ 동국제강은 철스크랩을 재활용하는 전기로를 운영하고 있다.

현대제철과 Nippon Steel은 전기로 생산 비율을 확대하면서 Scope 2 비율이 높아지고 있다. Nippon Steel은 2021년 이후 전기로 생산 비율을 지속적으로 확대해왔으며, 현대제철은 국내 최대 전기로 제강사이다. 반면, ArcelorMittal은 2025년 독일에서 계획한 수소직접환원철(H_2 DRI) 및 전기로(EAF) 전환 프로젝트를 공식 철회했다. 포스코는 2026년 광양에서 연간 250만 톤 생산 규모의 전기로 가동을 예고하였고, 동국제강은 철스크랩을 재활용하는 전기로를 사용 중이다.

17) 수소신문. (2025.06.30.) 아르셀로미탈社, 수소 기반 직접환원철 프로젝트 철회.
<https://www.hydrogennews.co.kr/news/articleView.html?idxno=3038>

18) 포스코그룹뉴스룸. (2024.02.06.) 포스코, 광양에 전기로 공장 착공... 저탄소 생산체제 전환으로 경쟁력 강화.
<https://newsroom.posco.com/kr/%ED%8F%AC%EC%8A%A4%EC%BD%94-%EA%B4%91%EC%96%91%EC%97%90-%EC%A0%84%EA%B8%B0%EB%A1%9C-%EA%B3%B5%EC%9E%A5-%EC%B0%A9%EA%B3%B5-%EC%A0%80%ED%83%84%EC%86%8C-%EC%83%9D%EC%82%B0%EC%B2%B4%EC%A0%9C/>

그림 3-17 철강분야 국내·외 BM기업 별 기후기술 대응



※ 출처: 저자분석

나) 기업별 기술적용

Scope 1 배출을 줄이는 방안으로 전기로 도입 기술이 가장 많이 활용되고 있다. 단기적으로는 전기로 전환을 통해 높은 Scope 1 배출량을 감축하는 노력이 진행 중이다. 그러나 전기로 사용으로 인한 전력 소비가 늘어나면서 Scope 2 배출이 증가해 감축 효과가 제한적이라는 한계가 있다. 이에 따라 장기적으로는 수소환원제철 기술과 전기로의 병행 도입을 추진하여 탄소 배출을 더욱 효과적으로 감축하려는 전략이 나타난다. 전기로 전환은 고로 방식 대비 탄소 배출을 크게 줄일 수 있어 국내 철강사들이 단기적인 감축 수단으로 적극 활용하고 있으며, 수소환원제철은 보다 근본적인 탈탄소 전환 기술로서 2040~2050년대 상용화를 목표로 연구·개발 중이다. 전기로 전환 과정 중 발생하는 Scope 2 배출 문제를 해결하기 위해 재생에너지 사용 확대 및 에너지 효율화도 병행되고 있다.

표 3-8 저탄소 철강 기술 개발 현황

구분	주요 내용	주도 기업
전기로(EAF) 혁신 가속	전기로를 중심으로 한 생산체계 전환, 고급강 생산 가능성 확대	ArcelorMittal, POSCO, Nippon Steel
공정·원료 저탄소화	DRI·HBI 활용 브릿지 기술로 기존 고로의 탄소배출 단계적 감축	POSCO, ArcelorMittal
수소환원제철 상용화 전환	HyREX·hydrogen-ready DRI 등 데모 플랜트 가동 및 로 개발 진전	
자원순환 고도화	부산물 (슬래그·슬러지) 순환 및 폐자원 활용 제품화 전략 확산	ArcelorMittal, JFE Steel

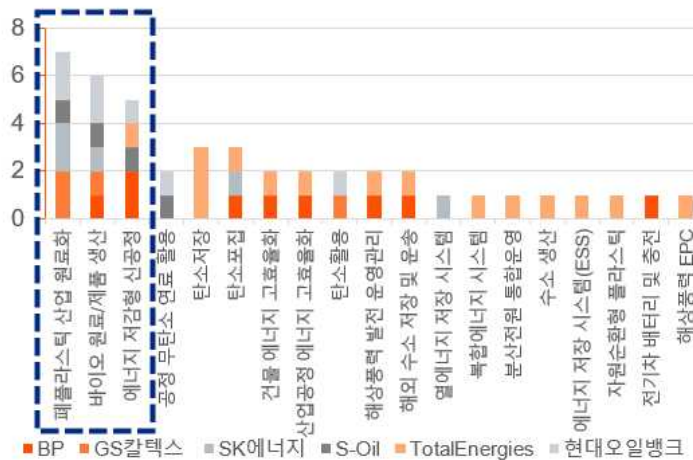
※ 출처: BM사의 지속가능경영보고서를 바탕으로 저자작성

2 석유정제

가) 기업별 현황

정유업계는 기존 설비를 활용해 자원순환 기술 사용이 가능하며, 이로 인해 불순물 제거가 용이해진다. 재생항공유(SAF) 생산도 용이하여 Total Energies 등의 기업들은 다양한 관련 기술을 사용하고 추진 중이다(그림 3-18). 기초화학 분야는 탄소계 연료를 대체하기 어려운 정유업계와 달리, 전기화로 전환이 비교적 용이한 공정들이 분포해 있다. 다수의 기업이 전기가열 방식의 스팀 크래커를 시험하거나 적용하고 있으며, 재생 전력으로 전환할 경우 무탄소 효과가 증대한다. 이러한 기술적 전환과 자원순환 활동은 석유화학 및 정유 업계의 탈탄소 목표 달성에 있어 중요한 전략적 역할을 담당하고 있다.

그림 3-18 석유화학 분야 국내외 BM 기업 별 기후기술 대응

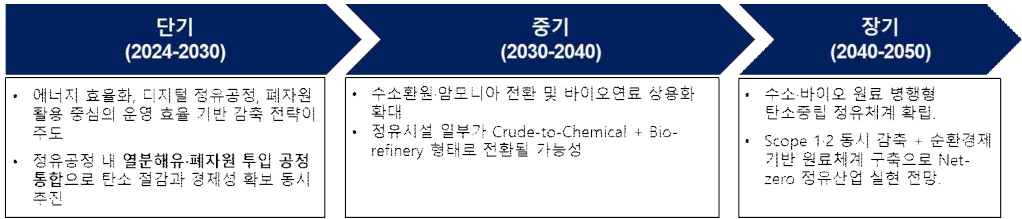


※ 출처: BM사의 지속가능경영보고서를 바탕으로 저자작성

나) 기업별 기술적용

우선 석유화학 공정의 무탄소 연료 활용은 산업 전반의 중요한 변화로 자리 잡고 있다. 청정수소 및 청정암모니아 기반의 연료 대체 사업이 본격 추진되며, 정유 공정 내 연료연소 과정에서 발생하는 직접 배출(Scope 1)을 감축하고 있다. 또한 천연가스나 재생가스 등 친환경 연료를 투입하여 기존 화석연료 대비 배출량을 줄이는 시도가 확대되고 있다.

그림 3-19 석유화학 감축기술 로드맵 (국내외 종합)



※ 출처: BM사의 지속가능경영보고서를 바탕으로 저자작성

이와 함께 공정 효율을 높이기 위한 디지털 정유(Digital Refinery), 에너지 절감형 신공정(예: Thermal Crude-to-Chemical, 공정 자동화, 데이터 기반 최적화) 등이 확산되며, 정유·석유화학 플랜트의 운영 효율화가 빠르게 진전되고 있다. 이러한 흐름은 정유 산업이 단순한 연료생산에서 정유 및 화학 통합 구조로 전환되는 기반이 되고 있다.

바이오 기반 원료 및 제품 생산 확대도 주요한 트렌드로 부상하고 있다. 특히 지속가능 항공유(SAF), 바이오 선박유(BMF), 바이오 나프타 등 저탄소 대체연료 시장의 성장이 산업 구조를 변화시키고 있다. 정유공정 내에서 폐식용유나 바이오매스 기반 원료를 직접 처리하는 기술이 고도화되면서, 기존 석유 정제설비를 활용한 혼합 생산체계가 확산되고 있다. 이러한 기술은 추가적인 인프라 투자 없이 기존 플랜트 내에서 바이오연료를 생산할 수 있어, 단기적 탄소감축과 경제성 확보를 동시에 달성할 수 있는 현실적인 해법으로 평가된다.

또한 폐플라스틱의 산업 원료화와 화학적 재활용 기술이 빠르게 발전하고 있다. 열분해·정제·후처리 공정을 통해 폐플라스틱을 석유화학 원료로 재활용하는 기술이 상용화 단계에 진입하면서, 플라스틱 순환경제의 산업적 기반이 강화되고 있다. 열분해유의 불순물 제거, 혼합 폐플라스틱 정제, 잔류물 후처리 기술 등은 이미 실증 단계를 넘어 상용화 확대에 이어지고 있으며, 이 과정에서 기존 정유공정과 통합 운영을 통해 폐자원의 효율적 순환이 가능해지고 있다.

해외에서는 정유공정 내 에너지 감축 및 배출 관리의 디지털화가 빠르게 진전되고 있다. 메탄 누출 모니터링, 플레어 효율 관리, 예측 기반 배출량 모니터링 등 데이터 중심의 배출 감축 기술이 확산되며, 온실가스 배출을 실시간으로 측정·관리하는 체계가 구축되고 있다. 또한 재생천연가스(RNG), 바이오가스 등 대체가스 플랜트 확충과 바이오에탄올·바이오매스 생산 설비 확대도 활발히 이루어지고 있다. 이는 정유·석유화학 산업이 기존의 탄소중심 에너지 구조에서 저탄소·순환형·디지털 통합형 에너지 체계로 전환되고 있음을 보여준다.

표 3-9 석유화학 저탄소 기술개발 현황

구분	주요 내용	주도 기업
무탄소 연료 기반 전환 가속	<ul style="list-style-type: none"> • 청정수소·청정암모니아 등 무탄소 연료 활용을 통한 공정 탄소배출 저감 확대 • 기존 화석연료 연소 중심 정유공정에서 탈피하여 연료 다변화 및 저탄소 생산체계로 전환 중. 	S-OIL, 현대오일뱅크, BP
에너지 효율화 및 디지털 정유 고도화	<ul style="list-style-type: none"> • TC2C, Digital Refinery, 공정 자동화, 데이터 기반 최적화 등 4차산업 기술을 활용한 에너지 절감 및 운영 효율화 추진 • Scope 1·2 감축을 위한 공정 지능화 확산 	
바이오 연료 상용화 확대	<ul style="list-style-type: none"> • 지속가능항공유(SAF), 바이오 선박유(BMF), 바이오 나프타 등 바이오 기반 대체연료 생산 증가 • 정유설비 내 co-processing을 통한 상용생산체계 구축 	SK에너지, GS칼텍스, TotalEnergies
페플라스틱 자원순환 및 화학적 재활용 고도화	<ul style="list-style-type: none"> • 열분해·정제·후처리 기술을 통한 페플라스틱의 석유화학 원료화 • 혼합 폐자원 처리 및 불순물 저감 기술 고도화로 순환경제 기반 확립 	SK에너지, 현대오일뱅크, GS칼텍스
배출관리 및 재생가스 활용 강화	<ul style="list-style-type: none"> • 메탄 누출 모니터링, RNG 플랜트 운영, 예측형 배출 관리 등 디지털 기반의 배출 관리 고도화 • 탄소 배출의 실시간 정량화와 관리체계 구축 	BP
바이오·플라스틱 융합형 신산업 확장	<ul style="list-style-type: none"> • 바이오매스 열축매공정을 통한 SAF 생산, 생분해성·리뉴어블 플라스틱 개발 등 신소재 중심의 저탄소 비즈니스 확산 	TotalEnergies

3 반도체

가) 기업별 현황

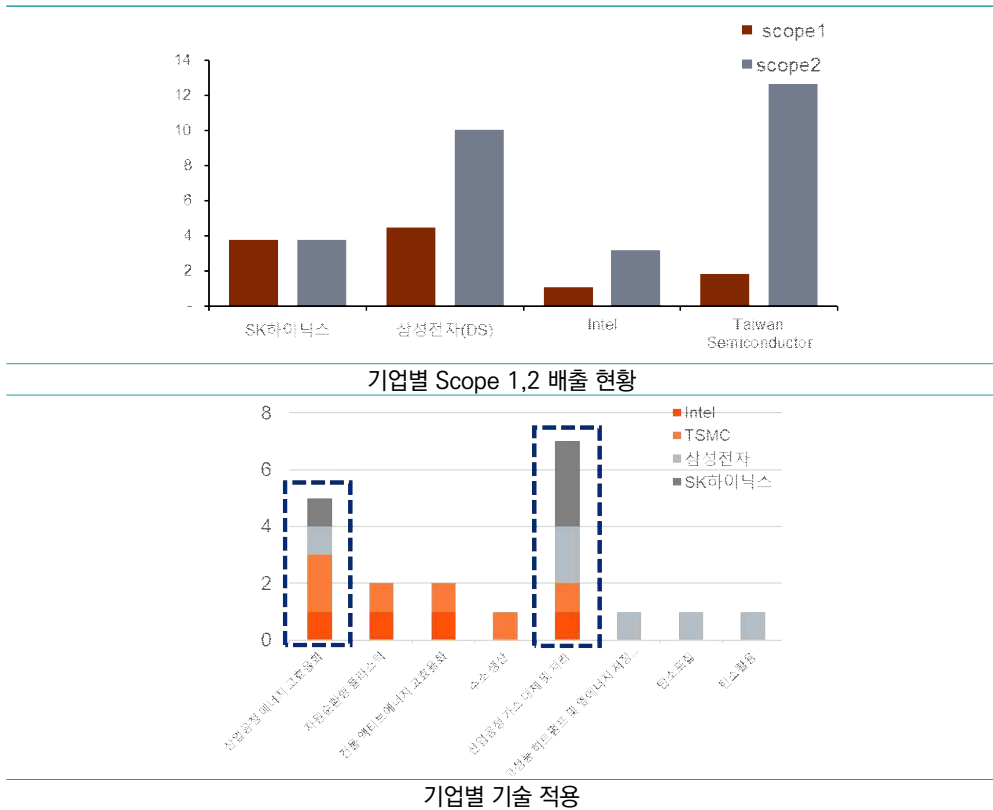
2024년 기준, 삼성전자와 SK하이닉스는 각각 해외 주요 거점에서 반도체 생산시설을 운영하고 있으나, 사업장 분포와 에너지 조달구조의 차이로 인해 Scope 2 배출량에 차이를 보인다. SK하이닉스는 중국 우시(Wuxi) 공장을 중심으로 생산을 확대하고 있으며, 해당 지역의 전력 구조가 여전히 석탄 및 화석연료 기반 비중이 높아 간접배출이 상대적으로 크게 산정되는 것으로 분석된다.

반면 삼성전자는 중국, 인도, 유럽 등 복수의 해외사업장을 보유하고 있어 지역별 재생에너지 보급률과 전력믹스 구성에 따라 Scope 2 배출 편차가 존재한다. 일부 유럽 사업장은 재생에너지 사용 확대를 통해 배출 저감 효과를 보이고 있으나, 여전히 글로벌 평균 기준에서는 전력 사용량이 방대하여 간접배출 비중이 높게 유지되고 있다. 한편, 대만의 TSMC는 대규모 파운드리(Foundry) 중심의 사업구조를 갖고 있으며, 전력 공급체계가 한국과 유사하게 화석연료 중심으로 구성되어 있다. 재생에너지 보급률이 낮은 전력망을 사용하고 있어, 대규모 생산설비의 전력소비에 따른 Scope 2 배출량이 높게 나타나는 것이 특징이다.

나) 기업별 기술적용

현재 주요 반도체 기업들은 산업가스의 대체 및 처리기술 개발과 함께, 산업공정 자체를 고효율화하는 기술적 혁신에 주력하고 있다. 이는 단순한 배출 저감장치의 설치를 넘어, 공정 설계 및 에너지 시스템 전반을 개선하여 근본적인 배출량 저감을 실현하려는 방향으로 진화하고 있다(그림 3-20).

그림 3-20 반도체 분야 국내·외 BM기업 별 기후기술 대응



※ 출처: 저자작성

반도체 산업은 공정 특성상 고온·고진공 환경과 고지구온난화지수(GWP) 가스를 다량 사용하는 에너지 집약형 산업으로, 이에 따른 온실가스 감축을 위해 기업별로 두 가지 축의 기술 전략을 중심으로 대응하고 있다.

첫째, 산업공정의 에너지 고효율화 분야에서는 모든 기업이 공정 전력소모를 줄이는 방향으로 기술혁신을 추진하고 있다. 삼성전자는 극저전력 반도체 및 5나노 컨트롤러 SSD 등 저전력 제품 개발을 통해 공정 및 사용단계의 에너지 효율을 동시에 개선하고 있으며, SK하이닉스는 고대역폭 메모리(HBM3, DDR5) 등 고효율 반도체 제품 개발과 함께 AI 기판 공정 예측 시스템을 도입하여 생산 효율을 제고하고 있다. 인텔은 서버용 반도체와 AI 가속기 등 고효율 하드웨어 개발, 모듈형 설계, 액체 냉각 등 첨단 냉각 기술을 통해 전력 절감 효과를 극대화하고 있다. TSMC는 2nm 공정 개선, 폐열·폐액 회수, 데이터센터 에너지 효율화 등을 통해 설비 단계의 에너지 최적화를 달성하고 있다.

둘째, 산업공정 가스 대체 및 처리 기술 분야에서는 고GWP 불화가스 사용을 최소화하기

위한 기술개발이 집중되고 있다. 삼성전자는 화학기상증착(CVD) 공정 개선과 PFCs 계열 대체가스 개발을 추진 중이며, SK하이닉스는 NF₃ 사용 저감과 대체가스 4종 개발, 스크러버 처리 효율 개선 등 공정 내 가스 저감 기술을 고도화하고 있다. 인텔은 회전 농축기 열 산화기, 습식 전기집진기 등 다양한 오염물질 저감장비를 활용해 VOC·HAP·PM 배출을 최소화하고, TSMC는 실시간 가스 감시시스템, AC 공명 센서, 로컬 및 중앙 스크러버 도입을 통해 가스 제어 및 처리 효율을 향상시키고 있다.

이와 같이 반도체 산업의 탄소 저감 전략은 개별 설비나 공정 단위의 개선을 넘어, 공정 효율과 환경안전성을 동시에 확보하는 통합적 기술 혁신으로 발전하고 있다. 향후에는 대체가스의 상용화와 에너지 관리시스템(EMS)의 고도화가 각 기업의 탄소중립 달성 수준을 결정하는 핵심 요인으로 작용할 것으로 전망된다.

표 3-10 반도체 저탄소 기술개발 현황

구분	주요 내용	주도 기업
산업공정 에너지 고효율화	<ul style="list-style-type: none"> 저전력 반도체 및 저장장치 개발 (LPDDR, HBM, SSD 등) AI 기반 공정 예측·전력 관리 기술 적용 고효율 장비 및 데이터센터 에너지 최적화 EUV 공정 개선 및 폐열·자원 회수 기술 도입 	삼성전자, SK하이닉스, 인텔, TSMC
산업공정 가스 대체 및 처리 기술	<ul style="list-style-type: none"> 불화가스 대체 및 저GWP 가스 적용 확대 NF₃ 세정공정 저감 및 스크러버 효율 향상 CVD 공정 개선 및 촉매 분해기술 도입 실시간 가스 감시·제어 시스템 구축 VOC·PM 등 오염물질 저감 장비 활용 	

※ 출처: 저자작성

제4절 소결

본 연구는 최근 국제사회에서 강화되고 있는 기후공시(Climate Disclosure) 제도의 확산과 함께, 기업의 기후기술 대응 역량이 산업경쟁력의 핵심으로 부상하고 있다는 인식에서 출발하였다. 2024년 시행된 IFRS 지속가능성 공시기준(ISSB S1·S2)을 비롯하여, EU의 ESRS, 미국 SEC의 기후공시 규정, 한국형 KSSB 기준 등 주요 경제권은 모두 기업에 대해 기후위험·기회와 기술적 대응에 대한 투명한 공시를 요구하고 있다.

이로 인해 국내 기업의 공시 준비 부담이 커지고 있으며, 특히 철강·석유화학·반도체 등 탄소집약 산업군은 탄소국경조정제도(CBAM) 등 해외 규제와 맞물리며 공시·기술·규제 대응이 복합적으로 작용하는 구조적 전환기에 직면하고 있다. 이에 본 연구는 국내 주요 산업군의 기후기술 인식과 전환역량을 실증적으로 분석함으로써, 산업별 기술 대응 수준을 진단하고, 향후 산업전환(Transition Pathway)의 방향성과 정책적 시사점을 도출하였다.

1 주요 연구결과

철강산업은 탄소집약도가 높고 국제 경쟁이 치열한 대표적 탄소다배출 산업으로, 탄소국경조정제도(CBAM) 대응이 공시의 핵심 동인이 되고 있다. 이에 따라 공시체계는 단순한 배출량 공개를 넘어, 저탄소 생산기술(수소환원제철, Reduced Carbon Steel 등)의 도입 현황과 감축성과를 투명하게 제시할 필요가 있다. 또한, 철광석→DRI, 석탄→수소 등 원료·에너지 전환 과정에서의 공급망 리스크 역시 주요 공시항목으로 포함되어야 한다. 이는 국제 규제 대응뿐 아니라 공급망 투명성 확보 및 투자 신뢰 제고 측면에서도 중요한 경쟁요소로 작용한다.

표 3-11 철강분야 정책적 시사점

분류	주요 내용
기술	<ul style="list-style-type: none"> 저탄소 제품·공정 기술의 상용화 불확실성 <ul style="list-style-type: none"> - 현재 개발 중인 기술의 품질·원가 경쟁력 검증에 시간이 필요, 상용화 시점과 경로 불확실 (예) 수소환원제철의 상용화를 위해서는 환원로 온도 제어, 폭발성 고온 수소의 안정성 확보, 안정적 수소 및 에너지 공급 등의 기술적 과제 해결 필요¹⁹⁾ 기술 경험 및 개발하던 기술의 좌초 위험 <ul style="list-style-type: none"> - 자체 개발·실증을 진행하는 동안 해외 기술이 먼저 표준화·상용화 시, 기업이 개발하던 기술이 좌초되거나 추가 전환 비용 발생 가능 수소환원제철 도입 시 전력망리스크

	<ul style="list-style-type: none"> - DRI-EAF 등 전력집약 공정 도입으로 전환 시 계통 안정성, 재생에너지 연계 시 전력품질, 피크 전력요금²⁰⁾ 등 리스크 논의 필요
시장	<ul style="list-style-type: none"> • 금융조달 보다 안정적인 수익성 보장 필요 <ul style="list-style-type: none"> - 금융 조달이 주요 문제가 아님 - 사업의 지속 가능성을 결정하는 요소는 안정적 현금흐름과 수익성임 - 현 시장조건 하 수익성 확보가 가능해야 하며, 기존 제품 대비 동등 이상 품질 유지의 리스크를 보장할 수 없음 • 금리 우대와 원금 상환은 별개 <ul style="list-style-type: none"> - 저리 조달이 가능하더라도 대규모·장기 투자 특성상 레버리지 확대와 재무건전성 저하 가능성이 존재 • 기술 상용화와 시장 성숙의 타이밍 비정합 <ul style="list-style-type: none"> - 기술 상용화 시점과 시장의 수요·가격 수용성의 비 일치
제도	<ul style="list-style-type: none"> • 정책 환경의 비대칭성 <ul style="list-style-type: none"> - 중국²¹⁾은 국가 차원의 산업 육성(자금·세제·에너지 비용 지원 등)으로 가격경쟁력을 강화 - 일본²²⁾은 직접 보조금·세액공제·R&D 지원 등을 통해 전환 비용을 보조 - 한국²³⁾은 정부 지원의 수준·범위·지속 가능성 불확실, 타국가 기업과 경쟁이 어려운 구조적 열위 • 국가 로드맵 및 정책 방법론 불명확성 <ul style="list-style-type: none"> - 탄소가격, 통상(CBAM 등) 관련 제도의 중장기 일관성과 예측 가능성도 부족하여 기업의 투자 의사결정과 위험관리에 제약

석유화학산업은 원료 기반의 구조적 탄소배출 특성으로 인해 감축 여력이 제한적이지만, 순환경제 전환 및 공정 혁신, 제품전환을 통해 감축 가능성을 확대할 수 있다. 따라서 공시에서는 공정별 배출계수, 재활용 원료 비중, CCUS 기술 적용 현황, Scope 3 감축 계획 등을 구체적으로 제시해야 하며, 향후에는 제품단위 탄소발자국(Product Carbon Footprint, PCF) 공개가 의무화될 가능성이 높다. 이러한 공시 고도화는 기술혁신과 시장 신뢰 확보를 동시에 달성하기 위한 전략적 수단으로 평가된다.

19) 한국철강협회, 수소환원제철기술 개발. 2025.10.02.접속. https://steelpr.kosa.or.kr/promote/future/future03_01.jsp
 20) 전기로는 전력 사용 비중이 높아 전체 생산원가의 10~20% 이상을 차지 (사사저널e (2024.10.24.))
 21) 철강산업 안정적 성장 실행방안(2025~2026년) 발표(CSF(중국전문가포럼),2025.09.26)
 - 중국 철강 산업의 수요 감소, 수익성 악화, 무역 분쟁, 환경 규제 강화에 대한 중국 정부의 대응책
 - 5개 분야(행정관리 강화, 산업 과학기술 혁신 강화, 유효 투자 확대, 시장 수요 확대, 개방 협력 심화) 10개 조치로 철강산업 육성
 22) GX(Green Transformation) 추진 전략 (2023년 발표)하여 향후 10년간 민간 협력으로 150조엔 규모(정부 20조엔)의 투자 추진 예정(페로타임즈 - 신일본제철 전기로 전환 친환경 보조금 투자 현황 (2025.06.02)
 - NEDO(신에너지산업기술종합개발기구)가 2조엔 규모의 GI(Green Innovation) 기금을 조성,
 - 특히, 철강 분야 지원금은 4,499억엔으로 대폭 상향(기존엔 1,935억엔)
 * 전기로 전환 지원 관련 : 일본제철의 규슈제철소 등 3개 지구에서 고로를 전기로로 전환하는 GX 투자에 대해 정부가 약 30%의 보조금을 지원
 * 녹색철강 활용 시장 확대 : '녹색철강(green steel)'을 활용한 자동차에 보조금을 지급
 23) '철강산업 특별법' 제정을 논의 진행 중 (2025.04. 철강산업 지원 특별법 국회 입법토론회 진행)

표 3-12 석유화학 분야 정책적 시사점

분류	주요 내용
기술	<ul style="list-style-type: none"> • 핵심감축기술 전환의 지연 <ul style="list-style-type: none"> - 탄소중립 100대 기술 중 석유화학 분야 9건 중 6건 미추진²⁴⁾ - 전기가열로(NCC)의 전력수요 - 전기가열로 기반 에틸렌 생산 시 전력투입이 현 NCC 공정 대비 약 6배로 증가, 전력의 안정성 확보 미흡 • 기술 라이선스 <ul style="list-style-type: none"> - 국내 화학산업계, 해외와 체결한 글로벌 라이선스 의존 구조에서 신규 전환기술 상업화 시 불리한 계약·비용 부담 가능성
시장	<ul style="list-style-type: none"> • 전환 시 발생하는 비용 구조와 수익성 <ul style="list-style-type: none"> - 전기가열로는 구조적으로 높은 전력비용(생산단가 3.2~3.5배^{25))이 확인되어 민간 단독 추진의 투자 매력도가 낮음} • 정부 적극적 재원 지원 필요 <ul style="list-style-type: none"> - 철강 수소환원제철 (30만 톤급 실증, 예타통과, 8,146억원)²⁶⁾ - 반면, 석유화학은 대형 실증·상용화 단계의 매칭펀드²⁷⁾ 부담 완화를 위한 공적 참여 (보조·보증·후순위) 검토가 필요²⁸⁾
제도	<ul style="list-style-type: none"> • 대기·온실가스 규제 통합적 설계 <ul style="list-style-type: none"> - 공정개선으로 규제 대응행위(대기법, 배출권)는 오히려 온실가스 배출증가를 유발하는 역효과로 규제의 통합성 필요 - e.g. RTO·SCR 등 저감설비 추가로연소로 인한 CO₂ 배출증가, 수소 전환은 NO_x가 늘어 추가 저감설비 필요는 결국 에너지 사용으로 CO₂ 증가 • 인센티브 정책 <ul style="list-style-type: none"> - 성장·원천기술 세액공제 수준이 낮아 전환투자 유인 강도가 약하다는 업계 의견, 전환금융 인정 기준의 명확화가 필요 • 규제 대응 지원 <ul style="list-style-type: none"> - 수출 의존 산업 특성상 CBAM·포장규격·재활용 기준 등 수출국 규제와 국내 제도의 연동·조율을 통한 효율적 대응 지원이 요구

반도체산업은 제조공정 특성상 PFCs 등 비이산화탄소계 온실가스 배출이 많으며, 공정 효율화와 재생에너지 사용 확대가 핵심 과제이다. 특히 Apple, Google, NVIDIA 등 글로벌 IT 기업들의 공급망 탈탄소 요구 강화로 인해, 국내 반도체 기업들은 Scope 3 대응 역량 및 데이터 신뢰성 강화가 시급하다. 향후 공시는 단순 배출량 중심을 넘어, 에너지 효율, 친환경 제품 비중, 물 사용량 및 회수율 등 세분화된 환경성과 지표를 포함하는 방향으로 진화해야 한다. 이는 ESG 평가 및 글로벌 고객사와의 거래 지속성을 확보하기 위한 필수 조건이 되고 있다.

24) 2025 NDC 산업분과 토론회

25) 2025 NDC 산업분과 토론회

26) 수소환원제철 실증기술개발사업 예비타당성 조사 통과 발표 (산업부, 2025.09.26.)

- 총사업비 8,146억 원(국비 3,088억 원, 2026~2030년) 규모로 2030년까지 가루 철광석과 수소를 활용해 수소환원제철과 쇳물을 생산하는 30만 톤급 공정 실증 과제 지원 및 중소 중견기업이 보유한 전기로에 수소 환원제철을 활용하는 과제를 지원할 예정

27) 수출기반 주력산업 대상 정책펀드(기업구조혁신펀드 6호) 추진

28) 금융위원회 - 수출기반 주력산업 대상 정책펀드(기업구조혁신펀드 6호) 추진예정

- 최소 2500억원에 달하는 주력산업 투자전용 블라인드 펀드를 신설 예정(해당 산업에 총 조성금액의 60% 이상이 투자), 최소 3750억원의 프로젝트 펀드 투자 재원을 주력산업에 전액 배분 및 운용

표 3-13 반도체 분야 정책적 시사점

분류	주요 내용
기술	<ul style="list-style-type: none"> • 재생에너지 확보의 구조적 제약 <ul style="list-style-type: none"> - 재생에너지 비중이 OECD 국가 대비 낮으며²⁹⁾ 2030년 전원믹스 구성안에 따르면 발전비중은 30.2%를 목표로 함 - 대규모 녹색전력(RE100 등) 조달에 근본적 제약 존재³⁰⁾ • 전력 가격 상승 압박 <ul style="list-style-type: none"> - ESS확충, 복잡한 계통 투자, 한전 적자 등이 전력 가격 상승 압력 - 재생에너지 LCOE는 낮아지지만³¹⁾ 실제 재생에너지 거래가격은 부대 비용 수반하여 태양광은 110~150원/kWh 대 형성 - 산업공정 전환이 “모든 것의 전기화”로 전력수요 급증 - 공급 계획과의 정합성이 낮으며 수요 예측 자체가 어려워 안정적 녹색 전력 포트폴리오 구성 리스크 • 재생에너지 원천 기술력 부족 <ul style="list-style-type: none"> - 전력을 다소비 기업에서도 재생에너지 원천기술에 대한 투자는 제한적임 - 태양광 및 신재생에너지 사업의 핵심 원천기술 분야에서 국내 기업의 투자 고려 필요 - 중국, 외국의 재생에너지 생산 기술 의존 확률 높음³²⁾
시장	<ul style="list-style-type: none"> • 고객사의 반도체 제조 공정을 온실가스 배출의 주요 원인으로 지목하면서 대체 요구 <ul style="list-style-type: none"> - 노광부터 증착, 식각 등 핵심 공정에 사용되는 반도체 장비 산업은 미국 업체들이 주도하여 국가 간 분쟁 시 자원 활용의 영향³³⁾ - 첨단산업은 공정의 안정성과 성능확보의 어려움 존재 - NF3를 낮은 GWP 가스로 대체 시도하고 있으나 배출가스 저감 설비 도입으로 전력 사용량 증가 필연적 • 유럽의 F-gas 규제 및 국제사회의 키갈리 개정³⁴⁾ 준수 필요

29) 2021년의 세계 재생에너지 발전비중은 평균 29% 수준으로 추정되며, 한국은 7% 수준, 세계 재생에너지 시장 및 산업 동향 분석 (에너지경제연구원, 2024)

30) 서쪽 중심의 발전 계통의 지리적 불균형, 재생에너지 설비 설치 시 지자체 이격거리 규제 등 재생에너지 확대 속도 제한적

31) 2023년 재생에너지 균등화발전비용(LCOE) 동향 (에너지경제연구원, 2024)

32) 최근 태양광 제조업 분야에서 중국기업 숫자의 비중은 50%, 태양전지 부문 90%, 모듈 부문은 약 80%의 생산용량을 차지함, 세계 재생에너지 시장 및 산업 동향 분석 (에너지경제연구원, 2024)

33) 미중 분쟁으로 미국 반도체 설비의 중국반입에 난항

34) 수소불화탄소(HFCs)의 소비량과 생산량을 단계적으로 감축토록 하고 수소불화탄소의 수입 및 수출 허가제를 도입하는 오존층 파괴 및 지구온난화 물질 규제

2 정책적 시사점

최근 글로벌 정책 환경의 변화는 국내 산업 전반에 걸쳐 탈탄소 전환을 가속화하는 동시에 구조적 압박을 강화하고 있다. 기후공시, 탄소국경조정제도(CBAM), 녹색조달 및 공급망 탈탄소 요구 등이 복합적으로 작용하면서, 기업들은 기술혁신뿐 아니라 수익성과 시장성, 그리고 정책 예측 가능성까지 동시에 관리해야 하는 새로운 국면에 놓여 있다.

우선, 기업들은 더 이상 금융조달의 용이성보다 사업의 지속가능성과 안정적 수익성 확보를 중시하게 되었다. 정부나 금융기관이 제공하는 저리 용자나 펀드 지원이 있다 하더라도, 고비용·장기투자 특성을 가진 탈탄소 전환 사업은 여전히 레버리지 확대와 재무건전성 악화의 위험을 내포한다. **결국 기업의 전환 의사결정을 좌우하는 것은 자금의 조달 여부가 아니라, 시장 내 수익성 확보 가능성과 기존 제품 대비 품질 리스크의 관리 능력이다.**

또한 **기술 상용화의 속도와 시장의 수요·가격 수용성 간에는 뚜렷한 ‘타이밍 비정합’이 존재한다.** 기업이 신기술을 확보하더라도 시장이 이를 즉시 흡수하지 못하거나, 원가구조가 개선되지 않는 상황이 반복되고 있다. 이로 인해 전환기술은 “필요하지만 수익성이 없는 투자”로 인식되는 경향이 강하며, 이는 결국 민간의 자발적 투자 동력을 약화시키는 요인으로 작용한다.

정책 환경의 비대칭성 또한 산업의 구조적 불리함을 심화시키고 있다. 중국은 ‘철강산업 안정적 성장 실행방안(2025~2026)’을 통해 행정관리, 과학기술혁신, 투자확대, 시장수요 창출, 개방협력 등 10대 조치를 추진하며 국가 차원의 산업 육성을 강화하고 있다. 일본 역시 GX(Green Transformation) 전략을 통해 향후 10년간 150조엔 규모의 민관 공동투자를 계획하고, 정부가 직접 보조금·세액공제·R&D 지원을 결합한 전환비용 보전체계를 운영 중이다. 이에 비해 한국은 ‘철강산업 특별법’ 제정 논의 등 정책적 지원을 모색하고 있으나, 지원 수준과 지속성의 불확실성으로 인해 타국 대비 구조적 경쟁력이 취약하다.

또한 **CBAM 대응, 인센티브 설계 등 정책 로드맵의 일관성 부족**은 기업의 중장기 투자계획 수립을 어렵게 만들고 있다. 대기오염물질 규제와 온실가스 감축정책이 상충하거나, 온실가스 저감설비 도입이 오히려 에너지 사용량 증가를 초래하는 등 규제 정합성의 문제도 지속적으로 제기되고 있다. 이러한 불확실성은 기업으로 하여금 정책을 신뢰하고 장기 투자할 수 없는 환경을 조성하며, 전환 속도를 늦추는 주요 요인이 된다.

결국, 국내 산업계는 전환의 필요성과 리스크가 동시에 커지는 이중 구조 속에 놓여 있다. 기후기술 도입은 불가피하지만, 현 시장 여건과 정책 인프라가 이를 뒷받침하지 못하고 있으며, 국제적 경쟁 환경에서는 정부 지원의 비대칭성이 투자 유인 격차를 더욱 확대시키고 있다. 향후에는 **단순한 금융지원이 아닌, 정책의 예측 가능성과 산업별 수익성 확보를**

연계하는 종합적 전환전략이 필요하다. 특히 정부는 정합적 규제 설계, 중장기 인센티브 체계, 공공·민간의 위험 분담 구조를 마련함으로써, 산업계가 불확실성을 감내하는 대신 미래 경쟁력 확보를 위한 적극적 전환 투자로 나아갈 수 있는 기반을 조성해야 할 것이다.

제4장

탄소중립을 위한 기술 혁신과 시장 설계
분석: 한국과 유럽의 수소 경매제도를
중심으로

제1절 서론: 탄소중립 혁신기술로서 수소의 전략적 중요성

1 연구배경 및 목적

가. 민간 부문 탄소중립 달성을 위한 혁신기술로서 수소의 역할

탄소중립(Net-zero) 달성은 전 세계적인 정책 목표로 부상하면서 기술 혁신과 민간 부문의 적극적인 참여를 요구하고 있다. 특히 수소(Hydrogen)는 탄소중립을 위한 혁신기술로서 전략적 중요성이 크게 부각되고 있다. 국제에너지기구(IEA)는 저배출 수소가 탈탄소화가 어려운 부문의 온실가스 감축을 위한 핵심 수단이라는 점에 국제적 공감대가 형성되어 있다고 평가한다(IEA, 2023). 실제로 수소는 전기화가 어려운 산업·운송 부문의 탄소 감축을 가능케 할 대안 에너지로 주목받고 있으며, 이러한 역할 때문에 많은 국가들이 수소 경제 활성화 전략을 추진 중이다(New Climate Institute, 2023). 또한 수소는 에너지 시스템 측면에서도 재생에너지의 변동성을 보완하는 저장 및 연료 역할을 수행함으로써 에너지 전환의 유연성을 높여줄 수 있는 매개체로 평가된다. 이에 따라 수소 기술 개발과 시장 형성을 통해 민간 부문의 탈탄소 투자 기회를 확대하는 것이 탄소중립 전략에서 중요 과제로 인식되고 있다.

수소가 특히 중요한 이유는 철강, 시멘트, 화학 등 고온 열원이나 화석연료 원료가 필요한 산업 분야와 항공·해운·화물트럭 등 장거리 대형 운송 분야처럼 이른바 “탈탄소화가 어려운(hard-to-abate)” 부문의 핵심 대안 에너지로 기대되기 때문이다. 이러한 부문들은 재생에너지 기반 전기 직결(electrification)이 현실적으로 어렵거나 경제성이 낮아, 현재까지 화석연료 의존도가 매우 높고 전 세계 연간 CO₂ 배출량의 약 30%를 차지한다. 청정수소(그린·블루수소 등)는 이러한 산업·운송 부문의 화석연료를 대체하여 배출을 획기적으로 감축할 수 있는 기술로서, 많은 연구에서 수소 활용 없이는 2050 탄소중립 달성이 어렵다고 전망한다³⁵⁾. Yang et al.(2022)에 따르면, 청정수소의 광범위한 활용은 중화학 공업이 발달한 중국이 2060년 탄소중립 목표를 비용효과적으로 달성하는 데 필수적인 것으로

나타났으며, 이는 증공업·운송 부문 비중이 큰 다른 경제권에도 시사점을 제공한다. 이처럼 수소는 산업 공정의 연료 전환, 화학 원료 전환뿐 아니라, 중장거리 운송연료, 전력 저장 및 그리드 안정화 등 다양한 역할로 탈탄소 사회의 게임체인저로 주목받고 있다.

수소를 에너지 상품으로 이해하기 위해서는 먼저 그 물리적 특성과 현재 시장 구조를 파악할 필요가 있다. 현재 전 세계 수소 생산의 약 절반은 천연가스에서, 나머지는 주로 석탄과 석유에서 생산되며, 전기분해를 통한 생산은 약 4%에 불과하다. 대부분의 수소는 정유, 비료 생산, 화학 산업과 같은 기존 수요 응용 분야에서 현장 또는 비교적 근접한 곳에서 생산되어 파이프라인, 철도 또는 도로를 통해 운송된다.

수소는 천연가스나 전기와 같은 다른 에너지 상품과 비교할 때 독특한 물리적 특성을 지니고 있다. 운송과 저장에 일반적인 압력에서 수소는 천연가스의 약 3분의 1에 불과한 체적 에너지 밀도를 가지며, 취성을 유발하고 누출에 대한 보호가 더 어렵다는 특징이 있다. 장거리 운송에 특히 중요한 액화의 경우, 수소는 천연가스보다 훨씬 낮은 온도인 영하 253도까지 냉각되어야 하며, 이는 상당히 높은 에너지 페널티를 부과한다. 천연가스가 영하 162도에서 액화되는 것과 비교하면 수소의 액화는 훨씬 더 많은 에너지를 소비하는 과정이다.

저장 측면에서도 수소는 효율적인 저장을 위해 350-700 bar의 높은 압력을 필요로 하는 반면, 천연가스는 약 200 bar의 상대적으로 낮은 압력에서 저장될 수 있다. 또한, 수소는 강철 파이프라인에서 취성을 유발하여 장기적으로 재료에 영향을 미칠 수 있으며, 이는 누출이나 오작동의 위험을 증가시킨다. 따라서 수소는 천연가스 운송에 사용되는 일반 파이프라인과 달리 특수한 재료나 코팅 처리가 필요한 파이프라인을 요구한다.

이러한 물리적 특성과 석유, 천연가스 또는 전기와 비교하여 상대적으로 낮은 수요는 오늘날의 수소 시장이 전 세계적으로 거래되는 에너지 상품 시장이라기보다는 산업 원료 시장에 더 가깝다는 것을 의미한다. 수소 거래는 전통적으로 장외거래(OTC) 방식으로 이루어져 왔으며, 독일의 유럽에너지거래소(EEX)가 개발한 것과 같은 거래 플랫폼은 최근에야 등장하기 시작했다.

화석연료에서 생산된 수소를 재생 가능한 전기분해 수소로 대체하려면 적어도 부분적으로는 탁월한 재생에너지 잠재력을 가진 현장에서 생산이 이루어져야 하며, 이는 종종 기존 수요 중심지에서 멀리 떨어진 곳일 수 있다. 수소 수요 구조와 그에 따른 지리적 분포도 철강 제조 및 발전과 같은 새로운 응용 분야를 포함하도록 변화할 수 있다. 수요가 공급을 따르지 않는 한, 예를 들어 1차 철강 가치 사슬에 대해 제안된 바와 같이, 지리적 패턴의 변화는 이전보다 더 많은 수요처에게 더 먼 거리에 걸쳐 수소 또는 암모니아나 메탄올과 같은 그 파생물을 운송하기 위한 훨씬 더 큰 인프라 용량이 필요하다. 수소 운송 인프라의 필요성을

35) Nault K. (2022. 10. 3.). Clean Hydrogen: A long-awaited solution for hard-to-abate sectors. [Press Release]. <https://seas.harvard.edu/news/2022/10/clean-hydrogen-long-awaited-solution-hard-abate-sectors#:~:text=One%20of%20the%20world%E2%80%99s%20biggest,2%7D%20emissions>

줄이기 위해 수소 클러스터 또는 밸리가 제안되었지만, 이러한 접근 방식은 보다 큰 전기 및 천연가스 전송 용량에 대한 필요성을 증가시킬 수 있다.

한편, 새로운 기술의 상용화와 확산을 위해서는 정부의 제도 설계와 정책 지원이 뒷받침되어야 하며, 탄소중립을 위한 수소 경제 활성화도 예외가 아니다. 아직 경제성이 충분하지 않은 수소 생산·이용 분야에 민간 투자를 유인하려면 정부의 보조금, 인센티브, 규제 완화, 시장 창출 등 종합적인 정책 패키지가 요구된다. 정부 보조금은 산업 부문의 탈탄소화를 직접 재정 지원하는 수단이지만 적용 방식과 대상에 따라 국가 보조금 규제나 국민 수용성 측면에서 논란이 발생할 수 있다. 예를 들어, 화석연료 산업에 대한 보조금 폐지는 기후변화 대응 차원에서 중요한 과제로 지목되며, 특히 글로벌 유가가 역사적으로 낮은 시기에 이러한 개혁이 시급하다는 지적이 있다(Burke J, et al., 2020). 또한 보조금의 정의 범위도 쟁점인데, 세계 감면과 같은 간접 지원도 보조금의 일종으로 볼 수 있다. 세계무역기구(WTO)는 보조금을 “정부가 공공기관의 재정적 기여로써 수혜를 부여하는 것”으로 정의하며, 그 범주에 광범위한 지원 형태를 포함하고 있다(WTO, 2020). 결국 탄소중립 목표 달성을 위해서는 화석연료에 대한 보조금은 축소하거나 제거하고, 그 재원을 수소 등 청정에너지 기술에 대한 지원으로 전환하는 전략이 필요하다.

정부는 한편으로는 세금감면, 보조금 지급, 금융지원 등의 직접적 인센티브와, 탄소가격제 도입이나 배출권거래제와 같은 시장 기반 정책을 통해 저탄소 투자 수익성을 높이는 방안을 모색하고 있다. 예를 들어, 영국은 재생에너지 전원 확대를 위해 발전차액계약제도(CfD)를 도입하여 민간 투자를 유도해왔다. CfD는 정부가 재생에너지 전력에 대해 사전에 약정한 가격인 행사가격을 보장해주는 계약으로, 시장 가격이 행사가격보다 낮으면 정부에 그 차액만큼을 발전사업자가 지급하고, 반대로 시장 가격이 높으면 정부가 보조금을 지급하는 형태이다(Climate Change Committee, 2020; UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2020). 이를 통해 영국은 해상풍력 등 대규모 재생에너지 투자에 필요한 수익 안정성을 확보하여 민간 자본을 끌어들이었으며, 그 결과 영국의 재생에너지 전원 확대에 핵심적인 역할을 했다. 이러한 메커니즘을 탄소 감축 성과에 적용한 것이 탄소차액계약(CCfD)으로, 예를 들어 CCS를 통해 CO₂ 감축량을 계약 단위로 정하고 그 감축량에 대해 정부가 일정 가격을 보전해주는 방식이다. CCfD는 현재 탄소 가격 신호가 부족한 저탄소 산업 분야에 투자 확신을 제공함으로써, 민간 기업들이 녹색 철강, 시멘트 등의 생산 공정 전환에 필요한 대규모 투자를 결정하는 데 기여할 수 있을 것으로 평가된다(Poyry Management Consulting, 2016; Sartor et al., 2019). 이처럼 정부의 가격보조 정책과 시장 설계 혁신은 초기 단계의 청정기술 시장을 활성화하는 데 필수적인 역할을 한다.

물론 탄소중립 정책 패키지는 단순히 개별 정책의 나열이 아니라 가격 신호 정책과 비가격 정책의 조합으로 정책 효과와 투명성을 높이는 방향으로 구성되어야 한다. Nascimento &

Höhne (2023)에 따르면, 부문별로 상호보완적인 가격 및 비가격 수단을 함께 도입하여 기후 정책을 종합적으로 추진할 때 온실가스 배출 감소 효과가 극대화되는 것으로 나타났다. 다양한 수단을 균형 있게 포함한 종합 패키지는 정책 일관성과 예측 가능성을 높여주므로, 민간 부문의 저탄소 투자에 대한 수익 확실성이 강화되고 결과적으로 기후 대응을 위한 민간자본 유입이 늘어나는 효과가 있다. 에너지 부문을 예로 들면, 발전차액지원제도나 보조금 등의 전통적 지원책과 더불어, 경매 입찰(auction)을 통한 녹색전력 구매계약 등 시장 메커니즘의 도입이 투자 촉진에 효율적인 수단으로 여겨진다. 녹색 전력이나 수소에 대한 장기 구매계약(offtake) 계약을 경매로 체결하면 미래 수요를 명확히 보장해주므로 민간 투자자 입장에서는 상업적 실행 가능성이 높아지고 투자 결정이 용이해진다. 이 밖에도 재생에너지 발전량의 계통 연계 우선권 부여, 청정연료 의무사용 할당제나 연료 기준 제정 등의 비가격 규제 및 지원조치를 병행하여 민간 부문의 탈탄소 전환을 견인하고 있다. 요컨대, 정부의 정책 설계 역량이 탄소중립 목표 달성의 중요한 변수이며, 수소와 같은 혁신기술의 보급을 위해서는 시장 설계 혁신과 정책 패키지 최적화가 뒷받침되어야 한다 (ibid, 2023).

수소 분야에서도 정부의 이러한 역할이 두드러지게 나타나고 있다. 유럽의 경우, 유럽연합(EU)은 2023년 “유럽 수소은행(European Hydrogen Bank)”을 출범시켜 그린수소 생산지원 경매제도를 도입하였다. EU는 혁신기금을 통해 약 9억9200만 유로(약 1조3천억 원) 규모의 보조금을 경쟁입찰 방식으로 15개 그린수소 생산 프로젝트에 지원하기로 결정하였으며, 이를 통해 향후 10년간 약 220만 톤의 재생수소 생산을 유도할 계획이다. 또한 독일 정부는 H2Global 프로그램을 통해 이중경매(double auction) 방식의 국제 수소 공급 계약을 추진하고 있다. H2Global은 정부 산하 중개기관이 한쪽에서는 해외 그린수소를 입찰로 구매하고, 다른 한쪽에서는 국내 수요처에 입찰로 판매하는 구조로서, 수소 생산자와 소비자를 정부 보증 계약으로 연결해주는 제도이다. 이러한 시장 지원정책은 향후 EU 차원에서 청정수소의 안정적 수급을 확보하기 위한 모델로 검토하고 있으며, 유럽 각국은 수소경제 활성화를 위해 보조금, 탄소가격, 의무할당제 등 다양한 수단과 함께 경매제도를 활용하고 있다.

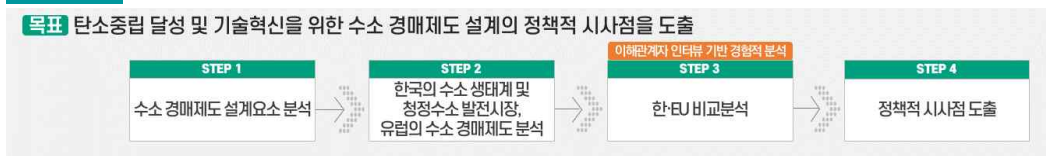
이와 발맞추어 우리나라 정부도 수소 분야의 제도 혁신을 추진하고 있다. 2023년 개정된 「수소경제 육성 및 수소 안전관리법」에 따라 청정수소발전 의무화제도(CHPS)가 도입되어, 2024년 5월 세계 최초의 청정수소 발전 경쟁입찰 시장을 개설하였다. CHPS는 발전용 연료로 청정수소(그린수소나 블루수소 등)를 사용해 생산한 전기를 전력시장에 공급하도록 한 제도로, 신재생에너지 공급의무화제도(RPS)의 수소 버전이라 할 수 있다. 이 제도는 수소를 연료로 한 발전수율을 창출함으로써 수소경제 전반의 활성화를 도모하고, 동시에 전력 부문의 탈탄소화를 촉진하려는 목적으로 설계하였다. 정부는 CHPS 도입으로 탄소 배출 감소, 재생에너지 확대, 에너지 안보 강화, 산업 성장 및 일자리 창출 등의 다각적 효과를

기대하였으며, 첫 입찰물량을 6,500GWh(기가와트시)로 책정하여 청정수소 발전 전력을 대규모로 구매하고자 하였다. 입찰을 통해 선정된 발전사업자는 2028년부터 15년간 해당 물량의 수소전기를 한전에 고정가격으로 판매할 권리를 얻도록 함으로써, 민간 투자자에게 장기적인 수익 안정성을 제공하는 장치를 마련하였다. 이는 앞서 언급한 녹색 전력의 장기 구매계약(Offtake)을 경매로 보장하는 정책의 한국형 사례라 할 수 있다.

그러나 세계 최초로 시행된 수소발전 입찰제도의 초기 성과는 기대에 못 미치는 측면도 나타났다. 2024년 5월 실시된 첫 경쟁입찰 결과, 총 6,500GWh 중 750GWh만 최종 계약이 성사되어 목표 대비 11.5% 수준의 낙찰에 그쳤다. 이 사례는 수소발전 시장설계에 있어 정책적 보완의 필요성을 보여준다. 다시 말해, 수소 연료비의 비경제성, 가격 변동 리스크를 완화할 수 있는 추가 지원책이나 입찰 제도 설계 개선 없이는 민간 참여를 충분히 이끌어내기 어려움을 시사한다.

따라서 본 연구에서는 한국의 청정수소 발전경매제도 사례를 심층 분석하고, 유럽의 수소 정책 및 시장설계와의 비교 연구를 통해 제도적 개선 방안과 정책적 시사점을 도출하고자 한다. 구체적으로 한국 CHPS 제도의 설계 배경, 운영 현황 및 한계를 고찰하고, EU 수소은행의 지원경매와 관련 정책수단을 비교함으로써, 탄소중립을 위한 기술혁신과 시장설계의 바람직한 방향을 모색하고자 한다. 이를 위해 그림 4-1와 같이 한국의 수소 생태계 분석 → 청정수소 발전 시장 및 경매제도 분석 → 유럽의 수소 경매제도 분석 → 한·EU 비교분석 → 정책적 시사점 도출의 순으로 연구를 수행하였다.

그림 4-1 연구 흐름도



2 선행연구 조사

본 절에서 검토한 선행연구들은 경매 설계의 일반 원칙, 수소경제의 구조적 과제, 에너지 인프라 경매의 특수성, 재생에너지-수소 통합 최적화, 입찰자 행동과 리스크 관리 등 다양한 측면에서 본 연구의 이론적·방법론적 토대를 제공한다.

Barroso & Maurer(2011)와 Erat & Aydin(2022)은 경매 유형, 물량 설정, 투명성, 진입장벽이 시장 성과에 미치는 영향을 실증하여, 한국 CHPS의 기본 설계 원칙을 평가하는 준거를 제공한다. IEA(2019)는 수소경제의 "닭과 달걀" 문제를 규명하여, 수요 창출 정책으로서 CHPS의 전략적 정당성을 뒷받침한다. Pickl & Wirl(2011)은 인프라 경매의 수익성-공정성 균형 원칙을 제시하여, 수소 공급망 투자를 유도하는 경매 설계에 유용한 통찰을 제공한다.

Gong et al.(2024)은 재생에너지-수소 통합 시스템의 최적 입찰 전략을 모델링하여, 향후 국내 그린수소 생산이 확대될 때 필요한 시장 설계 방향을 시사한다. Vasserman & Watt(2021)은 입찰자의 위험 회피 성향이 경매 결과에 미치는 영향을 규명하여, 환율 연동, 물량 차입·이월 등 리스크 완화 조치의 이론적 근거를 제공한다.

그러나 선행연구들은 청정수소 발전 경매라는 새로운 영역을 직접 다루지 않았으며, 재생에너지와 수소의 차이, 이론과 실천의 간극, 단편적 분석의 한계, 맥락 특수성의 간과, 시간적 역동성의 부족 등의 한계를 갖는다. 본 연구는 이러한 한계를 인식하고, 한국 CHPS의 독특한 맥락과 초기 경험을 심층 분석함으로써, 선행연구를 수소 맥락으로 확장하고 보완하는 기여를 한다.

특히 본 연구는 수요 중심 경매와 공급 중심 경매의 비교, 경매-인증 연계 메커니즘, 국제 공급망과 경매제도의 통합, 정책 학습과 적응적 설계의 과정 등 선행연구에서 다루어지지 않은 새로운 주제를 탐구함으로써, 수소 경제 전환을 위한 시장 설계 연구의 지평을 확장한다.

표 4-1 선행연구 정리표

선행연구	주요내용	활용 가능성
Renewable Auction Design in Theory and Practice: Brazil and Mexico (Barroso & Maurer, 2011)	<ul style="list-style-type: none"> • 브라질과 멕시코의 재생에너지 경매 설계가 가격, 시장참여자 다양성, 프로젝트 실현률에 미치는 영향 분석 • 경매 유형에 따라 입찰자 행태, 경쟁력 및 재생에너지 보급 속도가 달라짐 	<ul style="list-style-type: none"> • 수소경매 시스템의 경매 유형, 물량 설정, 입찰자 선정 기준 설계 시 활용 가능 • 경매 유형별 입찰자 행동 예측 및 가격 경쟁력 확보 방안 수립
Renewable Energy Auctions in Turkey (Erat & Aydin, 2022)	<ul style="list-style-type: none"> • 이해관계자 의견 반영한 경매 설계 및 입찰 과정 투명성 중요 • 진입장벽 완화와 투명성이 경매 성공의 핵심 	<ul style="list-style-type: none"> • 수소경매 시스템의 투명성 제고 및 진입장벽 완화 방안 설계 시 활용 가능 • 중소기업 활성화 위한 입찰 규칙 및 조건 수립에 반영
Hydrogen: New Ambitions and Challenge (IEA, 2019)	<ul style="list-style-type: none"> • 글로벌 수소경제에서 비용 절감, 인프라 구축, 고객 확보 중요성 분석 • 저탄소 수소가 에너지 전환의 핵심적 역할 담당 	<ul style="list-style-type: none"> • 수소 가격 경쟁력 제고 및 글로벌 수소시장 연계 전략 설계에 활용 가능 • 수소 인프라 투자 촉진 및 고객 확보 방안 수립 시 근거 제공
Auction Design for Gas Pipeline Transportation Capacity (Pickel & Wirl, 2011)	<ul style="list-style-type: none"> • 천연가스 수송용량 경매 시 수익성과 공정성의 균형적 설계 필요성 강조 • 경매 물량 배분 방식이 경매 성과에 큰 영향 	<ul style="list-style-type: none"> • 수소 수송 및 저장 관련 경매 설계에 직접 활용 가능 • 공정성과 수익성의 균형을 고려한 수소 인프라 경매 메커니즘 수립
Strategic bidding of hydrogen-wind-photovoltaic energy system (Gong et al., 2024)	<ul style="list-style-type: none"> • 수소-풍력-태양광(HWP) 시스템의 전략적 입찰 모델 제안 • 재생에너지 변동성 대응 및 시장 입찰 최적화 통한 수익성 향상 	<ul style="list-style-type: none"> • 수소 경매시장 및 에너지-유연성 시장 동시 참여 전략 설계에 활용 가능 • 재생에너지 변동성 고려한 최적 입찰 전략 수립 근거
Risk Aversion and Auction Design (Vasserman & Watt, 2021)	<ul style="list-style-type: none"> • 입찰자의 위험회피 성향이 경매 결과에 미치는 영향 분석 • 위험회피 성향이 큰 입찰자는 더 적극적으로 입찰 참여 	<ul style="list-style-type: none"> • 수소경매 시스템 설계 시 입찰자의 위험회피 성향 고려 필요 • 입찰 참여 유도 및 가격 형성 전략 수립에 적용 가능

※ 출처: 저자 작성

제2절 수소 경매제도 개요

1 수소경제의 부상과 경매제도의 필요성

가. 세계 수소 시장의 현재와 과제

그린수소는 탈탄소화 목표 달성의 핵심 요소로 부상하고 있다. IRENA의 1.5°C 시나리오에 따르면, 청정수소는 2050년까지 온실가스 감축의 약 12%를 차지할 것으로 예상된다. 그린수소는 재생에너지 기반 수전해를 통해 생산되며, 온실가스 감축을 넘어 에너지 안보 강화, 녹색 산업화 촉진, 글로벌 무역 참여 확대, 일자리 창출 등 다층적 편익을 제공한다.

2024년 5월 기준, 52개국이 수소 전략 또는 로드맵을 수립했으며, 이 중 52%가 신흥국 및 개발도상국이다. 이는 그린수소가 특히 개발도상국의 경제적 회복력 강화와 지식 기반 경제 개발을 위한 매력적인 기회임을 보여준다. 풍부한 재생에너지 잠재력, 토지 및 수자원을 보유한 국가들의 경우, 그린수소 생산은 일자리 창출, 기술 고도화, 투자 유치, 부가가치 창출 등 녹색 산업 발전의 기회를 제공한다.

그린수소의 확산을 가로막는 장벽은 기술적, 경제적, 제도적, 사회적 차원으로 구분된다. 기술적으로는 특정 수소 기술의 미성숙, 에너지 소비 및 손실, 기존 에너지 인프라와의 호환성 문제가 있다. 경제적으로는 높고 불확실한 생산 및 운송 비용이 가장 큰 장벽이다.

제도적으로는 그린수소 부문에 대한 규제 프레임워크의 미비, 국가 공공기관 간 조율 부족, 정책 추진력 부족 등이 문제다. 사회적으로는 대중의 인식과 수용성 부족, 투자자 신뢰 부족, 초기 투자자의 불리한 위치, 전문인력 및 기술 부족 등이 장애요인이다.

특히 경제적 장벽 중 수소 생산비용의 불확실성 문제가 심각하다. 수소의 평균화 비용(LCOH)은 전력 공급 비용, 수전해 자본비(CAPEX), 수소 처리 인프라 비용, 간접비용 등 다양한 요소를 포함한다. 최근 자본비가 예상보다 46-65% 증가했으며, 미국 걸프만 지역의 LCOH 추정치가 USD 2.9/kg에서 USD 5/kg로 상승하는 등 비용 예측의 불확실성이 높다.

또한 오프테이크 확보의 어려움도 심각하다. 2024년 5월 기준, 발표된 청정수소 생산량의 5%만이 최종투자결정(FID)에 도달했으며(연 11Mt), 계약 물량의 11%만이 구속력 있는 계약(연 1.2Mt)이고, 67%(연 7.4Mt)는 비구속적 양해각서 수준이다. 이는 수요측의 관망 태도와 그린수소의 높은 가격, 대체 기술과의 경쟁 등이 복합적으로 작용한 결과다.

나. 수소 경매 시스템의 필요성과 강점

경매 시스템은 위에서 언급한 장벽들을 해결하기 위한 효과적인 정책 수단이다. 경매는 모든

관세 기반 지원제도의 강점인 장기 수익 안정성, 장기 예산 계획 가능성, 기술 학습곡선 진전을 제공하는 동시에, 경쟁 메커니즘 특유의 추가적 강점을 제공한다.

첫째, 경쟁을 통한 진정한 가격 발견과 지원 비용 최소화가 가능하다. 잘 설계된 경매는 입찰자들이 '진짜' 생산비용을 드러내도록 유도하여 정부의 과다 지급 위험을 줄이고 총 지원비용을 최소화한다. 경쟁 압력은 개발자와 공급자들이 비용을 낮추려는 노력을 유도하여 지원비용 절감과 함께 실제 생산비용 감소를 이끈다. 다만 장기적으로 과도한 경쟁은 이윤 압박, 연구개발 투자 감소, 일자리 감소 등 산업 지속가능성을 위협할 수 있으므로 주의가 필요하다. 둘째, 효과성 확보가 가능하다. 경매는 정책 목표 달성 능력을 의미하는 효과성 측면에서 우수하며, 특히 프로젝트 미실현 및 지연에 대한 페널티와 결합될 때 높은 실현율과 충분한 수소 생산을 담보할 수 있다. 셋째, 명확한 프로젝트 파이프라인을 제공한다. 경매 일정을 사전 공개할 경우, 프로젝트 개발자, 장비 제조업자, 수요자 모두에게 향후 프로젝트에 대한 명확한 전망을 제공하여 부문 발전에 필수적인 투자 결정을 지원한다. 넷째, 투명성을 확보한다. 적절히 설계된 경매는 프로젝트 선정과 보상 방식의 투명성을 제공하고, 정부 지원 수준에 대한 공개 정보를 제공한다. 다섯째, 추가 목표 달성의 유연성을 제공한다. 경매는 비용 절감과 가격 발견 외에도 사회경제적 편익, 인프라 과제 해결 등 다양한 정책 목표를 달성하도록 설계될 수 있다. 예를 들어 선정 기준에 가격 외 요소를 포함시킬 수 있다.

다. 경매 시스템의 한계

경매는 강력한 도구이지만 한계도 있다. 가격 압박이 프로젝트 미실현, 부문 위축, 역량 강화 및 기술 개선 투자 불가로 이어질 수 있다. 너무 공격적인 입찰은 프로젝트 취소나 저품질 부품 사용으로 이어질 수 있으며, 비용 절감 압박이 연구개발, 교육훈련, 직원 유지 예산을 잠식할 수 있다.

경쟁 부족은 높은 가격으로 귀결된다. 경매는 충분한 경쟁이 있을 때만 가격 인하에 성공하며, 그렇지 않으면 입찰자들이 상한가에 가깝게 입찰하거나 담합할 수 있다. 특히 그린수소처럼 시장 참여자가 적은 신기술 초기 단계에서는 높은 수준의 경쟁 확보가 어려울 수 있다.

소규모 생산자에게 높은 장벽이 된다. 경매는 입찰자들이 낙찰 보장 없이 리스크와 사전 개발비용을 부담해야 한다. 이러한 리스크를 감당할 수 없는 소규모 생산자들의 참여를 저해하여 경쟁을 감소시키고 중소기업에 불리하며, 상류 수소 부문 개발 목표가 있을 때 시장 유동성에 부정적 영향을 미친다.

본 보고서는 수소 경매제도에 대한 기초 분석을 통하여 수소 경매의 유형·설계요소·비용·리스크 구조를 체계화하고, EU 수소은행(EHB), H2Global 등 최근 사례의 시사점을 정리하고 이후 한국과 EU의 수소 경매제도를 비교 분석하고자 한다.

2 수소 경매의 유형과 구조

수소 경매 메커니즘을 이해하기 위해서는 먼저 세 가지 핵심 설계 요소를 파악해야 한다. 첫째는 지원 대상 또는 타겟 부문으로, 수소 생산자(공급측)를 대상으로 할 수도 있고 수소 수요처인 산업 응용 분야(수요측)를 대상으로 할 수도 있으며, 이 둘을 결합한 접근 방식도 가능하다. 둘째는 재정 지원이 참조하는 기준 시장으로, 수소 시장 또는 탄소배출권 시장이 될 수 있다. 이 두 시장의 주요 차이점은 CO2 배출권 시장은 유동적인 반면 수소에 대한 유동적 시장은 존재하지 않으며, 수소는 대부분 장외거래되고 가격은 지역적으로 차별화된다는 것이다. 셋째는 보상 형태로, 고정 프리미엄, 고정 발전차액, 차액계약(CfD) 또는 탄소차액계약(CCfD) 지불로 구성될 수 있다.

가. 공급측 경매: CfD 또는 고정 프리미엄 방식

공급측 경매는 그린 수소 생산자를 대상으로 한다. 선정된 입찰자는 생산된 수소 단위당 운영 지원을 받는다. 생산자는 수요처와의 수소 판매 계약 협상과 수소 생산에 필요한 전기 조달을 책임진다. 지원 지불은 그린 수소의 생산 비용과 수요 부문의 지불 의향 간의 격차를 메우는 것을 목표로 한다. 또한 상세 설계에 따라 지원 체계는 판매 가격 또는 투입 요소인 전기 가격과 관련된 가격 리스크를 커버할 수 있다.

공급측 접근 방식의 주요 장점은 수소 용량 확대에 명확하게 초점을 맞춘다는 것이다. 이는 EU 수소 전략의 수전해 용량 목표 및 REPowerEU 계획의 국내 생산 목표와 직접적으로 일치한다. 이 접근 방식은 매우 유사한 기술(다양한 유형의 수전해)을 다루기 때문에 구현이 비교적 간단하다. 수요측 경매와 비교할 때 더 작은 프로젝트 규모와 더 넓은 지리적 분포로 인해 잠재적으로 더 높은 수준의 경쟁이 가능하다. 수전해는 원칙적으로 모든 EU 회원국에 건설될 수 있다. 또한 ETS 수익과 지원 지불 간에 역상관관계가 없다는 장점도 있다.

그러나 수소 시장이 존재하지 않는다는 것은 투자자에게 리스크를 의미하며 기준 가격 설정 방법에 대한 의문을 제기한다. 유동적이고 투명한 수소 시장이 없기 때문에 기준 가격을 설정하는 것은 상당한 도전이다. 또한 수소가 승용차와 같이 직접 전기화가 바람직한 부문에서 사용될 경우 비효율적인 수요측 부문 배분이 발생할 가능성이 있다. 이는 적격 부문으로 수요를 유도함으로써 해결할 수 있다. 마지막으로 이 접근 방식은 수소에 특화되어 있어 다른 부문으로 확대하려면 특히 기준 가격과 관련하여 조정이 필요하다.

나. 공급측 경매: CCfD 방식

원칙적으로 CCfD 계약을 기반으로 수소 공급에 대한 지원도 가능하다. 즉, 특정 수소 공급 시설의 CO2 저감 비용과 탄소 가격 간의 차이를 평균화함으로써 지원할 수 있다. 이를 가능하게 하려면 수소 단위당 저감되는 탄소량에 대한 계산 방법을 정의해야 한다. 예를 들어 ETS 벤치마크를 기반으로 수행할 수 있다.

이 접근 방식의 주요 장점은 배출 감축과 ETS에 대한 직접적인 연결이다. 또한 다른 부문으로 개방하기가 더 쉽다. 그러나 CfD를 사용하는 것보다 더 복잡하며 수소 단위당 저감되는 탄소량을 정의하기 위한 계산 방법이 필요하다. CO2 가격 변동에 대한 헤지를 제공하지만 CO2 가격 리스크는 수소 생산자가 직면하는 주요 리스크가 아닐 수 있다. 추가 리스크 헤징이 도입될 수 있지만 복잡성이 증가한다. 또한 CO2 가격을 통한 혁신기금 수입과 지불 의무 간에 역상관관계가 있다.

다. 공급측 경매: 전기 CfD 방식

이 옵션에서는 생산된 수소에 대한 지원 지불 대신 공장 운영자가 전기 구매에 대한 프리미엄 지불을 받는다. 전기 시장 가격이 기준 가격으로 사용된다. 전기 비용의 변동은 EU 전체의 사전 정의된 지수(예: 평균 EU 연간 일일 전기 가격)를 기반으로 균형을 맞춘다. 지원 지불은 변동하는 전기 가격에 맞춰 조정된다. 이 옵션의 주요 목적은 수소 생산자의 전기 가격 리스크를 줄이는 것이다.

이 접근 방식의 장점은 기존의 유동적인 전기 기준 시장이 있다는 것과 전기 가격 리스크를 설명한다는 것이다. 그러나 회원국 간 전기 가격 발전의 주요 차이가 해결되지 않아 전기 가격 리스크를 줄이려는 주요 목적이 완전히 달성되지 않는다(회원국별 기준 가격이 구현되지 않는 한). 고정 가격 전력구매계약(PPA)에 대한 수요가 잠재적으로 감소할 수 있으며, 투입물이 아닌 산출물이 지원되기 때문에 잠재적인 법적 문제가 있다. 프로젝트 관련 예산 상한이 리스크 감소를 제한하며, 지원 제공자가 전기 가격 리스크를 부담하므로 변동하는 지원 지불이 발생한다.

EU 전역의 전기 가격 차이와 다가오는 전기 시장 개혁으로 인해 이 옵션은 현재 구현하기에 상당한 리스크와 불확실성을 수반한다. 전기 리스크 완화는 공급측 경매 내에서 인덱싱을 통한 옵션으로 추가로 논의될 수 있다.

라. 수요측 경매: CfD 또는 고정 프리미엄 방식

수요측 수소 경매의 초점은 그린 또는 저탄소 수소 사용과 화석 기반 에너지 운반체 또는

원료 간의 비용 격차를 메우는 것이다. 그린 또는 저탄소 수소와 화석 기반 대안 간의 비용 격차를 해소하는 것을 목표로 하는 EU 전역의 수요측 경매는 그린 또는 저탄소 수소에 대한 수요를 창출하고, 이를 통해 생산 능력 확대(국내 및 수입 모두, 제외되지 않는 경우)를 인센티브화할 것이다.

수요측 접근 방식의 주요 장점은 수소 기반 기술이 유용한 부문에서 저탄소 기술의 확산에 직접 기여한다는 것이다. CfD 접근 방식을 통해 투자 지출을 입찰에 반영할 수 있다. 기술 확장을 위한 명확한 경로와 따라서 전기분해 용량 확대를 위한 경로가 제공된다. ETS 수익과 지원 지불 간에 역상관관계가 없다.

그러나 유동적인 수소 시장의 부재로 인해 CfD 접근 방식에 의한 리스크 감소가 제한적이다. 만족스러운 비용 효율성을 달성하려면 부문 내에서 충분한 수준의 경쟁이 필요하다. 또한 투입물이 아닌 산출물이 지원되기 때문에 잠재적인 법적 문제가 있다.

마. 수요측 경매: 수요측 경매: CCfD 방식

수요측 CCfD는 수소를 사용하는 선택된 부문과 기술 또는 더 광범위한 기술과 부문을 지원하는 것이다. CCfD는 현재 ETS 탄소 가격과 저탄소 산업 기술을 경쟁력 있게 만드는 데 필요한 탄소 가격 간의 격차를 메운다.

이 접근 방식의 주요 장점은 그린 수소가 확실히 필요하고 배출 감축을 위한 최저 비용 옵션일 가능성이 가장 높은 부문을 대상으로 한다는 것이다. 직접환원철, DRI 등 수소를 사용하기 위한 산업 투자가 지원에 포함될 수 있다. 다른 부문으로 확대하는 것이 비교적 간단하지만 서로 다른 CO2 저감 비용과 프로젝트 비용 구조를 고려할 때 공정한 경쟁 환경을 제공하는 것은 여전히 어렵다.

그러나 수소 확대 지원을 목표로 하는 정도가 덜하며, 특히 시멘트 프로젝트와 같이 수소 기술에 제한되지 않는 경우에는 더욱 그러하다. ETS와 필요한 탄소 가격 간의 차이를 커버하는 것만으로는 전기 또는 가스 시장의 변동성으로 인해 충분한 리스크를 제거하지 못할 수 있다. 추가 리스크 헤징 수단은 더 높은 복잡성을 수반한다. 주로 기존 산업 현장이 있는 위치가 지원되므로, 수소 운송 인프라가 마련되면 공급측 경매에 비해 더 좁은 지리적 분포로 이어질 수 있다.

바. 통합 경매: 산업 클러스터를 위한 공급 및 수요측 결합

또 다른 옵션은 수전해가 철강 공장과 같은 수요처와 함께 입찰하는 산업 클러스터에 대한 공급 및 수요측 통합 경매를 조직하는 것이다. 이 옵션은 수소 생산자와 수요처의 물리적 연결이 있는 공식적인 매칭을 요구함으로써 현재의 수소 운송 인프라 부족을 해결한다. 운송

인프라가 없는 현재 상황에서 이 옵션은 CfD 또는 고정 프리미엄을 사용하는 공급측 경매 또는 수요측 경매와 매우 유사한 결과를 가져올 것이다.

이 옵션은 H2 IPCEI 신청과 비교할 수 있으며, 가격 기준이 선정 절차에서 더 높은 영향을 미친다는 차이가 있다. 이 옵션은 실제로 운송 인프라가 없는 상황에서 순수 공급측 경매(또는 수요측 경매)에서 성공할 것으로 예상되는 클러스터를 공식화한다. 그러나 수소 운송 인프라가 이용 가능해지면 이 접근 방식은 경쟁을 제한하고 시스템 관점에서 비용 최적화 잠재력을 간과하므로 주요 과제를 제시한다.

이 접근 방식의 주요 장점은 최종 계약의 일부가 될 수요처로부터 더 강력한 약속을 받는다는 것이다. 그러나 인프라가 이용 가능해지면 상당한 문제가 발생한다. 낮은 경쟁 수준과 낮은 지원 비용 효율성, 시스템 관점에서의 최적화 잠재력 간과, 산업 현장에 따른 지리적 분포 등의 문제가 있다.

사. 양방향 경매: 공급 및 수요 동시 매칭

수소 공급 및 수요에 대한 양방향 경매 메커니즘에서는 공급측의 최저 가능 그린 수소 판매 가격과 수요측의 최고 지불 의향 간의 가격 격차를 결정한다. 이 가격 격차는 공공 보조금 제공자가 부담한다. 또한 지원 제공자는 지원되는 수소 물량을 구매하고 재판매하여 적어도 일정 기간 동안 수소의 소유자가 된다. 이는 구현상 주요 문제가 될 수 있다.

이 접근 방식의 장점은 공급 및 수요 리스크를 동시에 제거함으로써 수전해 확대 및 수요처의 그린 수소 응용 분야 투자를 동시에 인센티브화한다는 것이다. 유동적인 수소 시장이 없는 상황에서 수소 공급 및 수요에 대한 경쟁적 가격 발견이 가능하다. 유동적인 수소 시장이 없는 상황에서 잠재적으로 더 높은 지원 비용 효율성을 제공한다.

그러나 중개자의 수소 거래자 역할로 인한 높은 마케팅 리스크와 책임이 있다(예: 공급자 또는 수요처가 채무 불이행하는 경우). 높은 복잡성과 행정적 노력이 필요하다. 수요와 공급에 대한 가격 리스크 커버로 인해 충분한 규모에 도달하기 위한 높은 자금 요구사항이 있다.

아. 경매 구성 비교 및 선택

CfD 또는 고정 프리미엄을 기반으로 한 공급측 경매는 수소 기술의 확대를 직접 목표로 한다. 수소 공급을 위한 CCfD 경매와 비교할 때 다양한 수전해에 대해 더 공정한 경쟁 환경을 가능하게 한다. 왜냐하면 그린 수소가 배출에 미치는 영향은 수소의 사용에 크게 의존하기 때문이다. 따라서 생산 비용은 비교적 일정하게 유지되지만 입찰 가격은 수소가 사용되는 곳에 따라 상당히 다를 수 있다. 배출 감축에 대한 고정 값이 적용되면 CCfD는 CfD 또는 고정 프리미엄과 매우 유사한 결과를 가져오지만 더 높은 복잡성을 의미한다.

양방향 경매와 비교할 때 공급측 CfD는 민간 부문이 이에 더 적합하다고 가정되기 때문에 수요처 계약 협상을 민간 부문에 맡긴다. 산업 클러스터를 위한 통합 공급 및 수요측 경매는 운송 인프라가 없거나 제한적인 경우 순수 공급측 경매와 매우 유사한 결과를 제공할 것이다. 후자의 구성은 최종 계약의 일부가 될 수요처로부터 더 강력한 약속을 가져올 것이다. 장기적으로 통합 접근 방식은 덜 유연하며 비클러스터 수전해가 포함되어야 하는 경우 조정이 필요하다. 공급측 옵션 중에서 CfD 또는 고정 프리미엄을 기반으로 한 공급측 경매가 혁신기금 경쟁 입찰 메커니즘에 가장 유망하다.

CCfD 지원을 위한 수요측 경매는 온실가스 배출을 최대한 줄이는 것을 목표로 한다. 또한 탈탄소화가 어려운 부문의 탈탄소화 목표에 직접 기여한다. 수요측 CfD 또는 고정 프리미엄 경매와 비교할 때 산출물 대신 투입물이 지원되는 경우 더 낮은 법적 리스크를 의미하며 나중 경매 라운드에서 수소를 넘어서는 기술을 포함하는 것을 용이하게 한다. 그럼에도 불구하고 참여가 수소를 사용하는 부문으로 제한되는 경우 수소 확대에 대한 기여가 여전히 가능하다. 따라서 CCfD 경매는 수요측 CfD 경매보다 더 복잡하지만 추가로 개발된다.

수소 공급 및 수요에 대한 양방향 경매는 주로 이 설정에서 공공 당국이 수소를 완전히 소유하고 활발한 수소 거래자가 되어야 하며 물리적 인도와 관련된 리스크에 직면할 수 있기 때문에 선택되지 않았다. 결과적으로 공공 지원 제공자는 기존의 일방향 지원 체계와 비교하여 상당한 마케팅 리스크와 책임을 부담하게 된다. 또한 수요처 계약 협상은 핵심 민간 부문 기술이므로 민간 부문에 맡겨야 한다.

3 경매 시스템의 정책적 의의

가. 경매수요 설정

초기 수소시장은 생산비·수요예측·가격구조 등 정보 비대칭성이 심각하다. 경매는 공개 경쟁을 통해 실제 시장가격(LCOH, Levelized Cost of Hydrogen)을 발견하고 정부가 적정 지원단가를 산정할 수 있는 근거를 제공한다는 점에서 이와 같은 정보의 비대칭성을 해소할 수 있다. 또한 경매를 통하여 미래 사업의 전반적인 일정이 형성되어 투자자와 공급망 그리고 수요기업 모두의 예측 가능성을 높일 수 있다. 또한 경매제도는 고정보조금(feed-in tariff)보다 재정 부담을 줄이면서, 시장 경쟁을 통한 가격 하향 압력을 유도한다. 동시에 경매 설계에 따라 ‘국산 기자재 사용’, ‘고용 창출’, ‘지속가능성 요건’ 등을 포함시켜 산업정책 및 사회적 가치 창출과 연계할 수 있다. 마지막으로 녹색산업 전환 및 에너지 안보 강화에 기여할 수 있다는 정책적 의의를 가진다. 수소 경매는 단순히 탈탄소 수단을 넘어, 수입 의존형 에너지 구조에서 자립형 구조로 전환하고 수출지향형 산업 생태계 구축을 가능케 한다. 따라서 모로코, 호주, 칠레 등 특히 재생에너지 잠재력이 높은 국가들은 수소·암모니아·e-연료 생산을 통한 녹색 수출산업 육성 전략을 병행 중이다.

수소 경매는 다양한 정책 목표를 달성하도록 설계될 수 있다. 기후 및 환경 목표는 탄소중립 공정을 통한 온실가스 감축을 의미한다. 국내 그린수소 경제 개발은 에너지 안보 강화 또는 수출 다각화를 위한 국내 밸류체인 구축을 목표로 한다. 정책 입안자는 수출 지향 그린수소 부문을 개발하여 국내 사용을 반드시 목표로 하지 않더라도 사회경제적 이득을 추구할 수 있다. 국내 산업 탈탄소화 및 국제 경쟁력 강화는 국내 수요를 충족시킬 충분한 그린수소를 공급하여 비료, 암모니아, 녹색 철강 등 하류 활동의 기회를 창출하고 경쟁력을 높이는 것이다. 수소 시장 유동성 증대는 다수의 시장 참여자가 있는 유동적 시장이 경쟁을 증가시키고 수소 가격을 낮추는 것을 의미한다.

VRE 및 수전해 시스템 통합 지원은 경매 설계를 통해 수소 생산이 전력 시스템에 미치는 부정적 영향(예: 계통 혼잡)을 줄이고 긍정적 영향(예: 시스템 신호에 반응하는 램핑 능력)을 증대하는 것이다. 인프라 과제 해결은 수소 운송 인프라 및 전력망 송배전 용량 문제를 다룬다. 예를 들어 부지 특정 또는 지역 특정 경매는 기존 또는 계획된 수소 운송 인프라와 수전해 위치를 전략적으로 일치시킬 수 있다.

4 경매 설계요소

경매 설계는 크게 ①경매수요 설정, ②자격요건 및 제출서류, ③위치·기술·프로젝트 명시, ④낙찰자 선정, ⑤위험배분 및 보상체계를 기준으로 분류할 수 있으며 이는 국가별 정책목표와 시장 여건에 따라 맞춰 조정해야 한다. 본 장에서는 이를 설명하고 표4-2에 정리하였다.

가. 경매수요 설정

1) 경매 대상 품목 선택

경매 대상 품목은 경매를 통해 구매하거나 지원할 재화를 정의한다. 공급측 경매에서는 수전해 용량 또는 그린수소 생산량을 선택할 수 있다. 수전해 용량 지원은 수전해 학습곡선만 지원하고, 생산을 보장하지 않으며, 개발자 리스크가 최소화되어 경쟁이 높고, 예산 계획이 명확하다. 그린수소 생산량 지원은 전체 학습곡선을 지원하고, 생산과 오프테이크를 보장하지만, 생산자가 리스크를 지고 예산 계획이 복잡하다. 인도는 수전해 제조 경매로 국내 밸류체인을 지원하고 있다.

또 다른 옵션은 독일의 H2Global과 같이 암모니아, e-메탄올과 같은 그린수소 유도체 생산을 경매하는 것이다. 이는 유도체 생산을 보장하고 전환 공정의 학습을 가속화하며, 유도체가 장거리 운송이 용이하여 인프라 과제를 해결한다. 다만 입찰자에게 유도체 생산 리스크까지 할당하여 경쟁과 가격 발견 능력을 제한할 수 있다.

2) 물량·주기·상한

경매 물량은 가용 예산, 수전해 용량(GW), 생산량(톤) 기준으로 정의할 수 있다. 가용 예산 기준은 비교적 명확하며, 칠레(USD 5천만), 덴마크(EUR 1.675억), EU(EUR 7.2억+3.5억)가 이 방식을 사용했다. 수전해 용량 기준은 특정 용량 배치를 보장하지만 생산은 보장하지 않는다. 생산량 기준은 일정 수소 생산을 보장하지만 예산 계획이 복잡하다.

물량 배분 방식은 일괄 경매와 다회차 경매로 나뉜다. 일괄 경매는 목표를 빠르게 달성하지만 신생 시장에서 과다 물량이 경쟁을 저해할 수 있다. 다회차 경매는 소규모 물량을 여러 차례 경매하여 경쟁을 촉진하고 명확한 파이프라인을 제공하지만, 목표 달성이 느리고 정책 변경 리스크가 있다.

경매 주기는 단발성 경매와 장기 일정 경매로 구분된다. 단발성 경매는 필요 시 개최되며 정부에 예산 유연성을 제공하지만, 예측 불가능성이 부문에 "스톱-앤드-고" 역학을 초래한다. 장기 일정 경매는 정기적 개최 일정을 사전 공개하여 투자자 신뢰도를 높이고 프로젝트

파이프라인을 제공하여 부문 개발을 지원하지만, 장기 재정 약속으로 정부 유연성이 감소한다.

3) 전략조달

재생전력 조달은 물리적 및 계약적 측면에서 고려된다. 물리적으로는 현장(captive) 방식과 계통 연결 방식이 있다. 현장 방식은 재생에너지 발전소를 수전해에 직접 연결하여 계통 부담은 없으나 입지 자원에 제약을 받는다. 계통 연결 방식은 전력망을 통해 공급받아 최적 입지 선택이 가능하고 다양한 재생에너지원으로 높은 가동률을 달성하지만, 계통 혼잡 및 기술 문제 리스크가 있다.

계약적으로는 자가 발전소(생산자 소유), 장기 PPA(제3자와 계약), 시장 구매로 나뉜다. 자가 발전소는 전력가격 리스크가 없으나 건설 리스크를 지며, 장기 PPA는 전력 조달 리스크를 외부화하지만 계약자 부도 리스크가 있고, 시장 구매는 재생에너지 비중이 높을 때 장시간 가동이 가능하나 전력가격 변동 리스크가 크다.

추가성(additionality) 요건은 수출용 그린수소에 수입국(예: EU)이 부과할 수 있으며, 전력 사용이 기존 재생에너지 사용을 대체하지 않도록 한다. 하지만 전력 부족, 계통 제약, 접근성 한계가 있는 개도국에 엄격한 추가성 요건은 복잡성과 비용을 증가시켜 배치를 저해할 수 있다. 각국 상황을 고려한 유연한 접근이 필요하다.

4) 오프테이커 선택

오프테이커 선택의 경우 공공 오프테이커와 민간 오프테이커로 나뉜다. 공공 오프테이커는 정부, 공공기관 등이 수소를 구매하여 사용하거나 재판매하며, 투자자 리스크를 줄여 낮은 입찰가를 유도하지만 장기간 고가에 고정될 수 있다. 민간 오프테이커는 생산자가 민간 구매자를 찾아야 하며, 오프테이크 리스크로 높은 입찰가를 초래하지만 시장 경쟁에 따라 지원비용이 조정되고 민간 수요가 시장 기능을 수행한다.

나. 자격요건·제출서류

자격 요건과 문서 요구사항은 높은 프로젝트 실현율을 보장하고 지연을 줄이며 광범위한 정책 목표를 달성하기 위해 설계된다. 입찰자의 역량과 프로젝트의 기술·상업적 준비 단계를 다루지만, 요건이 엄격할수록 침몰비용이 증가하여 특히 소규모 및 신규 사업자의 참여를 저해할 수 있다.

문서 요구사항은 여러 유형으로 구분된다. 사업자 역량 증명은 법적(등록 법인 유형), 재무적(건전한 재무제표), 기술적(대규모 인프라 프로젝트 경험) 역량을 포함한다. 엄격한

요건은 경쟁과 가격을 증가시킬 수 있으나, 프로젝트 실현 가능성이 높은 입찰자로 제한하여 미래 문제를 줄이고 전체 시스템 비용을 절감한다.

상업적 계약 증명은 재생전력 조달과 수소 오프테이크·운송을 뒷받침하는 예비 상업 계약을 요구한다. EU 경매는 이를 사전 자격 요건으로 요구하고, 칠레는 선정 과정에서 더 높은 점수를 부여한다. 재생전력 공급 계약은 수전해가 자가 또는 원격 발전소에서 전력을 조달하지 않을 때, 재생에너지 생산자와의 PPA 의향서나 예비 계약을 포함하며, 계통 소유자/운영자의 계통 연결 의향서도 포함될 수 있다.

수소 오프테이크 및 운송 계약은 공공기관이 직접 오프테이크하지 않고 프리미엄만 지급하는 경우, 입찰자가 예비 HPA를 제출하도록 요구하여 낙찰 후 오프테이크를 찾지 못하는 리스크를 줄인다. 운송 방안에 대한 개념 증명도 요구할 수 있다.

프로젝트 개발 증명은 프로젝트 개발 진전 상황을 보여주는 허가 및 문서를 포함한다. 건축 허가, 재생에너지 발전소의 전력 연결 허가 등 기술적 요건이 포함된다. 엄격한 요건은 프로젝트 실현 가능성을 높이지만, 참여를 제한하고 비용을 증가시킨다.

지속가능성 및 사회적 계약 증명은 프로젝트가 사회적·환경적 지속가능성 기준을 충족하도록 한다. 토지 및 수자원의 균형 잡힌 사용, 지속가능한 수자원 접근 방안, 토지 임대 계약, 환경·사회 영향평가(ESIA) 통과 등이 포함된다. 사회적 계약은 지역사회 복지를 중심으로 수익 공유, 지역 주민 일자리 기회, 주거·보건 시설 개선 등 공동체 개발 투자를 포함한다. 전력 접근이 제한된 개도국에서는 재생에너지 생산의 일부를 지역 전력 소비에 할당하도록 요구할 수 있으며, 물 부족 지역에서는 지속가능한 물 관리나 해수담수화를 통해 지역 농업과 주민을 지원하도록 요구할 수 있다.

다. 위치·기술·프로젝트 명시

땅 혼잡성과 항만 접근성을 고려한 입지특화 또는 기술중립 또는 수전해 기술 또는 파생품을 특정하여 설계할 수 있다. 입지특화는 프로젝트 개발자가 수전해 입지를 선택하는 유연성 또는 책임을 결정한다. 부지 특정 경매는 경매 주최자가 적합한 부지를 사전에 선정하고 개발하며, 계통 연결, 용수 연결, 환경 영향평가, 운송 인프라, 수전해 부산물(폐열, 산소) 활용 가능성 등을 포함할 수 있다. 정책 입안자는 기존 산업단지 인근 입지를 선정하여 기존 재래식 수소 소비를 대체할 수도 있다. 부지 특정 방식은 입찰자의 리스크와 비용을 줄이고, 자원 및 영향 평가, 토지, 계통, 용수 등과 관련된 비용을 경매 주최자가 부담하며, 부지가 사전 개발되고 규제 문제가 해결되면 높은 실현 가능성을 보인다. 취약 지역이나 전용 산업단지에 입지시켜 국내 경제와 환경에 대한 영향을 높일 수 있다. 다만 입찰자의 입지 선택을 제약하여 최저 생산비용 달성을 어렵게 만들 수 있다.

자유 입지는 입찰자가 자원 가용성(전기분해용 수자원, 현장 생산 시 재생에너지 잠재력), 토지 가용성, 인프라, 고객 또는 시장 접근성 등을 고려하여 입지를 자유롭게 선택한다. 이는 최적 입지 선택을 가능하게 하지만, 입찰자가 자원 및 영향 평가를 수행하고 허가 등 규제 문제로 프로젝트 실현이 저해될 수 있다. 생산자에게 최저 비용 입지가 사회적 관점에서 최적일 아닐 수 있으며, 이미 과부하된 전력망 지역이나 차선의 운송 인프라에 입지할 수 있다.

구역 유도 방식은 부지 특성과 자유 입지의 중간으로, 정부가 인센티브(선정 순위나 낙찰가 조정) 또는 요건을 통해 사전 결정된 구역으로 유도하거나 특정 구역을 피하도록 한다. 이는 전력 계통 제약을 회피하거나 통합 비용이 낮은 입지를 유도할 수 있다.

기술 특정성은 한 경매 라운드에서 어떤 기술들이 경쟁하는지를 결정한다. 가장 넓은 형태는 배출 감축 기술 중립 경매로, 재생전력, 재생열, 에너지효율 등 다양한 저탄소 솔루션이 그린수소와 함께 지원을 놓고 경쟁한다. 이는 배출 감축을 위한 최저비용 솔루션을 보장하지만, 전환에 필요하고 미래에 저렴해질 가능성이 있는 고비용 기술(예: 그린수소)이 낙찰되지 않을 수 있다. 환경 목표는 달성되지만 산업 개발에 대한 영향이 다른 기술 배치에 대한 통제력이 없고, 그린수소 생산 지원이 보장되지 않는다.

그린수소에만 초점을 맞춘 경매 내에서도 수전해 기술(PEM, 알칼라인, 고체산화물)의 특정성이 결정될 수 있다. 수전해 기술 중립 경매는 최저가 수전해 기술의 배치를 촉진하여 최저 입찰가를 유도하지만, 다른 기술에 대한 지원을 보장하지 않아 투자를 저해할 수 있다. 수전해 특정 경매는 특정 기술의 배치를 보장하고 해당 기술을 지원하지만, 기술 간 경쟁이 없어 잠재적으로 더 비싼 기술에 낙찰될 수 있으며, 가장 신뢰할 수 있는 기술을 선호할 수 있다. 또한 재생전력 조달에서 재생에너지 기술(태양광, 풍력 등)의 특정성도 고려할 수 있다.

섹터 특정 오프테이크는 지원받은 그린수소가 사용될 수 있는 부문 및 수요측 기술을 제한한다. 이는 최대 배출원을 타겟으로 할 수 있고, 산업 개발에 가장 큰 영향을 미치는 수요측 부문의 그린수소 사용을 보장할 수 있지만, 지불 의향이 높은 수요측 행위자에게 판매하는 것을 배제할 수 있다.

라. 낙찰자 선정

선정 기준은 입찰을 순위화하고 낙찰자를 선정하는 방법을 정의한다. 여러 기준을 고려하더라도 일관된 선정 메커니즘을 보장하기 위해 이러한 속성을 1차원 "지표"로 변환하는 것이 가능하다. 입찰자들이 진지하고 재정적으로 역량이 있으며 프로젝트를 적시에 실현하고 충분한 그린수소를 생산하며 입찰에 약속한 다른 정책 목표를 달성하도록 높은 인센티브를 부여하기 위해 자격 요건과 별도로 준수 규칙이 도입된다.

가격 단독 경매는 최저 입찰가를 제시한 입찰자가 낙찰되고 지원을 받는다. EU 및 덴마크

경매가 이 방식을 사용한다. 이 접근법은 단순하고 투명하지만, 전체 정책 목표에 중요한 다른 요소를 배제할 수 있다. 가격만으로 선정하면 기술 혁신과 학습 가능성이 있는 고비용 수전해 기술이 낙찰되지 않아 제한될 수 있고, 이해하기 쉽고 지급 정당화가 용이하지만, 때로는 공격적이고 지속 불가능하게 낮은 입찰가(언더비딩)로 이어질 수 있어 추가 준수 메커니즘이 필요하다. 최저가 프로젝트만 선정하면 그린수소 부문 개발이 목표가 되지 않을 수 있고, 그린수소 소비 산업은 최저가 입찰로 이익을 볼 수 있다. 환경 목표는 최저가 달성이 입찰자의 목표이므로 다뤄지지 않는다. 시스템 통합 측면에서 최저가 프로젝트가 부정적 영향을 미칠 수 있으나, 재생전력이 가장 저렴할 때 생산하도록 설계되어 더 높은 시스템 통합으로 이어질 수 있다.

다기준 경매는 입찰가 외에 여러 기준을 고려하여 낙찰자를 선정한다. 프로젝트 사전 개발 품질, 국내 생산 부품 비율, 프로젝트의 사회경제적·환경적 영향 등이 포함될 수 있다. H2Global 경매는 제안된 최소 인도량 등 다기준을 포함하고, 칠레는 수전해 용량(30%), 기여 효율성(20%), 프로젝트 성숙도(20%), 경험(20%), 재무 모델(10%)을 고려한다. 이 접근법은 전체 정책 목표에 더 성공적으로 기여하는 프로젝트를 선정할 수 있지만, 평가가 복잡하고 최저가 프로젝트가 선정되지 않을 수 있다. 기술 혁신이 선정 기준에 포함될 수 있고, 입찰가가 유일한 또는 주요 목적이 아니어서 지원비용이 증가할 수 있으며, 선정 과정 이해와 최저 입찰자가 아닐 때 지급 정당화가 복잡할 수 있다. 프로젝트가 입찰대로 이행하도록 추가 준수 메커니즘이 필요하고, 국내 그린수소 부문 개발이 선정 과정의 기준으로 포함될 수 있으며, 환경 및 사회경제적 목표가 명시적으로 포함될 수 있고, 시스템 통합이 선정 기준으로 포함될 수 있다. 특히 비가격 기준의 경우 경매 주최자는 경매 제도에 대한 신뢰를 구축하고 참여를 저해하지 않도록 적용된 선정 기준에 대해 투명해야 한다.

조정된 가격 단독 경매는 다기준 경매의 변형으로, 제출된 입찰가를 다양한 기준에 따라 조정하는데, 일반적으로 보정 계수를 사용하거나 보너스/페널티를 부여한다. 이 접근법은 가격과 비가격 기준의 중요성을 균형 잡을 수 있고 가장 적합한 프로젝트가 선정되도록 보장한다.

시장 집중 방지 규정은 소수의 입찰자만이 경매 물량의 대부분을 차지하는 시장 집중을 피하기 위해 경매에 판매자 집중 규칙을 시행할 수 있다. 경매 주최자는 단일 입찰자가 판매할 수 있는 경매 물량의 최대치 또는 입찰하거나 낙찰받을 수 있는 프로젝트 규모를 설정한다. EU 경매에서는 단일 입찰이 경매 예산의 33%를 초과할 수 없다.

최대 물량 설정은 최대 프로젝트 규모 설정과 유사한 속성을 가진다. 더 많은 소규모 입찰자가 참여할 인센티브를 가지므로 경쟁 압력을 증가시킬 수 있지만, 전체 물량이 최저가로 낙찰되지 않아 총 지원비용이 증가할 수 있고, 규모의 경제 상실로 낙찰가가

증가할 수 있다. 입찰자의 다양성이 높아져 프로젝트 실현 가능성이 증가하고, 소규모 및 신규 사업자를 유치할 수 있으며, 시장 집중을 줄인다.

가격 상·하한선은 경매에서 고려되는 입찰가의 범위를 제한한다. 상한가(ceiling price)는 경매 주최자가 설정한 최대 입찰가로, 이를 초과하는 입찰은 경매에서 제외된다. 경매 주최자는 특히 경쟁이 낮은 경우 과도하게 높은 입찰가의 리스크를 줄이기 위해 상한가를 도입한다. 상한가는 총 지원비용을 제한할 수 있지만, 충분한 경쟁이 없을 때 입찰자들이 상한가 바로 아래로 입찰할 수 있다. 상한가가 공개되면 입찰자들이 상한가 아래로 입찰하도록 압박받아 언더비딩할 수 있으나, 상한가가 공개되지 않으면 언더비딩 리스크가 상한가와 크게 관련되지 않는다. 상한가가 너무 낮게 설정되면 경쟁을 줄일 수 있고 다수의 프로젝트를 실격시킬 수 있다. 하한가(floor price)는 경매 주최자가 설정한 최소 입찰가로, 이보다 낮은 입찰은 경매에서 제외된다.

마. 위험배분·보상체계

주요 리스크는 수소 밸류체인을 따라 여러 유형으로 구분된다. 재생전력 조달 리스크, 수소 오프테이크 및 가격 리스크, 수소 운송 리스크, 인프라 리스크 등이 있다. 보상 유형은 지원이 낙찰 생산자에게 지급되는 방식을 정의하며, 투자 기반 보상과 생산 기반 보상으로 구분된다. 투자 기반 보상은 프로젝트 개발 초기 단계 또는 프로젝트 실현 직후에 지급되는 고정 지원액이다. 투자 기반 보상은 실제 수소 생산과 무관하며, 일반적으로 수전해 용량을 기반으로 한다. 입찰자는 생산, 운송, 판매량과 무관하게 지원을 받으므로 관련 리스크로부터 어느 정도 보호된다. 생산 기반 보상의 경우, 그린수소가 실제로 생산되어 오프테이크에게 인도될 때만 지원이 제공되므로 입찰자는 선택된 설계 요소에 따라 조달, 가격, 운송, 오프테이크 리스크의 일부에 노출된다. 첫 번째 옵션은 고정가격 HPA로, 오프테이크가 생산된 그린수소를 인수하고 대금을 지급하는 형태이다. 이는 수전해 설치 및 그린수소 생산 전체를 지원하고, 프로젝트 실현 및 수소 생산에 따라 지원되며, 수익이 보장되고 수소 시장/오프테이크 가격과 무관하여 높은 생산을 유도한다. 투자자 리스크를 줄여 입찰가가 낮아지고, 지원 수준이 고정되어 상대적으로 경매 종료 후 예측 가능성이 높으며, 기후 목표 달성을 위해 그린수소 생산 및 오프테이크가 보장되지만 수소의 직접 사용을 보장하지는 않는다. 생산 기반 지원은 CfD 제도를 통해서도 지급될 수 있다. 이러한 제도에서는 시장에서 또는 민간 오프테이크에게 판매된 각 수소 단위에 대해 고정 수익이 정부에 의해 보장되며, 잠재적으로 변동하는 수소 시장 가격과 무관하다. 따라서 전체 프로젝트 수익은 생산된 수소에 대한 시장 수익(기준 가격)과 정부가 보전하는 지원금으로 구성된다. 생산 기반 지원은 고정 프리미엄을 통해서도 지급될 수 있다. 이 경우 그린수소의 시장 가격과 무관하게 생산된 각 그린수소 단위에 대해 정부가 고정 지원액을 지급하고 입찰자는 그린수소 가격 리스크와

오프테이크 리스크의 일부를 진다.

계약 기간은 지원금이 제공되는 기간 및/또는 HPA의 길이를 정의한다. 짧은 지원 기간(예: 최대 10년)은 지원 기간 후 오프테이크 가격에 대한 불확실성으로 입찰자가 더 높은 리스크에 노출되지만, 지원 기간 후 오프테이크 가격 리스크에 대한 노출이 적다. 긴 지원 기간(예: 10~20년)은 지원 기간 후 불확실성에 대한 노출이 적고, 긴 지원 기간은 불확실성이 높지만(고정 지원 제외), 더 긴 기간 동안 수소 생산을 보장할 수 있다.

통화 표시는 계약 통화를 결정하며 입찰자가 노출되는 리스크에 영향을 미친다. 주요 구매자를 고려하여 결정된다. 예를 들어 수출용 그린수소 생산이 목표라면 계약은 일반적으로 USD나 EUR로 표시된다. 이 경우 수출 수익이 무역 수지를 개선하고 외화 접근을 용이하게 할 수 있다.

계약 연동은 변화하는 시장 상황에 따라 지원 수준을 조정하여 그린수소 생산자에게 장기 안정성과 신뢰를 제공하고, 전력 시장 가격 또는 프로젝트의 수익성/생존 가능성을 감소시킬 수 있는 예상치 못한 인플레이션의 변화로부터 보호할 수 있다.

준수 규칙은 생산자가 적시 프로젝트 완료 또는 필요한 양의 그린수소 생산 등 계약 의무를 이행하지 않으면 경매 당국에 페널티를 지급해야 할 수 있다. 이러한 준수 규칙은 진지하고 재정적으로 역량이 있는 입찰자로 참여를 제한하고, 낙찰자에게 프로젝트를 적시에 실현하고 충분한 양의 그린수소를 생산하며 입찰에서 약속한 다른 정책 목표를 달성하도록 높은 인센티브를 부여하기 위해 도입된다.

운송 책임은 수전해가 소비자와 함께 위치하지 않은 경우, 생산된 그린수소 또는 유도체를 운송할 책임이 배분되는 당사자를 결정하는 중요한 설계요소이다.

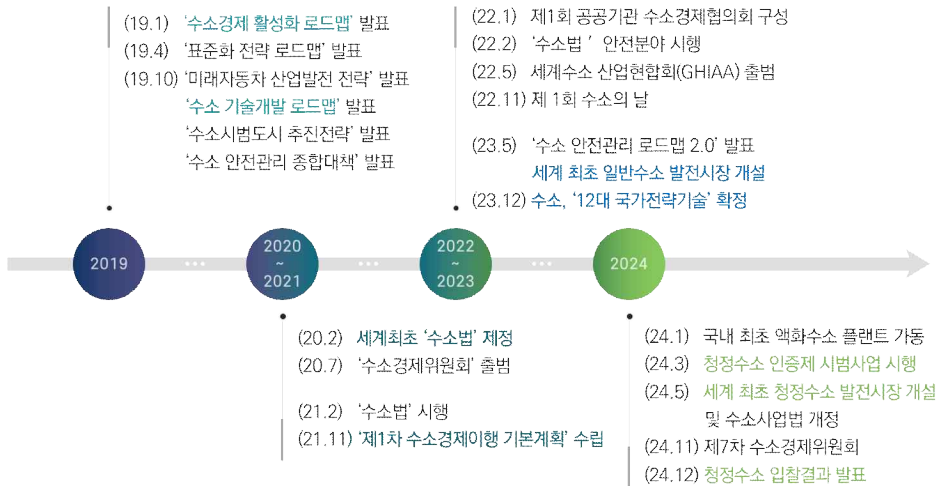
표 4-2 수소경매 설계요소 정리표

구분	주요내용	핵심 고려요소
경매수요 설정	<ul style="list-style-type: none"> 경매대상 제품(수전해 or 수소), 경매 물량, 주기, 전력조달 방식, 오프테이커 결정 	<ul style="list-style-type: none"> 공급·수요 구조, 전력망 제약, 목표 시장
자격요건 및 문서화	<ul style="list-style-type: none"> 기술/재무 요건, 환경·사회 지속가능성 증빙(ESIA 등) 	<ul style="list-style-type: none"> 수자원·토지이용의 지속가능성, 지역사회 수용성
입지·기술 명세	<ul style="list-style-type: none"> 위치특화 혹은 기술중립 설계 	<ul style="list-style-type: none"> 전력망 통합성, 재생에너지 연계성
낙찰자 선정	<ul style="list-style-type: none"> 단일가격(Price-only) 혹은 다중기준(Multi-criteria) 평가 	<ul style="list-style-type: none"> 가격 외 사회적 가치, 기술혁신 반영
위험배분 및 보상체계	<ul style="list-style-type: none"> 계약유형, 통화표시, 인덱싱, 운송 책임 등 	<ul style="list-style-type: none"> 정부의 환율/가격/수요 리스크 부담 정도

제3절 한국 수소 생태계의 형성과 청정수소발전 시장

1 수소 생태계 형성의 역사

그림 4-2 한국의 수소 생태계 형성 흐름도



가. 수소경제 활성화 로드맵

2019년 1월 「수소경제 활성화 로드맵」은 수소경제가 단순한 에너지원 전환을 넘어 경제·산업 구조 전반의 근본적 변혁을 요구한다는 점을 분명히 하며, 세계적으로 아직 초기 단계에 있는 만큼 새로운 산업에 대한 선점이 중요하다고 진단했다. 특히 2019년 발표 시점을 기준으로 향후 3~4년을 '골든타임'으로 제시하고, 우리나라가 축적해 온 강점을 기반으로 선도적 위치를 확보할 것을 강조했다. 활용 부문에서는 세계 최초 수소차 양산과 연료전지 원천기술 확보를 토대로 차량·선박·드론 등 모빌리티 전 영역으로 확장을 추진하고, 공급 부문에서는 울산·여수 등 대규모 석유화학단지의 부생수소와 기존 고순도 수소 생산 인프라를 활용해 산업적 기반을 강화한다. 더불어 전국에 구축된 LNG 공급망과 정압관리소를 활용해 전국 단위의 효율적인 수소 공급체계를 구축함으로써 수소경제의 실현 가능성을 높이는 방향을 제시했다.

로드맵의 이행을 위해서는 기술력 강화만으로는 충분하지 않으며, 산업 구조 재편, 시장 창출, 제도 기반 정비가 유기적으로 작동해야 한다. 첫째, 적극적인 시장 창출을 통해 경제성을 확보한다는 원칙 아래 수소차와 연료전지 등 수소 활용기기의 보급을 확대해 초기 수요를 선도하고, 수소 택시·버스·트럭·선박·열차·드론 등 다양한 운송수단에 수소 기술을 적용해

청정 교통 인프라를 구축한다. 둘째, 생산 및 저장·운송 분야의 기술경쟁력 제고를 위해 부생수소→추출수소→수전해→해외 생산·수입으로 이어지는 다단계 공급 구조를 마련하고, 재생에너지 연계 수전해(P2G) 기술 확보, 해외 생산지로부터의 수입, 수소운반선 개발 등 증장기 인프라 투자를 포함한다. 셋째, 제도와 법적 기반을 정비한다는 방향 아래 수소경제법과 수소안전법 제정을 통해 제도적 토대를 마련하고, 충전소 입지 제한 완화와 도심 설치 허용, 민관합작(SPC) 중심의 충전소 확대 등 규제 혁신을 병행함으로써 수소경제 이행의 속도와 안정성을 동시에 높이려고 한다.

나. 수소 기술개발 로드맵(안)

2019년 10월 마련된 「수소 기술개발 로드맵(안)」은 앞서 서술한 「수소경제 활성화 로드맵」에서 제시된 비전을 실행으로 연결하기 위한 기술 전략서로, 수소를 기반으로 한 새로운 산업 구조를 구축하고 국가 에너지 전환과 산업 창출을 동시에 견인하기 위해 필요한 기술 자립성과 경쟁력 확보를 핵심 과제로 삼았다. 단순히 개별 과제를 나열하는 방식이 아니라 생산·저장·운송·활용·안전·환경·인프라에 이르는 전 주기 전략으로 설계되었으며, 국내 산업·학계·연구계의 현 수준과 글로벌 트렌드를 반영해 2040년까지의 단계별 목표와 중점 과제를 체계적으로 제시한다.

첫 번째로, 생산 부문에서는 수소경제 확산의 기반을 경제성과 친환경성이라는 이중 목표로 규정하고, 부생수소·천연가스 개질에서 출발해 재생에너지 기반 수전해로 기술을 고도화하는 로드맵을 제시했다. 궁극적으로는 2040년까지 청정수소 생산의 상용화를 달성해 국내 수소 자립 기반을 확충하는 것을 목표로 한다. 두 번째로, 저장 및 운송 부문은 수소의 물리적 특성상 요구되는 높은 안정성·효율성을 충족하는 기술 확보에 초점을 맞춘다. 액화수소, 고압 기체, 금속수소화물, 암모니아 등 다양한 저장 형태를 고려하고, 전국 단위로 수소를 공급할 수 있는 인프라 기반을 마련하는 한편, 장거리·대량 운송을 위한 수소운반선 개발 등 해외 생산 수소의 수입을 뒷받침할 핵심기술을 포함하였다. 세 번째 활용(수송수단) 부문은 수소 연료전지를 차량·버스·트럭·기차·선박·드론 등 모빌리티 전 영역에 적용하는 확장 전략이 중심이다. 이를 위해 연료전지의 고출력화·경량화·고내구성을 병행하고, 모든 수송수단에 공통으로 쓰이는 연료전지 시스템 플랫폼을 전략적으로 활용해 중복투자를 방지하고 가격 저감을 유도한다. 독점성이 높은 부품은 국산화를 추진해 공급망 자립도를 높이려고 한다. 다음으로 활용(발전 산업) 부문은 가정·건물용과 발전용 연료전지의 경제성 확보를 목표로, 설치비와 발전단가를 낮추고 수입 의존도가 높은 핵심 소재·부품의 국산화·고도화를 추진한다. 이를 통해 분산형 전원 체계를 확립하고, 대용량 스택 및 시스템 개발을 통해 대규모 발전용 연료전지로의 확장하는 계획을 제시하였다. 마지막으로 안전·환경·인프라 부문은 수소의

전주기 활용 확대에 걸맞은 안전성 강화를 핵심 과제로 설정한다. 누출 감지, 폭발 방지, 충전소 설계 기준, 환경영향평가 등의 기술을 고도화하고, 국제 기준에 부합하는 안전·인증 체계를 병행 구축함으로써 사회적 수용성 확보의 필수 요건으로 간주된다.

2 법적·제도적 기반

가. 수소경제 육성 및 수소 안전관리법

2020년 2월 우리나라는 세계 최초로 「수소경제 육성 및 수소 안전관리법(이하 수소법)」을 제정하고, 2021년 2월 본격 시행함으로써 수소 사용시설의 안전 확립, 수소전문기업 육성, 인력양성·표준화·기술개발 지원 등 수소산업 기반 조성을 위한 법적 토대를 마련하였고, 법 시행과 함께 여러 제도를 도입하였다.

우선 ‘수소전문기업 확인제도’를 통해 총매출 대비 수소사업 매출 또는 R&D 투자 비중이 일정 기준에 해당하는 기업을 수소전문기업으로 지정·육성하고, 이들 기업에 R&D·실증, 해외진출, 기술·경영 컨설팅, 시제품 제작 등 행정·재정적 지원을 제공한다(신청·관리는 수소산업진흥 전담기관인 수소융합얼라이언스추진단이 수행). 두 번째로 ‘수소충전소 판매가격 보고제도’를 도입하여 수소충전소 운영자가 매 영업일 판매가격을 수소유통 전담기관(한국가스공사)에 온라인으로 보고하도록 함으로써 가격 투명성과 유통 질서를 강화했다. 세 번째로는 ‘공공시설 대상 충전소·연료전지 설치요청권’을 부여해 산업단지, 물류단지, 휴게시설·차고지 등 21개 시설(연료전지의 경우 33개 시설)의 운영자에게 설치를 공식 요청할 수 있도록 하고, 정당한 사유가 없으면 이행하도록 하여 공공부문의 초기 수요를 창출하고 민간 투자를 견인하도록 설계했다. 마지막으로 ‘수소특화단지 지정 및 시범사업 제도’를 통해 지자체 신청 → 산업부 평가 → 수소경제위원회 심의를 거쳐 수소특화단지를 지정하고, 생산·저장·운송·활용 전주기 기반 구축과 실증·시제품 생산을 지원하는 시범사업을 추진하도록 하였으며, 관련 지정·시행 방안은 상반기 중 마련하는 로드맵을 제시하였다

이러한 제도적 장치는 수소산업 생태계 전주기를 촘촘히 연결해 ▲전문기업의 성장 사다리 구축, ▲가격·유통 투명성 확보, ▲공공부문 초기시장 형성, ▲지역 기반의 집적·실증 인프라 조성까지 아우르는 종합 지원체계를 완성하였다.

나. 추진체계

그림 4-3 추진체계 예시



우리나라의 수소전략 추진체계는 정부·공공기관·민간협의체가 기능별 역할을 분담하고 상호 보완적으로 연결되어 작동하는 거버넌스로, 정책 기획·현장 집행·시장 운영·산업계 협력이 하나의 선순환 고리로 이어지도록 설계되어 있다.

특히 산업통상자원부는 수소경제 활성화와 관련한 국가 차원의 컨트롤타워로서 총괄 기획과 부처 간 조정, 법·제도 정비와 예산 배분을 주도하며, ‘수소경제 로드맵’과 ‘수소경제 이행 기본계획’ 같은 중장기 전략을 수립한다. 더 나아가 수소의 생산·저장·운송·활용 전주기에 걸친 인프라 구축 방향을 종합적으로 조정하고, 관련 규제와 표준을 정비하며, 기술개발·실증·보급이 연속적으로 이어지도록 정책수단을 배치하는 역할을 맡는다.

한국에너지공단은 이러한 정책을 현장에서 구현하는 집행기관으로서 수소충전소 구축 지원과 수소전기차 보급, 청정수소 인증제의 운영 등 실무를 책임지고, 각종 실증사업의 기획·관리와 지원사업의 집행을 통해 수소에너지의 시장 확산을 촉진한다. 아울러 사업자·지자체·시민과 직접 맞닿아 실행 성과를 점검하고 보완점을 도출함으로써 산업 생태계 조성과 확장을 실질적으로 뒷받침한다.

한국전력거래소는 수소발전 전력의 거래와 시장 운영을 담당하는 핵심 플랫폼 기관으로, 수소발전이 전력시장에 안정적으로 참여할 수 있도록 제도 설계, 계통 연계, 급전·정산 체계를 마련하고, 수소발전 확대 국면에서 계통 안정성 확보와 가격 신호의 적정성 제고라는 과제를 함께 수행한다. 최근에는 수소발전 전용 입찰시장이 신설되면서 수소발전의 독립적 시장

운영을 위한 제도적 기반 조성에도 관여하고 있으며, 이를 통해 수소발전의 특성을 반영한 거래·정산의 명확성과 예측 가능성을 높이고 있다.

민관협의체인 H2코리아는 산업계를 대표해 민간기업·연구기관·정부 간 협력 네트워크를 구축하고, 현장의 의견을 정책에 반영하는 가교로서 작동한다. 동시에 민간 투자 촉진, 기술 표준화와 수출 지원, 대외 홍보와 국제 협력 등 실질적 지원을 통해 산업 생태계를 촘촘히 연결하고 민관 협력의 폭과 깊이를 확장한다.

이러한 역할 분담과 상호 연계는 수소경제의 조기 정착과 시장주도형 성장 기반을 다지는 데 결정적인 토대를 제공할 뿐 아니라, 향후 기술 발전과 글로벌 공급망 변화에 능동적으로 대응할 수 있는 거버넌스 역량을 강화한다.

3 한국의 수소산업 실태조사 분석

수소산업 실태조사는 수소 정책 지원 사업의 일환으로 우리나라 수소산업의 현황과 실태를 파악하여, 수소산업 관련 통계자료의 체계적인 관리 체계 구축을 목표로 하는 국가승인통계(제115038호)이다. 본 보고서는 2025년 1월에 게시된 2024년 수소산업실태조사(2023년 기준) 보고서를 활용하여 현재 수소산업에 대한 통계를 해석하였다.

가. 산업계의 기술·시장 준비 수준

2024년 수소산업 실태조사(산업통상자원부, 2025)에 따르면 국내 수소산업 관련 사업체는 총 2,859개로, 대분류 기준 수소활용 분야(45.3%)가 가장 많았으며, 다음으로 수소유통(26.8%), 수소관련서비스(14.1%), 수소생산(13.9%) 순으로 나타났다. 중분류 업종 중에서는 모빌리티(18.0%), 수소충전(16.1%), 수소공정활용(15.0%)의 비중이 높아, 국내 수소 시장의 중심이 여전히 활용 및 인프라 기반 확충 단계에 머물러 있음을 보여준다. 이러한 산업 구조는 중소기업 중심의 분산형 생태계라는 점에서 특징적이다. 전체 사업체 중 70.0%가 중소기업이며, 특히 수소유통 분야에서 83.0%가 중소기업으로 구성되어 있어, 수소 공급체계가 소규모·지역 분산형 구조로 형성되고 있음을 시사한다. 이는 곧 수소 시장 초기 단계에서의 참여 확대 정책, 예컨대 중소기업 우대 입찰제도나 차등화된 청정수소 발전 경매 참여 기준의 필요성을 뒷받침한다. 매출 측면에서도 '1억 원 미만' 사업체가 ***41.4%***로 가장 많으며, 수소활용 및 서비스업에서 소규모 기업 비중이 높아, 산업 전반이 상업화 초기단계에 있음을 알 수 있다. 반면 총 매출액 약 12조 5,115억 원 중 수소활용 분야가 64.7%(약 8조 원)을 차지하고 있어, 향후 발전시장 설계 시 수소 활용 수요처(발전·모빌리티 등)의 특성을 고려한 수요 기반 입찰구조 설계가 중요함을 시사한다.

연구개발(R&D) 투자 현황을 보면, 총 투자액은 2조 402억 원, 이 중 시설투자가 61.2%, R&D가 38.8%를 차지하였다. 특히 수소활용 분야의 투자 비중이 7,361억 원으로 가장 높았으며, 이는 산업계가 응용·상용화 중심의 기술개발에 초점을 두고 있음을 의미한다. 향후 5년간 투자 규모는 4조 1,216억 원으로 확대될 전망이다.

기술역량 평가 결과(5점 만점 기준)에서는 시험·분석·평가(3.9점), 기술사업화(3.9점), 제품개선 기술(4.0점) 등이 높게 평가되어, 국내 기업들이 중상 수준의 기술경쟁력을 보유하고 있음을 보여준다. 그러나 제품 단가 절감과 경제성 확보가 여전히 주요 과제로 나타나, 경매제도 설계 시 기술 혁신성과 비용 효율성을 동시에 반영한 인센티브 구조가 필요하다. 즉, 기술경쟁력이 높은 기업이 시장에서 우대받을 수 있는 기술-가격 복합평가 방식이

바람직하다.

이러한 구조는 국내 수소산업이 여전히 태동기 단계(Emerging Phase)에 있으며, 발전산업 중심에서 소재·서비스 중심으로 다변화되는 전환기에 있음을 시사한다. 특히, 중소기업 중심의 분산형 생태계로 구성되어 있으며, 중소기업이 전체의 70%를 차지한다. 특히 수소유통 분야에서 중소기업 비중이 83%로 높아, 지역 단위 분산형 공급망 구조가 강화되고 있다. 수소산업은 아직 기술 및 경제성 측면에서 초기 단계이므로, 발전시장(CHPS)이 산업의 수요 기반을 조성하는 “시장 인큐베이터”로서 기능해야 하며 중소기업 중심 구조를 고려하여 소규모 발전사업자 참여 확대형 입찰제도(예: 중소기업 전용 트랙, 기술가점제)를 도입할 필요가 있다. 또한 R&D 및 시설 투자액 분석 결과, 총 2조 402억 원 중 수소활용 분야가 7,361억 원으로 최대 투자 분야였다. 이는 산업이 기술 응용 단계로 진입 중임을 시사한다. 대기업의 초기 진입이 산업 규모를 키우는 데 긍정적 역할을 했다면, 이후 중소기업 진입이 고용창출과 산업 생태계 확장에 필수적이다.

나. 주요 애로사항

산업계는 수소산업의 성장 과정에서 다음과 같은 재정·기술·제도적 한계를 공통적으로 지적하였다. 첫째, 재정적 측면을 살펴보면 ‘R&D 자금 부족’(28.2%)과 ‘투자자금 부족’(15.1%)이 주요 애로사항으로 꼽혔다. 이는 수소산업이 대규모 초기투자과 장기 수익구조를 필요로 하는 특성상, 민간투자 리스크 완화 장치가 절실함을 보여준다. 수소발전 경매제도는 이러한 자금 리스크를 완화하여 예측 가능한 수익 구조를 보장함으로써 민간 참여를 유도할 수 있다. 둘째, 기술적 측면의 경우 ‘연구·실증 인프라 부족’(20.5%)과 ‘전문인력 부족’(21.8%), ‘시장 정보 부족’(23.2%)이 주요 문제로 지적되었다. 이는 수소 기술의 실증 및 상용화 플랫폼 부족을 의미하며, 향후 발전시장에서 기술 기반 입찰 평가항목(예: 실증실적 가점 등)을 반영할 필요가 있다. 마지막 제도적 측면을 살펴보면 ‘수요·시장 불확실성’(17.7%), ‘제도 미비’(11.5%)가 지속적으로 언급되었다. 이는 수소 시장의 법적 근거와 제도적 예측 가능성이 낮음을 의미하며, 발전경매제도가 시장 신호를 명확히 제시하는 첫 제도적 장치로서 중요성을 가진다.

이와 같은 국내 수소산업의 시장 불확실성과 인프라 부족은 수소와 같은 신산업 특유의 “정책적 위험(Policy Risk)”으로 작용하며, 정부의 지속적 정책 신호와 민간 투자 안정성 보장 메커니즘이 중요하다. 특히, 기술·시장 정보 부족(23.2%)과 전문인력 부족(21.8%)은 기술사업화의 병목요인으로 작용하고 있다. 이는 발전경매제도의 설계에서 실증성과 기술역량에 대한 인센티브 반영을 요구한다. 예를 들어, CCfD형(탄소차액계약형) 보조금 구조나 기술실증 실적 가점제를 통해 기술혁신과 시장 진입을 동시에 촉진할 수 있다. 정책적 위험 완화를 위하여 경매제도 내에서 장기계약(LT-PPA) 형태의 가격 안정장치를 통해 투자

리스크를 줄이고 기술적 역량과 실증 인프라 구축 정도를 평가 항목에 반영함으로써 혁신 기반 입찰구조를 설계할 필요가 있다.

다. 민간의 정책 수요

정책 수요조사 결과, 산업계가 가장 필요로 하는 정부 지원은 ‘보조금 확대(4.5점)’, ‘인프라 지원(4.4점)’, ‘금융 지원(4.4점)’, ‘제도·규제 정비(4.4점)’ 순으로 나타났다. 그러나 실제 지원수준 만족도는 평균 2.8점 수준에 그쳐, 정책 기대와 현실 간 괴리가 존재함을 보여준다. 현재 수소전문기업 확인서를 보유한 기업은 전체의 4.1%에 불과하며, 참여 의향도 평균 2.7점으로 낮게 나타났다. 이는 기업들이 제도 참여의 실익을 체감하지 못하고 있음을 의미하며, 청정수소 발전시장에서의 우대 인센티브 부여를 통해 정책 참여 동기를 유도할 필요가 있다. 또한 수소산업 육성의 최대 장애요인은 ‘사업의 영세성(24.2%)’으로, 자금·규제 부담이 뒤를 이었다. 이에 따라 업종별로 필요한 지원정책은 수소생산·유통업은 자금지원, 수소활용·서비스업은 인프라 지원이 각각 우선순위로 나타났다. 이에 대응하기 위해서는 발전시장 설계 시 소규모 기업의 초기 진입을 지원하는 별도 시장 세그먼트(segment)를 고려할 수 있다.

발전경매제도는 영세 사업체 중심의 산업구조 속에서 시장참여의 제도적 관문을 낮추는 역할을 수행해야 한다. 또한 보조금·세제·금융지원의 종합 패키지를 경매제도와 연계함으로써 민간 기술투자 촉진 및 수요 창출 효과를 극대화할 수 있다.

이슬기 외(2023)는 국내 수소산업이 정부 주도의 정책 추진으로 급성장했으나, 아직 민간 자생력이 미약한 정책주도형 신산업 단계로 보았다. CHPS는 단순한 전력 입찰시장이 아니라, 수소 생태계 전반의 수요·공급 균형을 조정하고 시장 신호를 제시하는 제도적 허브로 기능해야 한다. 경매제도를 통해 발전사업자의 청정수소 수요가 안정적으로 창출되면, 생산·유통 부문의 투자도 동반 활성화될 것이다. 이는 수소 생산-저장-유통-활용의 단계별 밸류체인 시장 연결과 강화에 기여할 것이다. 향후 발전시장은 기술혁신, 경제성, 민간참여의 세 축을 균형 있게 반영해야 하며 정부가 시장 운영자이자 설계자로 가격·입찰·인증·보조금 구조 등을 제도적으로 조정하여 수소산업의 구조적 한계를 보완하여 민간이 안정적으로 참여할 수 있는 예측 가능한 시장 환경을 구축해야 할 것이다.

4 한국의 청정수소 발전시장과 경매제도

가. 제도 도입의 정책적 배경

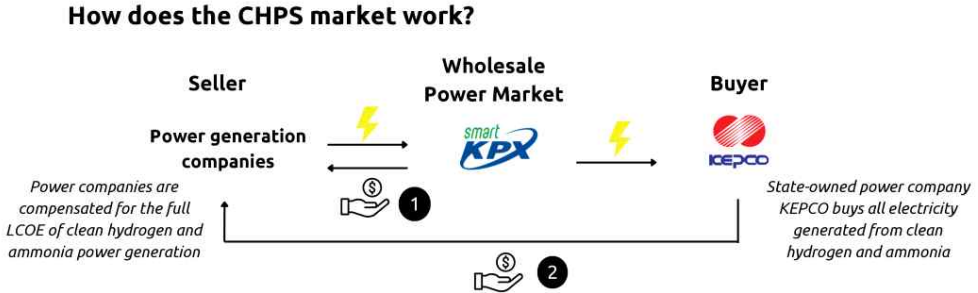
국제 사회가 탄소중립 실현과 기후변화 대응을 최우선 과제로 삼고 있으며 우리 정부도 온실가스 감축 목표 달성을 위해 수소경제를 적극적으로 육성하고 수소를 친환경 에너지 전환의 핵심 축으로 설정하고 있다. 「수소경제 활성화 로드맵(19.1)」 및 「수소 기술개발 로드맵(안)(19.10)」, 20.2 「수소경제 육성 및 수소 안전관리법(이하 수소법)(20.2)」 제정과 더불어 수소경제위원회 출범(20.7)을 통하여 국내 수소경제 생태계 구축과 청정수소를 통한 온실가스 배출 감축을 위한 구체적 제도 도입하고 있다.

기존의 신재생에너지 공급의무화제도(RPS)는 태양광, 풍력과 함께 연료전지를 지원하고 있었으나, 발전용 연료전지와 다른 신재생 에너지 간 특성 차이로 인해 안정적인 지원과 시장 확대에 한계가 있었다. 특히 연료전지는 연료가격(LNG 등)의 불확실성, REC 가격 변동성 등으로 인해 안정적 수익 창출이 어렵고, 정부가 설정한 보급 목표 달성에도 제약이 있었다. 이에 따라 정부는 연료전지를 RPS 제도를 보완하고자 연료전지 맞춤형 제도로 수소발전의무화제도(HPS) 도입을 하고자 하였다. 그리고 3차 수소경제위원회를 통해 청정수소(그린+블루 수소)를 포함한 청정수소발전시장(CHPS: Clean Hydrogen Power System)을 22년 5월 「수소경제 육성 및 수소 안전관리법」(이하 수소법) 개정을 통해 신설하게 되었다.

다만 기존 RPS는 태양광, 풍력과 함께 연료전지를 지원했음에도, 연료전지의 연료가격 변동성, REC 가격 변동성 등으로 안정적 수익 창출과 보급 확대에 한계가 있었다. 이 같은 제도적 차이를 보완하기 위해 정부는 연료전지에 특화된 수소발전의무화제도(HPS)를 추진했고, 이어 제3차 수소경제위원회를 거치면서 그린과 블루 수소를 포괄하는 CHPS를 신설하기로 결정하였다. 그 결과 2022년 5월 수소법 개정을 통해 CHPS의 법적 근거가 마련되었고, 이후 제도 설계를 거쳐 “세계 최초 청정수소발전 입찰시장 개설”을 발표하였다.

CHPS 제도는 청정수소의 활용 확대뿐 아니라 ①수소활용의 초기 시장 진입 장벽 해소 및 경제성 확보 ②국내 수소 발전 산업 생태계 활성화 및 기술경쟁력 제고 ③온실가스 감축 및 국가 탄소중립 목표 달성 기여 ④신재생에너지와의 결합을 통한 에너지 전환 및 에너지 안보 강화를 목적으로 한다. 이를 위해 청정수소 인증제도를 병행하여 수소의 탄소배출량을 관리하고, 산업 생태계 육성과 안정적인 공급을 위한 인프라 확충을 지원하고자 한다. 또한, 장기적이고 안정적인 수소발전 시장을 통해 경제성과 경쟁력을 확보하고 국내외 민간 투자 유입을 촉진하고자 도입하였다.

그림 4-4 CHPS 운영 구조



CHPS 시장은 청정수소로 생산된 전기를 안정적으로 거래하기 위한 제도적 시장 구조로 기본적으로 발전사업자(seller), 전력시장 운영자 그리고 구매자라는 세 주체가 상호 연결되어 작동한다. 먼저 발전사업자는 그린·블루 수소·암모니아 연료를 사용하는 발전사업자들은 청정수소 발전을 통해 전기를 생산하고 이를 도매전력시장에 판매한다. 이들은 청정수소 발전의 LCOE를 보전받아 수소발전의 높은 단가로 인해 손실이 발생하지 않도록 한다. 한국전력거래소(KPX)를 도매전력시장을 운영하여 청정수소 전력 거래를 증대하며, 전력을 구매자에 판매한다. KPX는 발전사업자에게 시장가격 기준의 대금을 지급한다. 한국전력공사(KEPCO)는 CHPS 의무 구매 주체로 청정수소·암모니아로 생산된 전기를 전량 구매한다. 이렇게 구매한 전력은 청정수소 발전의 수요기반을 안정적으로 확보하는 역할을 한다.

나. 한국의 청정수소 발전시장 설계 분석

대한민국의 청정수소 발전입찰 제도는 청정수소를 활용한 전력생산을 통해 온실가스 배출을 감축하고, 수소산업 생태계를 조성하기 위해 도입된 제도이다. 2024년에 처음 시행된 제1차 입찰은 수소경제를 전력시장 내 새로운 분야로 정착시키는 시범적 성격이 강했으며, 2025년에 실시되는 제2차 입찰 또한 기본적인 목적과 방향은 동일하게 유지되고 있다. 두 차수 모두 탄소중립 실현과 청정수소 사용 확대를 통해 산업적·환경적 전환을 촉진한다는 점에서 같은 목표를 지향한다.

입찰의 대상은 청정수소 또는 암모니아(수소 운반체)를 연료로 하여 생산된 전력이다. 해당 전력은 한국전력거래소(KPX)를 통해 국내 전력망에 공급되며, 낙찰자는 청정수소 발전을 통해 생산한 전력량(MWh)을 기준으로 15년간 차액계약(Contract for Difference, CfD) 방식의 지원을 받는다. 즉, 발전사업자는 시장가격(SMP)을 받고 전력을 판매한 뒤, 입찰 시 제시한 가격과 시장가격의 차액을 정부로부터 보전받는다. 이러한 ‘성과 기반 지원(output-based support)’ 구조는 2024년과 2025년 모두 동일하게 유지되고 있다.

2024년 제1차 입찰에서는 연간 6.5TWh 규모의 청정수소 기반 전력 생산을 목표로 하였으나, 실제로는 약 0.75TWh만이 낙찰되었다. 2025년 제2차 입찰에서는 목표 물량이 연간 3TWh로 조정되었으며, 이전 미선정 물량이 이월되지 않고 독립적인 차수로 운영된다. 입찰은 단일 프로젝트가 아니라 복수의 프로젝트가 동시에 선정될 수 있는 '다수 낙찰제'로 진행되며, 한 프로젝트가 제시한 물량을 부분적으로 조정해 배분하지 않는다.

입찰 방식은 2024년과 마찬가지로 1단계 비공개 경쟁입찰 형태로 운영된다. 모든 사업자는 동일한 시점에 제안서를 제출하고, 평가위원회가 이를 일괄적으로 평가하여 낙찰 여부를 결정한다. 가격 경쟁이 동적으로 이뤄지는 경매식 절차는 없으며, 제출된 한 번의 제안으로 평가가 완료된다. 낙찰된 프로젝트는 제시한 입찰가격 그대로 15년간 계약을 체결하며, 일괄적인 균일가격이 아닌 '입찰가 지급(pay-as-bid)' 원칙이 적용된다. 정부는 총 지원비용의 합리성을 확보하기 위해 상한가격(ceiling price)을 설정하였으나, 해당 상한은 비공개로 유지되고 있다.

2025년에는 제도의 기본 구조를 유지하면서도 일부 개선이 이루어졌다. 가장 큰 변화는 환율연동 정산제도의 도입이다. 2024년 입찰에서는 환율 변동이 고려되지 않아 원화 강제 또는 약세에 따라 사업자가 수입 연료비 부담을 전적으로 떠안아야 했다. 반면 2025년에는 원화 결제금액이 달러-원 환율에 따라 조정되도록 하여, 연료비가 달러화로 형성되는 현실을 반영하였다. 이에 따라 연료비나 환율 변동에 따른 사업자의 위험이 완화되고, 사업의 금융 가능성(bankability)이 높아졌다.

참여 자격은 두 해 모두 유사하게 설정되어 있다. 입찰에는 대한민국 내에서 청정수소를 연료로 사용하는 발전소만 참여할 수 있으며, 석탄-암모니아 혼소나 LNG-수소 혼소의 경우 최소 20% 이상 청정연료를 사용해야 한다. 100% 수소 전소 발전소도 참여 가능하다. 재생에너지공급의무화제도(RPS)에 등록된 발전소는 중복 지원을 방지하기 위해 참여가 제한된다. 참가 기업은 발전사업 허가를 이미 보유하고 있거나, 입찰 마감 전까지 허가 신청을 완료해야 하며, 재무적 신용도와 기술적 수행능력을 입증해야 한다. 또한 청정수소 인증기관으로부터 '청정수소 인증서'를 발급받아야 하며, 해당 수소의 탄소배출량은 수소 1kg당 4kg CO_{2e} 이하여야 한다.

평가 방식 또한 동일하게 유지되었다. 전체 평가점수는 가격요소 60%, 비가격요소 40%로 구성되며, 비가격요소에는 온실가스 감축효과, 산업기여도, 프로젝트 신뢰성, 지역 수용성, 전력망 영향 등이 포함된다. 두 개 이상의 제안이 동일한 총점을 받을 경우, 낮은 가격(즉, 높은 가격점수)을 제시한 사업자가 우선한다. 이후에도 동점일 경우 청정수소 등급, 수소 생산의 탄소배출계수, 연료공급 안정성 순으로 순위를 결정한다.

낙찰자는 계약금액의 10%에 해당하는 이행보증금을 납부해야 하며, 사업 미이행 시 이를 몰수당한다. 2024년에는 시범사업 성격을 고려해 상업운전 개시기한을 48개월까지

인정하는 유예가 있었으나, 2025년에는 표준기한인 36개월 이내 준공이 의무화되었다. 또한 준공 지연 시 지원금 감액이나 계약기간 단축 등의 제재가 새롭게 추가되었다. 반면 발전량 정산에서는 유연성이 확대되어, 연간 계약 발전량을 초과 또는 미달하는 경우 일정 범위 내에서 다음 해 물량을 이월하거나 앞당겨 사용할 수 있는 '이월·차입제도(roll-over & borrowing)'가 도입되었다. 이는 설비 유지보수나 가동률 변동에 따른 현실적 운영을 고려한 조치이다.

입찰일정은 제1차 입찰이 2024년 10월 초 등록을 거쳐 11월 초 제출, 12월 결과 발표로 마무리된 반면, 제2차 입찰은 2025년 9월 5일 공고 이후 10월 17일까지 제안서를 접수하며, 10월 말 예비선정 후 11월 최종 낙찰이 확정된다. 낙찰된 사업자는 계약 체결 후 18개월 이내 총투자비의 30% 이상을 집행해야 하며, 이를 달성하지 못하면 계약이 취소될 수 있다. 발전사업이 계획대로 추진되지 않거나 청정연료 혼소율(20%) 기준을 미달할 경우, 계약 해지 또는 지원금 삭감 등의 제재가 적용된다.

청정수소 발전입찰 제도는 기술적으로 중립적인 체계를 유지하고 있다. 수소의 생산방식이 재생에너지 기반의 그린수소이든, 탄소포집을 병행한 블루수소이든, 또는 기타 저탄소 수소이든 상관없이 청정수소 정의 기준을 충족하면 참여할 수 있다. 다만 수소의 탄소배출량이 낮을수록 평가점수가 높아, 실질적으로는 그린수소 프로젝트가 경쟁 우위를 점하게 된다. 청정수소 인증제도는 전 과정 탄소배출량(LCA)을 기준으로 평가하며, 수소의 등급(1~4등급)에 따라 가중점이 부여된다. 1등급 수소는 가장 높은 온실가스 감축 점수를 받으며, 4등급 수소는 기준선에 근접한 최소 점수를 받는다.

정산 및 지급 방식은 두 해 모두 동일하게 성과 기반으로 운영된다. 상업운전 개시 이후 15년 동안 실제 발전량에 따라 지원금이 지급되며, 발전소는 시장가격으로 전력을 판매한 뒤, 입찰가격과 시장가격의 차이를 매월 정산받는다. 2025년에는 여기에 환율 변동과 연료비 변동을 반영하는 지수연동 메커니즘이 추가되어, 실질적인 사업 안정성이 제고되었다.

결과적으로 2024년과 2025년 청정수소 발전입찰 제도는 기본 틀과 정책적 방향은 유지하면서, 실무적·금융적 안정성을 높이는 방향으로 개선되었다. 제2차 입찰에서는 환율 연동 정산, 발전량 이월·차입 허용, 유예기간 축소 등의 제도 보완이 이루어졌으며, 이는 사업자의 책임성과 시장 효율성을 동시에 강화하는 조치로 평가된다. 이로써 대한민국의 청정수소 발전사업은 초기 시범단계를 넘어, 보다 구조화된 경쟁시장으로 발전 중이었다.

그러나, 2025년 10월 17일, 입찰 마감일 당일, 한국전력거래소가 “새로운 공고로 대체”를 사유로 경쟁입찰 취소 공고 발표하였다(전력거래소, 2025). 전력거래소는 정부와의 정책 정합성을 맞추기 위한 결정이라고 설명하였고 기후에너지환경부는 2040년까지 석탄발전 폐지 국정과제와 CHPS를 통한 석탄·암모니아 혼소 최대 15년이라는 장기 가동 간 정합성 문제를 핵심 논점으로 제시하였다. 부처와 전력거래소는 업계 의견을 반영해 워킹그룹을 구성하고, 연내

재입찰 공고를 목표로 제도 보완을 추진하겠다고 밝힌 상태이다(에너지경제신문, 2025).

이에 대한 반응으로는 CHPS로 인해 석탄발전소 수명이 연장되고, 온실가스 감축 효과가 제한적인 데 비해 수조 원의 전기요금 부담이 증가한다는 비판을 제기하며, 이 보도 이후 약 40일 만에 취소가 이뤄졌다고 지적이 있었다. 업계·언론에서는 이번 조치를 사실상 “암모니아 혼소 발전 축소 또는 배제” 신호로 해석하며, 수소 전소로의 전환 압력이 커질 것이라는 관측을 제기하기도 하였다. 에너지 기업·투자자는 마감일 당일 취소를 “정책 불확실성 확대”로 평가하며, 대규모 LNG·수소 혼소 투자 계획의 집행 시점이 정부 입찰 일정에 연동될 수 있다고 공시하거나 언론 인터뷰에서 우려를 표출 중이다.

2025년 공고 자체는 2024년 설계를 대부분 계승하면서도, 환율 연계 정산, 물량 이월·차입(연간 물량의 일부를 차년도에서 당겨 쓰거나 이월), 일부 자격·평가요건 강화 등으로 사업성·유연성을 높이려는 방향이었다(이선화, 2025). 취소 이후 정부·KPX는 2040년 탈석탄 로드맵과의 정합성을 위해, 석탄·암모니아 혼소의 허용 기간 및 혼소 비율, 발전기간 상한(예: 2040년까지로 제한), 온실가스 감축 효과 산정·검증 기준 강화 등을 중심으로 공고문 개편을 검토하는 것으로 보도되었다(뉴스타파, 2025). 일부 정책·금융 분석에서는 제도 개선을 통해 입찰 참여가 확대되고, 중단되었던 국내 청정수소 생산 프로젝트 재개 가능성도 점치는 한편, 제도 일관성과 장기 신뢰성 확보를 핵심 조건으로 제시하고 있다.

제4절 유럽 수소 경매제도

1 EU의 수소 정책 배경

유럽연합은 2020년 7월 기후중립 유럽을 위한 유럽 그린딜의 일환으로 수소 전략을 발표하며 에너지 전환의 새로운 장을 열었다. 이 전략은 EU 에너지 시스템 통합 전략과 함께 개발되어 2050년까지 기후중립을 달성하기 위한 기반을 마련했다. 특히 수소는 철강, 화학, 중장거리 운송과 같은 탈탄소화가 어려운 이른바 'hard-to-abate' 분야의 핵심 에너지원으로 식별되었으며, 재생에너지의 통합과 저장을 지원하는 중요한 역할을 담당할 것으로 기대되고 있다.

2022년 5월 러시아의 우크라이나 침공에 대응하여 도입된 REPowerEU 계획은 EU의 수소 야망을 크게 확대했다. 이 계획은 러시아 화석연료에 대한 의존도를 줄이고 에너지 독립성을 강화하기 위한 전략적 대응의 일환으로, 2030년까지 재생 수소 목표를 두 배로 늘려 연간 2,000만 톤으로 설정했다. 이 목표는 국내 생산 1,000만 톤과 수입 1,000만 톤으로 구성되며, 유럽수소은행(EHB)을 주요 자금 지원 수단으로 도입했다. EU 수소 전략은 경쟁적 경매를 재생 수소 생산을 촉진하고 비용 절감을 추진하기 위한 핵심 도구로 명시적으로 식별했다.

그린 수소의 생산 비용은 화석연료 기반 수소보다 현저히 높다. 현재 유럽의 회색 수소 가격 지수는 킬로그램당 약 2.5유로에서 3유로 사이에 형성되어 있다. 이와 대조적으로 2023년과 2024년 혁신기금(Innovation Fund) 경매에서 RFNBO(Renewable Fuels of Non-Biological Origin) 수소³⁶⁾에 대한 입찰은 킬로그램당 6유로에서 13유로의 평균화 비용을 나타냈다. 이는 그린 수소와 회색 수소 간에 킬로그램당 약 3.5유로에서 10유로에 이르는 상당한 가격 격차가 존재함을 의미한다.

이러한 격차를 부분적으로 해소하고 재정 지원의 필요성을 줄이기 위해 EU는 시장 수요를 창출하기 위한 일련의 규제 조치를 도입했다. 이러한 조치는 직접적인 보조금 없이도 그린 수소에 대한 시장 수요를 창출하여 이른바 '그린 프리미엄'을 줄이는 효과를 목표로 한다.

재생에너지지침(RED) III은 가장 포괄적인 규제 프레임워크를 제공한다. 이 지침은 2030년까지 산업 부문의 최종 에너지 수소 수요 중 재생 수소의 비율을 42%로, 2035년까지는

36) RFNBO는 수소 산업에서 '비생물학적 기원의 재생 가능 연료'를 의미하며, 유럽연합(EU)에서 재생에너지 기반 수소를 규정할 때 사용하는 용어이다. RFNBO 수소는 태양광, 풍력 등 재생에너지로부터 얻은 전기를 이용해 물을 전기분해하여 생산된 수소이며 이 과정에서 바이오매스 또는 화석연료 기반 원료는 절대 사용되지 않는다. RFNBO 인증 수소의 핵심 요건은 ①수소 생산 전력은 신규 재생에너지 설비에서 추가적으로 공급되어야 하며, ②기존 발전소의 전기를 사용할 경우 RFNBO로 인정되지 않는다는 추가성 원칙, 수전해에 사용되는 전기가 생산된 재생에너지와 시간·장소가 일치해야 하며, 전력량의 재생에너지 비율이 일정 기준(예 90%)을 초과해야 인정 받는다는 시간적·지리적 일치성, ③해당 수소가 회색수소 대비 온실가스 배출량을 70% 이상 줄일 수 있어야 한다는 온실가스 감축 원칙(3.38kgCO₂/kgH₂), ④생산·유통·사용 전 과정의 온실가스 감축과 지속가능성 정보를 인증·추적제를 통해 관리한다는 추적 및 인증 요건이 있다.

60%로 의무화한다. 운송 부문의 경우 2025년까지 고급 바이오연료 및 바이오가스와 함께 1%의 비율을 달성해야 하며, 2030년까지 RFNBO만으로 1%(고급 바이오연료 및 바이오가스와 함께 5.5%)를 달성해야 한다. 이러한 의무 비율은 산업 및 운송 부문의 수요자들에게 그린 수소를 구매해야 하는 명확한 인센티브를 제공한다.

해운 부문을 대상으로 하는 FuelEU Maritime 규정은 2034년까지 선박용 연료의 최종 에너지 소비에서 RFNBO의 비율을 2%로 의무화한다. 이는 해운 부문이 탈탄소화하기 어려운 주요 부문 중 하나라는 점을 고려할 때 중요한 조치이다.

항공 부문에 대해서는 ReFuelEU Aviation 규정이 일반 지속가능 항공연료(SAF) 혼합 의무 내에서 RFNBO 하위 목표 혼합 의무를 설정한다. 2025년까지 RFNBO 1.2%(전체 SAF 2%), 2032년까지 2%(전체 SAF 6%), 2035년까지 5%(전체 SAF 20%), 2040년까지 10%(전체 SAF 34%), 2045년까지 15%(전체 SAF 42%), 2050년까지 35%(전체 SAF 70%)의 단계적 목표가 설정되어 있다. 이러한 장기적이고 점진적인 목표는 항공 산업에 명확한 투자 신호를 제공한다.

직접적인 RFNBO 시장 수용 조치는 최근 해운 부문으로 확대된 EU 배출권거래제(EU-ETS)와 같은 간접 조치로 보완된다. 탄소 가격의 상승은 화석연료 기반 대안의 비용을 증가시켜 그린 수소의 경쟁력을 간접적으로 향상시킨다.

2 유럽 수소 경매제도 설계 및 운영 구조

가. 경매제도 추진 및 도입 경과

2023년과 2024년 혁신기금의 첫 두 차례 경매 결과는 이러한 규제 조치가 RFNBO 수소에 대한 시장 수요를 창출하는 데 효과적이었음을 시사한다. 성공적인 입찰은 일반적으로 킬로그램당 0.5유로 미만으로, 수요처가 그린 프리미엄을 지불할 의향이 있음을 보여준다. 이는 현재 계약된 연간 약 370만 톤의 물량에 대해 그린 수소와 회색 수소 간 가격 격차의 상당 부분을 해소한다.

이러한 결과가 특히 주목할 만한 이유는 경매를 통한 공공 지원이 킬로그램당 0.5유로 미만으로 제한되었음에도 불구하고 성공적인 프로젝트들이 경제적으로 실행 가능하다고 판단되었다는 점이다. 이는 규제 조치를 통한 시장 수요 창출과 제한적인 공공 지원의 조합이 효과적일 수 있음을 보여준다.

2024년 2차 경매에서는 11개국으로부터 총 61건의 입찰이 접수되었으며, 요청된 자금은 총 48억 유로로 가용 예산인 12억 유로의 4배에 달했다. 이는 상당한 수준의 경쟁과 시장 관심을 나타낸다. 모든 프로젝트의 총 수전해 용량은 6.3GW에 달하며, 향후 10년 동안 730만 톤의 재생 수소를 생산할 것으로 예상된다. 선정된 프로젝트들은 2030년까지 연간 1,000만 톤의 재생 수소를 생산한다는 EU의 REPowerEU 국내 생산 목표 달성에 기여할 것으로 기대된다.

나. EU 회원국 간 조정과 Auction-as-a-Service

EU 회원국 간의 일관성은 경매의 성공적인 지속을 위한 매우 중요한 전제조건이다. 경매 시스템이 유럽수소은행에서 중앙 집중화되어 있기 때문에 일관성이 보장되지만, 개별 EEA 국가들은 자국의 수소 전략에 맞춤형 보조금을 제공하기 위해 자체적인 국가 규정으로 EU 경매를 보완할 수 있다.

고정 프리미엄 모델 외에도 EHB는 적격 국가가 국가 예산에서 추가 프로젝트를 공동 자금 지원할 수 있도록 하는 auction-as-a-service 메커니즘을 제공한다. 예를 들어 스페인, 리투아니아, 오스트리아는 2차 수소 경매 동안 최대 8억 3,600만 유로의 추가 자금을 기여했다. 이러한 접근 방식은 EU 수준의 조정된 접근 방식을 유지하면서도 각국의 특정 우선순위를 반영할 수 있는 유연성을 제공한다.

이러한 메커니즘의 장점은 여러 가지이다. 첫째, 규모의 경제를 달성할 수 있다. 여러 국가가 하나의 경매 플랫폼을 공유함으로써 개별 국가가 독립적으로 경매를 운영하는 것보다 행정

비용을 절감할 수 있다. 둘째, 일관된 기준과 절차를 적용함으로써 공정한 경쟁 환경을 조성할 수 있다. 셋째, 더 큰 경매 규모는 더 많은 참여자를 유지하여 경쟁을 강화하고 비용 효율성을 향상시킬 수 있다.

다. 구성요소

유럽의 수소 입찰 제도는 2022년에 소개된 입찰 설계와 비교했을 때, 현재 EU 내에서 상당한 진전을 보이고 있다. REPowerEU 계획(2023)의 결과로 설립된 유럽수소은행(EHB)은 수요 측면 입찰 방식을 도입하여 운송 및 산업 부문의 재생가능 연료(RFNBO) 목표를 달성하고자 한다. 반면, 공급과 수요를 동시에 매칭하는 이중 측면(double-sided) 입찰은 아직 시험 단계에 있으며, 회원국 전반에서의 전면 도입은 진행 중이다. 공급 측면(supply-side) 입찰은 이미 완전히 정착되어 EU 수소 정책의 핵심이 되었으며, 독일과 네덜란드 등은 재생에너지 생산을 촉진하고 수전해 설비 목표를 달성하기 위해 이러한 방식을 실행 중이다. 수소와 재생에너지를 결합한 공동 입찰(joint auction) 방식은 아직 드물지만, 최근 북해 지역에서 해상풍력과 수소 프로젝트를 동시에 추진하려는 국가들을 중심으로 점차 주목받고 있다. 이러한 방식은 통합적 접근을 가능하게 하는 가장 유망한 모델로 평가된다.

입찰은 세 단계로 진행된다. 사전 단계에서는 정부가 이해관계자와 협의하고 참가 자격 심사와 디지털 입찰 플랫폼 구축을 완료한다. 실행 단계에서는 입찰서 제출, 평가, 낙찰자 발표가 이루어지고, 사후 단계에서는 계약 체결(CfD 또는 GHPA)과 이행 모니터링이 진행된다. 정부나 지정된 기관은 프로젝트의 지속가능성 기준 충족과 일정 준수를 관리한다.

현재 EU의 수소 입찰은 유럽수소은행(EHB)이 총괄하고 있으며, 생산비와 시장가격의 격차를 보전하기 위해 재정적 지원을 제공한다. 입찰은 유럽경제지역(EEA) 전체에 개방되어 있으며, 국내 생산과 수입을 모두 촉진하는 것을 목표로 한다. 현재 주로 사용되는 모델은 고정 프리미엄 방식으로, 생산자는 일정 기간 동안 생산된 수소 1kg당 일정 프리미엄을 제시해 입찰한다. 정부는 지속가능성 기준과 기술 표준 충족 여부를 1차로 평가한 후, 단가 순으로 낙찰자를 선정한다. 낙찰자는 정부와 보조금 계약을 체결하여 재정 지원을 받는다.

2025년 제2차 입찰에서는 11개국에서 61개의 입찰이 접수되었으며, 총 요청 예산은 48억 유로로 가용 예산(12억 유로)의 4배에 달했다. 총 수전해 용량은 6.3GW, 향후 10년간 730만 톤의 재생 수소를 생산할 계획이며, 이는 2030년까지 연간 1,000만 톤의 수소를 생산하려는 EU의 REPowerEU 목표 달성에 기여할 전망이다. EHB는 중앙집중식 관리로 회원국 간 일관성을 확보하면서, 각국이 자체 보조금 제도를 추가로 적용할 수 있도록 허용한다. 예를 들어, 스페인, 리투아니아, 오스트리아는 제2차 입찰에서 8억 3,600만 유로를 추가로 공동

지원하였다.

이 제2차 입찰의 결과는 2025년 1분기에 평가가 완료될 예정이며, 결과는 5월에 발표될 예정이다. 성공적인 프로젝트의 보조금 계약은 11월에 체결될 것으로 보이며, 유럽기후·인프라·환경집행청(CINEA)이 평가를 담당한다. EHB는 2025년 3분기에 약 10억 유로 규모의 제3차 수소 입찰을 시작할 계획이다.

제5절 한국-유럽 수소 경매제도 비교 분석

1 경매설계 비교분석

가. 경매의 기본 목적과 설계

EU의 수소 경매는 유럽경제지역(EEA) 내에서 RFNBO 수소 생산을 비용 효율적으로 지원하자는 것을 목표로 한다. 2023년 1차 경매에서는 단순히 비용 효율성에 초점을 맞췄지만, 2024년 2차 경매에서는 공급 안보, 산업 리더십 및 경쟁력 기여라는 새로운 목표가 추가되었다. 반면 한국의 경매는 발전 부문에서 청정수소 사용을 통한 온실가스 배출 감축과 수소 생태계 육성, 신규 전력시장 부문으로서 수소 경제를 본격화하는 것을 목표로 하고 있으며, 2024년부터 2025년까지 이러한 기본 목표에는 변화가 없다.

경매 대상 측면에서 EU는 킬로그램 단위의 RFNBO 수소 자체를 거래하며, 생산자는 위임법령에 정의된 기준을 충족하고 생산된 수소에 대한 인증을 제공해야 한다. 온실가스 감축량은 전체 지급 기간에 걸쳐 계산된다. 한국은 청정수소 또는 수소 운반체인 암모니아로부터 발전되어 한국 전력망에 공급되는 전력을 메가와트시(MWh) 단위로 거래한다. 한국의 청정수소는 수명주기 탄소집약도가 수소 1킬로그램당 4킬로그램 이산화탄소 환산량 이하인 저탄소 경로를 통해 생산된 수소를 의미한다.

총 경매 물량과 예산 측면에서 EU는 1차 경매에서 수소 물량에 제한을 두지 않았으며 일반 부문에 8억 유로의 예산을 배정했다. 2차 경매에서는 일반 부문에 10억 유로, 해양 부문에 2억 유로로 예산이 조정되었다. 한국은 2024년에 연간 6.5 테라와트시(TWh)의 청정수소 기반 전력을 경매 물량으로 설정했으나, 실제로는 적격 입찰이 제한되어 약 0.75TWh만 낙찰되었다. 이러한 경험을 바탕으로 2025년에는 경매 물량을 연간 3TWh로 조정했다. 양국 모두 예산에 상한을 두고 있으나 한국은 구체적인 금액을 공개하지 않고 있다.

나. 경매 방식과 메커니즘

EU와 한국 모두 복수 항목을 대상으로 하는 1단계 정적 경매 방식을 채택하고 있으며, 봉인 입찰 형태로 진행된다. 가격 결정 메커니즘은 양국 모두 제시가 방식을 사용하는데, 이는 각 입찰자가 제시한 가격대로 지급받는 방식이다. 지원 유형도 산출 기반이라는 점에서 유사하지만, EU는 생산된 수소 킬로그램에 연동되고 한국은 발전된 전력 메가와트시에 연동된다는 차이가 있다.

지원 형태에서는 명확한 차이가 드러난다. EU는 고정 프리미엄 방식을 채택하고 있는 반면,

한국은 2024년부터 차액계약 방식을 도입했다. 한국의 차액계약은 고정 요소와 연료비를 기초로 한 유동 요소로 구성되어 있다. 고정 요소는 기본 용량 지불금 또는 킬로와트시당 보장 수익을 의미하며, 변동 비용은 발전량에 따라 증가하는 운영비용, 주로 수소 연료비를 포함한다. 2025년에는 환율 리스크를 고려한 환율 연동이 추가되었다.

입찰 순위를 결정하는 방식도 차이가 있다. EU는 가격만을 기준으로 하는 반면, 한국은 가격에 60%, 비가격 요소에 40%의 가중치를 부여하는 복합 평가 방식을 사용한다. 한국의 비가격 기준에는 환경 및 온실가스 감축과 집약도, 산업 및 경제적 측면, 수용성과 진척도, 그리고 계통 영향이 포함된다.

동점자 처리 방식도 구체적으로 명시되어 있다. EU는 1차 경매에서 낮은 보조금 액수, 낙찰 금액이 적은 국가, 조기 운영 개시 순으로 동점자를 처리했으나, 2차 경매에서는 최종적으로 무작위 추첨 방식을 추가했다. 한국은 낮은 가격, 청정수소 등급, 배출 계수, 연료 공급 안정성 순으로 동점자를 처리한다.

낙찰 메커니즘은 양국이 유사하다. 총 경매 예산으로 전액 충당되는 마지막 입찰이 수락되며 부분 입찰은 불가능하다. 다음으로 낮은 입찰은 예비 풀로 이동하고 미낙찰 물량은 다음 경매로 이월되지 않는다. 다만 한국은 목표를 5%까지 초과할 수 있다는 점이 다르다.

다. 안정장치와 보호 메커니즘

경매의 안전장치는 투기적 입찰을 방지하고 프로젝트의 실제 이행을 보장하기 위해 중요하다. EU는 1차 경매에서 최대 보조금의 4%에 해당하는 이행 보증을 요구했으며, 적절한 신용등급을 가진 은행이나 금융기관이 서명한 보증과 이행 보증 발급을 위한 금융기관의 의향서를 입찰에 포함하도록 했다. 2차 경매에서는 이행 보증을 8%로 인상하고 과거 참여 수준에 기반한 경매 일정을 수립하도록 했다.

한국은 2024년에 연간 계약 금액의 10%에 해당하는 이행 보증금을 요구했으며, 상업 운전 실패 시 이를 몰수하도록 했다. 총 입찰 가격과 연료 연동 요소 모두에 비공개 상한가를 적용했으며, 어느 상한을 초과하는 입찰도 실격 처리했다. 다만 상업운전일로부터 48개월까지의 지연에 대해서는 패널티를 부과하지 않았다. 2025년에는 지연 준공 유예 기간을 제거하고 표준 36개월 완공 기한을 시행하며 이 기간 초과 시 패널티를 적용하도록 강화했다. 또한 장기 계약에서 외환 리스크를 헤지하기 위한 환율 연동 정산 메커니즘을 도입하고, 연간 계약 물량의 부분 재배분을 허용하는 유연성도 도입했다.

라. 프로젝트 자격 요건과 기준

입찰 및 프로젝트 자격 요건은 매우 상세하게 규정되어 있다. EU는 프로젝트가

유럽경제지역 내에 위치해야 하며, 최소 5MW 전기 용량의 신규 설치 수전해를 갖춰야 하고, 신규 건설 생산 시설에서 수소를 생산해야 한다고 명시했다. 재생에너지 조달 전략과 관련해서는 수명기간 전력 공급의 60%를 의향서, 양해각서 또는 사전계약으로 뒷받침해야 하며, 수소 수요처 전략과 수전해 조달 계획도 제시해야 한다. 비용과 수익 증가 간 실질적 대칭성을 보여주는 헤징 전략 증거도 필요하다.

EU의 2차 경매에서는 공급 안보와 산업 리더십을 강화하기 위해 중국에서 표면 처리나 셀 유닛 생산 또는 스택 조립이 이루어진 수전해 스택의 조달을 25% 이하로 제한했다. ISO 22734:2019 준수를 통한 안전 요건과 사이버 보안 계획 수립 및 데이터의 유럽경제지역 내 저장 의무도 추가되었다. 장비의 의도된 원산지, 핵심 원자재 집약도, 수전해 제조업체의 재활용 전략, 준수 표준, 외국 재정 기여 여부 등에 대한 정보 제공 의무도 신설되었다.

한국은 입찰자가 입찰 시점에 발전사업 허가를 보유하거나 신청했어야 하며, 프로젝트가 신재생에너지 공급의무화제도에 등록되지 않아야 한다고 규정했다. 적격 프로젝트 유형으로는 청정수소 또는 청정 암모니아를 20% 이상 혼소하는 발전소나 100% 수소 발전소를 인정하며, 연료는 한국의 청정수소 인증 시스템 하에서 인증되어야 한다. 입찰자는 재무 건전성을 입증하고 실행 가능한 기술 및 운영 계획을 제출해야 하며, 기술적 신뢰성과 이행 능력 증거를 제시해야 한다. 2025년에는 청정수소 인증 기준을 더욱 엄격히 준수하도록 하고, 신재생에너지 공급의무화제도 의무를 이행하는 프로젝트 제외 규칙을 강화했으며, 36개월 완공 규칙과 연계하여 운영 준비성을 강조했다.

컨소시엄 참여와 관련해서 EU는 법인 확인과 제외 상황 제한 준수를 요구하지만 컨소시엄 구성원의 출신에 대한 제한은 두지 않는다. 한국도 컨소시엄 참여를 허용하며, 계약 상대방으로 주관 기업을 지정하고 각 구성원의 역할과 책임을 명확히 해야 한다. 재무 및 기술 능력은 컨소시엄 및 구성원 수준 모두에서 평가될 수 있으며, 주관 기업이 프로젝트 이행 및 계약 준수에 대한 주요 책임을 진다.

마. 프로젝트 이행 기한과 제재

프로젝트 이행 기한은 경매 성공을 좌우하는 중요한 요소이다. EU는 1차 경매에서 이행 보증을 평가 결과 통지서 발송 후 2개월 이내에 발급하도록 하고, 프로젝트는 보조금 계약 서명 후 5년 이내에 운영을 개시해야 하며 입찰서에 명시된 명판 수전해 용량의 100%가 운영에 들어가야 한다고 규정했다. 2차 경매에서는 운영 개시 시 안전 및 사이버 보안 요구사항도 충족해야 하며, 재무적 종결을 보조금 계약 서명 후 2.5년 이내에 완료해야 한다는 조건이 추가되었다.

한국은 2024년에 전력구매계약을 2024년 말까지 서명하고 프로젝트는 계약 서명 후

36개월 이내에 상업 운전을 개시해야 한다고 명시했다. 다만 48개월 이내에 상업운전일을 달성하면 지연 패널티를 면제했는데, 이 유예 기간은 1차에만 적용되었다. 총 프로젝트 예산의 최소 30%를 계약 서명 후 18개월 이내에 투자해야 하는 최소 투자 이정표도 설정했으며, 이를 미달하면 검토 및 잠재적 계약 해지가 가능하다. 각 낙찰 프로젝트는 상업운전일로부터 15년간 수급 계약을 받는다. 2025년에는 승인 하에 계약 연도 간 연간 공급 물량 재배분을 허용하는 유연한 인도 일정을 도입했다.

제재 조치도 명확히 규정되어 있다. EU는 1차 경매에서 운영 개시 기한 미준수 시 보조금 계약을 종료하고 이행 보증을 집행하며, 3년 순환 기준으로 연간 보조금 물량의 30% 미만을 생산하는 장기간 심각한 생산 부족 시에도 보조금 계약을 종료하고 보조금을 삭감하도록 했다. 70% 온실가스 감축을 달성하지 못하면 보조금을 삭감한다. 2차 경매에서는 재무적 종결 기한 미준수 시에도 보조금 계약을 종료하고 이행 보증을 집행하며, 운영 개시는 유럽 혁신기술청의 승인을 받아야 한다. 공급 안보, 산업 리더십 및 경쟁력 기준을 이행하지 못하면 보조금 삭감 또는 계약 종료 가능성이 가능하며, 해양 부문 입찰의 경우 재무적 종결 시 해양 부문 수요처와 명시된 물량의 60%에 대한 계약을 체결하지 못하면 보조금을 삭감한다.

한국은 2024년에 48개월 이내에 상업 운전을 달성하지 못하면 정부가 패널티를 부과하거나 계약 조정 또는 종료를 개시할 수 있도록 했다. 프로젝트가 계약 서명 후 18개월 이내에 총 예산의 30% 이상을 투자하지 못하면 정부 검토 후 계약을 해지할 수 있다. 청정수소 인증제도에 따라 인증되지 않은 수소를 사용하면 부적격 또는 계약 위반 결과가 초래될 수 있으며, 담합 등 입찰 규칙을 위반하면 입찰 실격, 계약 취소, 향후 참여 제한이 가능하다. 2025년에는 환율 연동 정산을 정확하게 적용해야 한다는 조건이 추가되었다.

바. 입찰 구성과 가격 설정

입찰 구성요소를 살펴보면 EU는 킬로그램당 유로 단위의 고정 프리미엄을 입찰 가격으로 하고, 10년 생산 기간 동안 연간 예상 생산 물량을 킬로그램으로 제시하도록 한다. 한국은 수소 기반 발전에 대한 제시 전력 가격을 킬로와트시당 원화로 입찰하는데, 이는 차액계약 방식으로 구성되어 정부가 시장 전력 가격과 입찰 행사 가격 간 차액을 지급한다. 생산 물량은 15년 계약 기간 동안 연간 계약 전력 발전 물량을 메가와트시로 제시하며, 입찰은 성과 모니터링 대상 연간 인도 물량을 명시해야 한다.

입찰 하한가는 양국 모두 설정하지 않았지만 상한가는 명확히 규정되어 있다. EU는 1차 경매에서 킬로그램당 4.50유로로 설정했다가 2차 경매에서 4.00유로로 인하였다. 한국은 총 평균화 비용과 입찰의 연료비 구성요소에 대한 비밀 상한을 두고, 총 평균화 비용 상한 또는 연동 연료 가격 상한을 초과하는 입찰을 실격 처리한다.

연간 최소 및 최대 수소 생산량에는 양국 모두 상한이나 하한을 두지 않았다. 최대 보조금 액수와 관련해서 EU는 1차 경매에서 입찰 가격에 예상 연간 물량과 10년을 곱한 값이 경매당 총 보조금 물량의 3분의 1을 넘지 못하도록 했으며, 최대 보조금 액수를 2억 6,670만 유로로 설정했다. 2차 경매에서는 일반 부문 2억 5천만 유로, 해양 부문 2억 유로로 조정했다. 한국은 고정 금전 보조금을 지급하지 않으며 지원은 시간 경과에 따라 성과 기반으로 이루어진다.

기술, 지역 및 주체와 관련한 특별 규칙은 EU가 1차 경매에서는 두지 않았으나 2차 경매에서 해양 수요처가 있는 프로젝트를 위해 2억 유로를 배정했다. 한국은 기술 중립적 접근을 유지하여 모든 수소 기반 발전 기술을 인정하며, 발전 프로젝트는 한국 내에 위치해야 하고 공공 및 민간 부문 개발자 모두에게 개방되어 있다.

이산화탄소 감축 한계치와 계산 방법론과 관련해서 EU는 1차 경매에서는 특별한 규정을 두지 않았으나 2차 경매에서 유럽 혁신기술청이 수소 톤당 6.84톤의 이산화탄소 환산량을 사용하여 계산하도록 했다. 한국은 최대 수명주기 탄소집약도를 수소 톤당 4.0톤의 이산화탄소 환산량으로 설정했다.

사. 보조금 지급 체계

보조금 지급은 프로젝트의 운영 개시와 함께 시작된다. EU는 프로젝트의 운영 개시 시점부터, 한국은 상업운전일부터 지급을 시작한다. 지급 일정은 EU가 운영 개시로부터 6개월마다 지급하는 반면 한국은 연간으로 지급한다.

보조금 기간 또는 최대 지급 기간을 보면 EU는 운영 개시로부터 10년이며 예상 생산 물량에 더 일찍 도달하면 더 짧아질 수 있다. 한국은 운영 개시로부터 15년간 계약된 지원을 수령하는데, 차액계약 지급이나 프리미엄 형태로 이루어진다.

보조금 연동과 관련해서 EU는 연동을 하지 않는다. 한국도 2024년에는 연동을 하지 않았으나 2025년에 환율 연동을 신설했다. 이는 장기 계약에서 발생할 수 있는 환율 변동 리스크를 헤지하기 위한 조치이다.

최대 보조금 지급 물량은 EU가 최대 보조금 액수를 기준으로 하되 생산 부족 시 감소하며, 한국은 입찰서에 명시된 연간 계약 수량으로 상한을 설정한다.

초과 및 부족 생산 한도와 관련해서 EU는 연간 생산량의 절반의 140%를 초과하는 반기 생산량에 대해서는 지원을 제공하지 않는다. 한국은 지급 삭감, 지연 또는 계약 종료에 적용될 수 있다고 명시하고 있다.

이처럼 EU와 한국의 수소 경매 제도는 기본적인 경매 메커니즘에서는 유사점을 보이지만, 지원 형태, 평가 방식, 프로젝트 요구사항, 제재 조치 등에서는 각국의 정책 목표와 시장 상황을 반영한 차이를 보이고 있다. 두 제도 모두 시행 경험을 바탕으로 지속적으로 개선되고 있으며,

특히 공급망 안정성, 기술 표준, 환율 리스크 관리 등의 측면에서 더욱 정교해지고 있는 추세이다. 이와 같은 내용을 표4-3와 같이 정리하였다.

표 4-3 한국-EU 수소 경매제도 비교표

구분	EU 2023	EU 2024 (신규 추가)	한국 2024	한국 2025 (신규 추가)
경매목적	EEA 내 RFNBO 수소 생산을 위한 비용 효율적 지원	[신규 추가] 공급 안보, 산업 리더십 및 경쟁력 기여 포함	발전 부문에서 청정수소 사용을 통한 온실가스 배출 감축, 수소 생태계 육성, 신규 전력시장 부문으로서 수소 경제 본격화	변경 없음
경매대상	RFNBO 수소, 단위: kg <ul style="list-style-type: none"> 수소는 위임법령 C(2023) 1086에 정의된 기준 충족 필요 생산자는 생산된 수소에 대한 인증 제공 필요 온실가스 감축량은 전체 지급 기간에 걸쳐 계산 		혼소 방식으로 청정수소 또는 수소 운반체인 암모니아로부터 발전되어 한국 전력망에 공급되는 전력. 단위: MWh <ul style="list-style-type: none"> Lifecycle 탄소집약도가 수소 1kg당 ≤ 4kg CO₂e인 저탄소 경로를 통해 생산된 수소 	
총 경매 물량	수소 물량: 제한 없음 예산: 8억 유로 (일반 부문)	[조정] 10억 유로: 일반 부문 2억 유로: 해양 부문	경매 물량: 연간 6.5 TWh의 청정수소 기반 전력 (실제로는 적격 입찰 제한으로 약 0.75 TWh/년만 낙찰) 예산: 상한 있으나 비공개	경매 물량: 연간 3 TWh의 청정수소 기반 전력 예산: 상한 있으나 비공개
단일/복수 항목 경매	복수 항목			
1단계/2단계 경매	1단계			
경매 유형	정적 경매, 밀봉 입찰			
가격 결정 메커니즘	제시가 방식(pay-as-bid)			
지원 유형	산출 기반, 생산된 수소 kg에 연동		산출 기반, 발전된 전력 MWh에 연동	
지원 형태	고정 프리미엄		고정 요소와 연료비를 기초로 한 유동 요소가 있는 차액계약(CfD): <ul style="list-style-type: none"> 고정 요소: 기본 용량 지불금 또는 kWh당 보장 수익 변동 비용(연료 요 	[조정] 환율 리스크를 고려한 환율 연동 추가

구분	EU 2023	EU 2024 (신규 추가)	한국 2024	한국 2025 (신규 추가)
			소): 발전량에 따라 증가하는 운영비용, 주로 수소 연료비	
수요처	수요처에 대한 제한 없음		해당 없음 (구조상 수요처 없음)	
입찰 순위	가격만		가격(60% 가중치)과 비가격(40% 가중치)의 복합 평가 비가격 기준: 환경/온실가스 감축/온실가스 집약도, 산업/경제, 수용성/진행도, 계통 영향	
동점자 처리	다음 기준을 순서대로 적용: 1. 낮은 보조금 액수 2. 낙찰 금액이 적은 국가 3. 조기 운영 개시	[신규 추가] 무작위 추첨 형식의 최종 동점자 처리 추가	다음 기준을 순서대로 적용: 1. 낮은 가격 2. 청정수소 등급 3. 배출 계수 4. 연료 공급 안정성	
낙찰 메커니즘	총 경매 예산으로 전액 총당되는 마지막 입찰이 수락됨. 부분 입찰 불가. 다음으로 낮은 입찰은 예비 풀로 이동. 미낙찰 물량은 이월 안 됨		총 경매 예산으로 전액 총당되는 마지막 입찰이 수락됨; 목표는 5%까지 초과 가능. 부분 입찰 불가. 다음으로 낮은 입찰은 예비 풀로 이동. 미낙찰 물량은 이월 안 됨	
안전장치	<ul style="list-style-type: none"> 경매 간: 시장 테스트, 예산 및 경쟁 피드백 기반 경매 내: 없음 (환수 조항 등 없음) 이행 보증/투기적 입찰 방지: 최대 보조금의 4%; 적절한 신용등급을 가진 은행이나 금융기관이 서명한 보증; 이행 보증 발급을 위한 금융기관의 의향서가 입찰에 포함되어야 함 	<ul style="list-style-type: none"> [조정] 이행 보증 8%로 인상 [신규 추가] 과거 참여 수준에 기반한 경매 일정 	<ul style="list-style-type: none"> 경매 간: 총 입찰 가격과 연료 연동 요소 모두에 비공개 상한가 적용; 어느 상한을 초과하는 입찰도 실격. 상업 운전일로부터 48개월까지 지연에 대한 패널티 없음 경매 내: 입찰 과정 전반에 걸쳐 담합 방지 및 투명성 보호장치 시행 이행 보증/투기적 입찰 방지: 연간 계약 금액의 10% 이행 보증금 필요. 상업 운전 실패 시 몰수 	<ul style="list-style-type: none"> [조정] 지연 준공 유예 기간 제거; 표준 36개월 완공 기한 시행 (이 기간 초과 시 패널티 적용) [신규 추가] 장기 계약에서 외환 리스크를 헤지하기 위한 환율 연동 정산 메커니즘 도입. 유연성 도입: 연간 계약 물량의 부분 재배분 허용 (예: 정비 다운타임)
입찰 및 프로젝트	허용성(합격/불합격): 기한, 문서, EC 포털	[신규 추가] • 공급 안보, 산업 리	허용성(합격/불합격): • 제출 기한 및 필요	[신규 추가] • 적격 프로젝트 유

구분	EU 2023	EU 2024 (신규 추가)	한국 2024	한국 2025 (신규 추가)
	<p>사용</p> <p>적격성(합격/불합격):</p> <ul style="list-style-type: none"> • 프로젝트는 EEA 내 위치 • 최소 5MWe의 신규 설치 수전해 용량 (플링 없이) • 신규 건설 생산 시설에서 수소 생산 (최종투자결정 및 건설 이전) 	<p>더십 및 경쟁력 관련 기준: 프로젝트는 중국에서 표면 처리나 셀 유닛 생산 또는 스택 조립이 이루어진 수전해 스택의 조달을 25% 이하(MWe 기준)로 제한해야 함</p> <ul style="list-style-type: none"> • 안전 관련 기준: ISO 22734:2019 준수 • 사이버 보안 관련 기준: 계획 수립 필요; 데이터는 EEA 내 저장 • 정보 제공 의무: 장비의 의도된 원산지, 장비의 핵심 원자재 집약도, 수전해 제조업체의 재활용 전략, 장비가 준수하는 표준, 제조업체가 외국 재정 기여를 받는지 여부 • 외국 보조금, 국가 지원 및 무역 방어 수단에 관한 규칙 적용 	<p>문서 충족</p> <ul style="list-style-type: none"> • 입찰자는 입찰 시점에 발전사업 허가를 보유하거나 신청했어야 함 • 프로젝트는 신재생 에너지 공급의무화 제도(RPS)에 등록되지 않아야 함 	<p>형에 변경 없으나 청정수소 인증 기준 엄격히 준수 지속 (완화 불허)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 중복 방지 규칙 강화: RPS 의무를 이행하는 프로젝트는 계속 제외 [조정] • 운영 준비성 강조: 더 엄격한 프로젝트 인도 기한 준수 (안전장치 하의 36개월 완공 규칙과 연계)
	<p>관련성 및 품질(합격/불합격):</p> <ul style="list-style-type: none"> • 재생에너지 조달 전략: 많은 데이터 제공 필요 / 수명기간 전력 공급의 60%는 의향서/양해각서/사전계약으로 뒷받침되어야 함 • 수소 수요처 전략: 동일 • 수전해 조달: 동일 		<p>적격성(합격/불합격):</p> <ul style="list-style-type: none"> • 프로젝트 유형: 청정수소 또는 청정 암모니아 20% 이상 혼소 발전소 (발열량 기준) 100% 수소 발전소 (예: 터빈, 연료전지) • 연료는 한국의 청정수소 인증 시스템 하에서 "청정수소"로 인증되어야 함 	

구분	EU 2023	EU 2024 (신규 추가)	한국 2024	한국 2025 (신규 추가)
	<ul style="list-style-type: none"> • 헤징 전략 증거, 즉 비용과 수익 증가 간 "실질적 대칭성" 이 신뢰성 있게 입증되어야 함 • 환경 허가: "절차가 시작되었고 운영 개시 기한을 맞추기 위해 긍정적으로 해결될 것이라는 신뢰할 만한 증거" • 계통 연결 허가: 동일 • 기술적, 재무적 및 운영 성숙도 평가 • 은행의 이행 보증 의향서 • 지원 누적 규칙: 불허 : CAPEX/OPEX 지원, 일반 부과금 포함 일반 전력 가격 구성요소, CO2 부과금 보상, 국가 보조 수소 소비로 수요가 증가하는 경우의 수요처, 추가성 요건: 사용되는 전력은 일반적으로 국가 보조금을 받을 수 없음 (예외 적용), 허용: 프로젝트 개발/타당성 연구 지원, 역량 개발(수전해 제조 포함), 비특정 운송 인프라, 에너지 및 환경 정책 목표 재원 마련 부과금 <p>평가 후 및 보조금 계약 서명 전:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 이행 보증 (위의 "안 		<p>관련성 및 품질(합격/불합격):</p> <ul style="list-style-type: none"> • 입찰자는 재무 건 	

구분	EU 2023	EU 2024 (신규 추가)	한국 2024	한국 2025 (신규 추가)
	<p>전장치" 참조)</p> <ul style="list-style-type: none"> 재무 능력 확인 로컬 콘텐츠 요구 사항 없음 		<p>전성 입증 (예: 신용 등급)</p> <ul style="list-style-type: none"> 실행 가능한 기술 및 운영 계획 제출 프로젝트는 기술적 신뢰성 및 이행 능력 증거 제시 	
컨소시엄	EU: 법인 확인 및 "EU 제외 상황 제한" 준수. 컨소시엄 구성원 출신에 대한 제한 없음		컨소시엄 참여 허용. 계약 상대방으로 주관 기업 지정 필요. 각 컨소시엄 구성원의 역할과 책임을 입찰서에 명확히 정의해야 함. 재무 및 기술 능력은 컨소시엄 및 구성원 수준 모두에서 평가될 수 있음. 주관 기업이 프로젝트 이행 및 계약 준수에 대한 주요 책임을 짐. 컨소시엄 구조는 낙찰 후에도 유지될 수 있으나, 계약상 의무는 주관 입찰자에게 있음	
기한	<ul style="list-style-type: none"> 이행 보증 발급: 선정된 신청자를 보조금 계약 준비에 초청하는 평가 결과 통지서 발송 후 2개월 이내 프로젝트 운영 개시 (보조금 계약서 명일로부터): 보조금 계약 서명 후 5년 이내. 입찰서에 명시된 명판 수전해 용량의 100%가 운영에 들어야 함 	<p>[신규 추가]</p> <ul style="list-style-type: none"> 프로젝트 운영 개시: 안전 및 사이버 보안 요구사항도 충족되어야 함 재무적 종결 (Financial close): 보조금 계약 서명 후 2.5년 이내 	<ul style="list-style-type: none"> 계약 및 운영 개시: 전력 구매 계약 (PPA)은 2024년 말까지 서명. 프로젝트는 계약 서명 후 36개월 이내 상업 운전 개시. 48개월 이내 상업 운전 일(COD) 달성 시 지연 패널티 면제 (유예 기간은 1차에만 적용) 최소 투자 이정표: 총 프로젝트 예산의 최소 30%를 계약 서명 후 18개월 이내 투자해야 함. 미달 시 검토 및 잠재적 계약 해지 가능 프로젝트 수명: 각 낙찰 프로젝트는 상업 운전 일 (COD)로부터 15년 수급 계약 받음 	<p>[신규 추가]</p> <p>유연한 인도 일정 도입: 프로젝트는 승인 하에 계약 연도 간 연간 공급 물량 재배분 가능 (예: 계획 정비)</p>
제재	<ul style="list-style-type: none"> 운영 개시 기한 미 준수: 보조금 계약 	<p>[신규 추가]</p> <ul style="list-style-type: none"> 재무적 종결 기한 	<ul style="list-style-type: none"> 운영 개시 기한 미 준수: 48개월(유예 	<p>[신규 추가]</p> <p>환율 연동 정산이</p>

구분	EU 2023	EU 2024 (신규 추가)	한국 2024	한국 2025 (신규 추가)
	<p>종료 및 이행 보증 집행</p> <ul style="list-style-type: none"> 장기간 심각한 생산 부족 (3년 순환 기준으로 연간 보조금 물량의 30% 미만): 보조금 계약 종료 및 보조금 삭감 70% 온실가스 감축 미달성: 보조금 삭감 	<p>미준수: 보조금 계약 종료 및 이행 보증 집행</p> <ul style="list-style-type: none"> 운영 개시는 CINEA의 승인을 받아야 함 공급 안보, 산업 리더십 및 경쟁력 기준 미이행: 보조금 삭감 또는 계약 종료 해양 부문 입찰의 경우: 재무적 종결 시 해양 부문 수요처와 명시된 물량의 60%에 대한 계약 미체결: 보조금 삭감 	<p>기한) 이내 상업 운전을 달성하지 못하면 정부가 패널티를 부과하거나 계약 조정/종료 개시 가능</p> <ul style="list-style-type: none"> 투자 부족/이정표 실패: 프로젝트가 계약 서명 후 18개월 이내 총 예산의 $\geq 30\%$를 투자하지 못하면 정부 검토 후 계약 해지 가능 연료 기준 위반: 청정수소 인증제도에 따라 인증되지 않은 수소 사용 시 부적격 또는 계약 위반 결과 초래 가능 입찰 규칙 위반(예: 담합): 위반 시 입찰 실격, 계약 취소, 향후 참여 제한 초래 가능 	<p>정확하게 적용되어야 함</p>
입찰 구성요소	입찰 가격: EUR/kg 단위 고정 프리미엄		입찰 가격: 수소 기반 발전에 대한 제시 전력 가격 (KRW/kWh). CfD 방식 입찰로 구성: 정부가 시장 전력 가격과 입찰 행사 가격 간 차액 지급	
	생산 물량: 10년 생산 기간 동안 연간 예상 생산 물량(kg)		생산 물량: 15년 계약 기간 동안 연간 계약 전력 발전 물량(MWh/년). 입찰은 성과 모니터링 대상 연간 인도 물량을 명시해야 함	
입찰 하한가	없음			
입찰 상한가	4.50 EUR/kg	[조정] 4.00 EUR/kg로 인하	총 평준화 비용(MWh당 KRW) 및 입찰의 연료비 구성요소에 대한 비밀 상한. 총 LCOE 상한 또는 연동 연료 가격 상한을 초과하는 입찰은 실격	
연간 최소 및 최대	예상 연평균 생산량에 상한 또는 하한 없음			

구분	EU 2023	EU 2024 (신규 추가)	한국 2024	한국 2025 (신규 추가)
수소 생산량				
최소 및 최대 보조금 액수	최대 보조금 액수 (입찰 가격 x 예상 연간 물량 x 10년)는 경매당 총 보조금 물량의 1/3 최대 보조금 액수: 2억 6,670만 유로	[조정] 각 입찰에 최대 보조금 액수 제한 적용: 일반 부문 2억 5천만 유로, 해양 부문 2억 유로	고정 금전 보조금 없음 - 지원은 시간 경과에 따라 성과 기반	
기술, 지역 및 주체	다양한 기술, 지역 또는 주체에 대한 특별 규칙 없음	[신규 추가] 해양 수요처가 있는 프로젝트를 위해 2억 유로 배정	기술 중립적 접근: 모든 수소 기반 발전 기술 적격. 발전 프로젝트는 한국 내 위치해야 함. 공공 및 민간 부문 개발자 모두에게 개방	
CO ₂ 감축 한계치 및 계산 방법론	없음	[신규 추가] CINEA가 6.84 tCO ₂ -eq./tH ₂ 를 사용하여 계산	최대 Lifecycle 탄소집약도: 4.0 tCO ₂ -eq./tH ₂	
보조금 지급 개시	프로젝트의 운영 개시		상업운전일(COD)	
보조금 지급 일정	운영 개시로부터 6개월마다		연간	
보조금 기간 / 최대 지급 기간	운영 개시로부터 10년 (예상 생산 물량에 더 일찍 도달하면 더 짧음)		COD로부터 15년간 계약된 자원(CfD 지급 또는 프리미엄) 수령	
보조금 연동	연동 없음		연동 없음	[신규 추가] 환율 연동
최대 보조금 지급 물량	최대 보조금 액수 (생산 부족 시 감소)		물량은 입찰서에 명시된 연간 계약 수량으로 상한 설정	
초과 및 부족 생산 한도	초과 생산: 연간 생산량의 1/2의 140%를 초과하는 반기 생산량은 지원을 받지 못함		지급 삭감, 지연 또는 계약 종료가 적용될 수 있음	

※ 출처: 저자 작성

2 인터뷰 기반 경험적 분석

본 연구는 한국의 청정수소발전 입찰시장(CHPS)이 수소 기술 개발 및 확산에 미치는 영향을 실증적으로 파악하기 위해 제도 설계자, 시장 참여 발전사업자, 그리고 수소 생산 및 인증 분야 연구자를 대상으로 심층 인터뷰를 실시하였다. 인터뷰는 2025년 7월부터 8월까지 약 한 달간 비대면 화상회의 방식으로 진행되었으며, 제도의 실제 운영 경험과 기술적 파급효과에 대한 현장의 목소리를 수집하였다.

가. 제도 설계자 관점: 시장 메커니즘과 정책 의도

1) 제도 도입 배경과 목적

CHPS 제도의 설계를 담당한 전력거래소 관계자는 이 제도가 수소 수요처 창출을 통한 생태계 구축을 목표로 한다고 설명하였다. "저희가 수소 쪽에 대규모 수요처를 마련하면 수소 생산처도 생길 거고 도입하는 인프라도 구축되지 않을까라는 생각에 가장 먼저 할 수 있고 가장 많이 활용할 수 있는 분야가 발전 분야라고 생각했다"는 것이다. 이는 전통적인 공급 측면 지원이 아닌 수요 측면 시장 창출(demand creation)을 통한 산업 활성화 전략을 반영한 것이다. 제도 설계자는 일반수소 발전시장을 2023년에 먼저 개설한 이유에 대해 "부생수소를 활용하려면 배관망을 구축해야 하는데 그 배관망을 나중에 청정수소를 가지고 왔을 때 활용하자"는 단계적 인프라 구축 전략을 설명하였다. 또한, 연료전지 기술을 먼저 도입함으로써 "나중에 청정수소를 활용하는 연료전지나 발전 기술을 개발하는 데 도움이 되지 않을까"라는 기술 발전 경로를 고려하였다고 밝혔다.

2) 기술 중립성과 시장 경쟁 구조

CHPS의 핵심 설계 원칙 중 하나는 기술 중립성이다. 설계자는 "시장 설계의 원칙이 5개가 있는데 그중 하나가 기술 중립"이라며, 발전 기술뿐만 아니라 수소 생산 기술의 중립성도 단일 시장에서 경쟁하는 것이 맞다고 설명하였다. 이러한 원칙 하에 그린수소와 블루수소를 분리하지 않고 통합 시장에서 경쟁시키는 구조를 채택하였다. 다만 "쿼터제를 나눠서 하게 되면 그린과 블루 사이의 가격 경쟁하려는 의도 자체는 없을 것"이라며, 가격 경쟁 활성화를 위해 단일 시장 구조를 유지한다고 밝혔다. 이는 구매 의무를 진 한국전력의 비용 부담을 최소화하려는 의도와도 연결된다. 기술 중립성의 또 다른 측면은 혼소율 설정에서 드러난다. 설계자는 "20% 혼소 정도는 왜야 지금 국가에서 연구개발 실증을 하고있는 그 목표치"라며, 기술개발을 촉진하기 위해 의도적으로 도전적인 수준을 설정하였다고 설명하였다. "10% 수준

정도면 기술개발이 활발하게 이루어지지 않더라도 지금 수준에서도 충분히 가능한 수준"이기 때문에 더 높은 목표를 설정한 것이다.

3) 제도 개선 과정과 사업자 피드백

2024년 첫 입찰의 결과를 바탕으로 2025년 제도에는 여러 개선사항이 반영되었다. 가장 중요한 변화는 환율 리스크 완화 조치였다. 설계자는 "발전 사업자들이 환율에 대해서 헤징을 할 수 있는 방안이 전혀 없다"며, "지금 환율이 1350원이라고 하더라도 1450원 1500원까지 환율을 높게 잡아서 작성해서 가지고 오시더라"는 문제를 지적하였다. 이에 따라 기준 환율을 설정하고 변동성을 반영하는 메커니즘을 도입하였다.

물량 차입 및 이월 제도도 새롭게 도입되었다. "사업자들이 연료를 도입하는 부분이 있고 연료 도입에 차질이 생길 수가 있다"는 점과 "계획 예방 정비가 점점 늘어나고 있는 증가 추세"라는 현실을 반영한 것이다. 당초 이월만 고려하였으나 "사업자분들이 이걸 당겨오는 방안도 있으면 좀 더 유연하게 발전기를 운영하거나 연료 도입 리스크에서 자유로워질 수 있다"는 의견을 수용하여 차입제도까지 도입하였다.

제도 설계자는 별도의 실무협의회랑 위원회를 구성하고 연에 1에서 2회 정도는 대규모 사업자 설명회를 열고 있으며 업계 간담회는 수시로 개최한다고 밝혔다. 이러한 지속적인 소통 과정을 통해 현장의 목소리를 제도에 반영하려는 노력을 기울이고 있다.

4) 글로벌 경쟁력과 협상력 확보 전략

제도 설계자는 한국이 수소 수입국으로서 피해를 보지 않기 위한 전략적 고민도 공유하였다. "외국에 수소 생산하는 사업자들이 포커스를 맞추는 게 우리나라"이지만, "예상한 것과는 조금 다르게 구매자가 한국밖에 없고 발전 사업자들 입장에서 꼭 이 수소를 구매를 해서 발전을 할 수밖에 없는 압박이 있으니 자칫하면 오히려 구매자 우위가 아니고 생산자 우위의 시장이 되지 않을까"라는 우려를 표명하였다.

이를 방지하기 위한 제도적 장치로 상한가격 설정과 계약 조건 개선 유도를 들었다. "국민의 수용성을 생각하면 상한 가격을 낮춰야 되는 게 사실이고 국제적으로 한국이 일정 수준 이상의 수소 가격은 허용하지 않더라는 시그널을 분명히 보내야 한다"는 것이다. 또한, 비가격 평가에서 "도착지 조건을 완화해서 다른 곳으로 되팔 수 있는 조항을 만들어 놓으면 유연하게 물량을 조절 가능하니" 점수를 더 주는 방식으로 협상력을 강화하려 하였다.

5) 향후 제도 발전 방향

설계자가 제시한 향후 과제는 여러 측면에서 복잡한 균형을 요구한다. 상한가격 설정의

딜레마에 대해 "무탄소 전원 기반으로 상한 가격을 설정해서 국민의 수용성을 많이 생각하고 있다"며, "청정수소 LCOE를 기반으로 상한가격을 산정하는 게 맞다고 생각은 하지만 청정수소 발전 기술개발도 아직 안 돼 있는 상태여서 사업자분들이 제출하는 투자비가 정확한 자료인지 파악하기 어렵고 수소 도입 가격도 실제로 데이터가 부족한 상황"이라고 고민을 토로하였다.

이용률 보장 문제도 지속적인 이슈이다. "전략 시장 내에서 발전량을 보장하는 경우는 그 어떤 전원도 없으므로 타 전원과의 형평성이라든가 전기사업법을 위반하는 사례가 될 수도 있다"며 어려움을 설명하면서도, "최대한 유연하게 할 수 있도록 전력시장 운영 규칙을 개정해서 수소 발전 코드를 입력하면 제약 운전으로 돌아갈 수 있게끔 제도를 만들려고 하고 있다"는 대안을 제시하였다.

장기적으로는 전력거래소의 역할 확대도 구상하고 있었다. "수소 생산에 대한 지원이나 제도를 어떻게 만들 거며 전력 시장이랑 어떻게 연계해 갈 건가" 하는 생산 측면과, "수소산업법 내에 지정할 수 있게 되어 있는 수소 거래소의 업무까지 영역을 확장해 나가보자"는 방향을 제시하였다. 이는 CHPS가 단순히 발전시장에 그치지 않고 수소 경제 전반의 시장 인프라로 발전할 가능성을 시사한다.

나. 발전사업자 관점: 시장 참여 경험과 전략

1) 제도의 기술 개발 촉진 효과

국내 공기업 발전사 네 곳(A, B, C, D사)은 공통적으로 CHPS 제도가 기술개발을 강제하고 가속화하는 효과가 있다고 평가하였다. A사는 "암모니아 혼소나 수소 전소 기술이 상용화되지 않은 상태에서 제도가 먼저 출범하여 낙찰 시 사업과 실증이 동시에 진행되는 구조"라며, "제도가 기술개발을 강제하고 가속하는 효과가 있다"고 평가하였다. 특히 "비싼 연료를 효율적으로 활용하는 기술개발이 필요한데 제도가 없었으면 착수하지 못했을 가능성이 크다"고 덧붙였다.

B사는 법적 기반의 중요성을 강조하였다. "2021년 수소법 제정으로 한전에 수소 발전 전력 구매 의무가 부과되고 이를 기반으로 청정수소 발전 입찰 시장이 개설되었으며 낙찰 결과는 전력수급기본계획에 반영"된다는 점에서 장기적 투자의 확실성이 보장된다고 보았다. 또한 "석탄이나 LNG 발전의 신규 전환 제한, LNG 신규 건설 중단으로 대체 유연성 전원이 필요한 상황에서 수소 전소 발전이 향후 유연성 전원의 핵심 후보로 부상"하고 있다고 분석하였다.

C사는 단계적 접근의 실용성을 언급하였다. "2022년 수소법 개정으로 입찰 시장 개설 이후 발전 5사가 석탄 암모니아 혼소, LNG 복합 수소 연소 등 기본계획을 수립"하였고, "암모니아

저장과 발전 설비, 혼소 실증을 위한 정부 연구개발에 착수하면서 CHPS 시장에 참여"하고 있다고 설명하였다. 다만 "해외 도입 수소, 특히 블루수소가 가격 경쟁력을 가지면서 국내 생산은 단가가 높아 기술개발 동기가 약화될 수 있다"는 우려도 표명하였다.

D사는 제도 개선의 긍정적 효과를 지적하였다. "2025년 환율 보정 도입으로 과거 10년 평균 환율을 적용하여 연료 가격 변동성이 완화"되었고, "물량 차입 제도 신설로 차입과 이월이 모두 허용되어 운용 유연성이 확대"되었으며, "준비기간 4년 유지로 기술 개발 시간을 확보"할 수 있게 되었다고 평가하였다.

2) 블루수소 vs 그린수소 전략의 현실

모든 발전사가 단기적으로는 블루수소 중심이지만 장기적으로 그린수소 전환이 필요하다는 인식을 공유하고 있었다. 그러나 현실적으로는 가격 경쟁력으로 인해 블루수소가 우위를 점하고 있는 상황이다.

A사는 시장 구조의 한계를 지적하였다. "블루수소와 그린수소를 구분 없이 가격 중심으로 평가하다 보니 저가 연료인 블루수소가 우위에 있다"며, "블루수소는 과도기적이고 장기적으로 그린수소로의 전환이 필요하지만 그린 투자 유인책인 쿼터나 가점이 부재하여 전략적 투자가 어렵다"고 토로하였다. 또한 "RE100과 CHPS의 연계성이 낮다"는 점도 문제로 지적하였다.

B사는 가격과 공급의 현실을 직시하였다. "그린수소 국내 생산은 불가능에 가깝고 해외 단가도 매우 높아서 당분간 블루수소 중심이 될 수밖에 없다"며, "글로벌 공급도 블루수소 프로젝트가 더 활발하다"고 설명하였다. 다만 "블루수소든 그린수소든 인프라 구축 필요성은 유사하며 암모니아 형태로 수입 후 국내에서 크래킹을 활용할 수 있다"는 기술적 유연성을 언급하였다.

C사는 구체적인 가격 차이와 전략적 대응을 설명하였다. "블루수소와 그린수소의 가격 차이가 100에서 300달러 수준"이며, "상한가격 제약으로 저가 연료 위주인 블루수소 중심으로 선정되는 경향"이 있다고 분석하였다. 그러나 "1등급 그린수소와 4등급 블루수소의 비가격 점수 차이를 가격으로 환산하면 약 100달러를 커버할 수 있어서 올해는 블루수소 단독 전략이 불리하고 블루수소와 그린수소 혼합 전략이 필요"하다고 전략을 조정하였다.

D사는 시장 통합의 문제점을 강조하였다. "블루수소와 그린수소 혼합이 가능하나 가격 차이로 블루수소를 선호하고 있으며 시장 통합 구조로 그린수소 경쟁력이 약화되어 그린수소 전용 시장이나 쿼터의 필요성이 제기"된다고 주장하였다. 또한 "현재 선박 운송 연료와 크래킹 연료의 온실가스 배출은 2029년까지 미포함되나 2030년 이후 포함 시 비용 증가 및 등급 하락이 가능"하다는 장기 리스크도 지적하였다.

3) 비가격 요소의 실질적 영향

비가격 요소는 제도상 존재하지만 실질적 영향력은 제한적이라는 것이 발전사들의 공통된 평가였다. 온실가스 감축 기여도, 산업 경제 기여도, 사업 신뢰도, 주민수용성 및 사업 진척도, 계통수용성 등이 주요 평가 항목이지만, 발전사 간 차별화 폭이 작다는 것이다.

A사는 전략적 접근을 설명하였다. "블루수소 기반에 일정 비율 그린수소를 포함하여 포트폴리오를 최적화하고 청정수소 등급에서 1등급을 일부 포함하여 점수를 확보"한다고 밝혔다. "국내 산업 기여도, 계통, 주민수용성 등 기본 요건은 발전사들이 대동소이"하지만, "2024년 환율 보정 도입으로 가격 경쟁 조건이 평준화되면서 비가격 요소의 중요성이 상승"하였다고 분석하였다.

B사는 주민수용성의 결정적 중요성을 강조하였다. "전력망 인프라, 발전사업 허가, 주민수용성 등이 주요 항목"인데, 특히 "석탄발전 암모니아 혼소 시 발전사업 변경 허가가 필요하므로 주민수용성이 결정적"이라고 지적하였다. 다만 "비가격 요소는 가격 차이가 작아질 때 차별화가 가능"하다고 보았다.

C사는 환율 고정 이후의 변화를 설명하였다. "환율 고정 이후 가격과 점수의 최적 조합 설계가 가능해져서 블루수소와 그린수소 혼합 비중 조정으로 점수를 극대화"하는 전략을 구사하고 있다고 밝혔다. 주요 항목으로는 온실가스 감축 기여도, 산업 경제 기여도, 사업 신뢰도, 주민수용성, 계통수용성을 들었다.

D사는 실질적 제약을 언급하였다. "그린수소 비율 확대 시 점수가 상승하지만 혼합 비율이 일정 수준 이하이면 점수효과가 미미"하고, "국내 산업 기여도는 중소기업 기술개발 제품 도입을 통한 고용 창출을 부각"하며, "지역 수용성과 사업 이행력을 강조"한다고 설명하였다. 다만 "연료 생산 단계의 지분투자 시 고득점이 가능하지만 조 단위 투자 부담으로 실질적 차별화가 어렵다"는 한계를 지적하였다.

4) 입찰 참여의 주요 도전 과제

발전사들이 공통적으로 지적한 가장 큰 도전 과제는 상한가격 충족, 연료비 변동성, 이용률 보장, 그리고 준비기간의 적절성이었다.

A사는 전략적 변수들을 나열하였다. "그린수소 비율 결정, 효율 1% 차이가 연료비에 큰 영향을 주므로 설비 설계와 운영 최적화가 중요하며, 설비 구성도 전소와 혼소 타입, 저장탱크 수, 부두 신설과 개조 등 다양"하다고 설명하였다. 시장 구조의 제약도 지적하였는데, "노후 복합발전소는 입찰에서 배제되어 효율 낮은 설비가 제외"되고 "신규 발전기 사업권 부여가 불확실"하다는 것이다. 또한 "낙찰 물량만큼 발전 보장을 요구하나 계통 제약 시 불가능하며 이월과 차월 제도가 있으나 제한적"이라고 토로하였다.

B사는 이용률과 재원 문제를 강조하였다. "계약 발전량 미달 시 연료비 Take-or-Pay 부담이 발생하고 불가항력으로 가동 불가 시 비용 보전 장치가 없다"며, "정부 지원이 부재한 상황에서 초기 구상된 수소 등급별 지원금과 달리 실입찰 시 모든 리스크를 사업자가 부담하는 구조로 설계"되었다고 비판하였다.

C사는 연료비와 투자회수 구조의 불확실성을 언급하였다. "환율과 국제 가격 리스크가 크므로 헤징과 파생상품으로 일부 상쇄"하고 있으나, "발전량 보장 불확실성으로 계통 포화 시 급전 지시로 가동이 제한될 수 있다"는 문제를 지적하였다. D사는 복합적인 리스크를 나열하였다. "가격 측면에서 상한가 맞추기가 필수"이고, "사업 준비기간 4년 내에 인허가, 공사, 기술개발을 완료해야 하며 지연 시 계약기간 단축과 연료 계약 부담"이 발생한다고 설명하였다. 또한 "인허가 불확실성으로 지역 민원, 안전사고, 환경이슈로 착공이 지연될 수 있고", "기술 미성숙으로 혼소율 목표 20% 미달 시 계약 취소 위험"이 있다고 우려하였다.

5) 발전사별 차별화 전략

네 개 발전사는 각자의 자산 포트폴리오와 전략적 방향에 따라 차별화된 접근을 취하고 있었다. A사는 포트폴리오 최적화 전략을 추구하고 있다. "태안 수소 혼소 발전소를 우선 타깃으로 손실 없이 운영이 가능"하며, "평택 등 항만 인접 발전소로 확장하여 암모니아 도입을 확대"할 계획이다. "규모 확대 시 내부 물량 처리 효율이 상승하고 비용 절감을 기대"할 수 있으며, "내륙 전환은 국가 수소망 구축 이후"로 계획하고 있다. 이 회사는 "CHPS 참여를 회사 주력사업이자 전담 조직으로 격상"하여 조직적 대응을 강화하였고, "항만 인접 복합 LNG 발전소를 첫 전환 타깃"으로 삼고 있다.

B사는 이용률 확보와 신규 전원 대체에 집중하고 있다. "석탄 발전 이용률 감소 추세 속에서 CHPS 참여로 이용률 유지 및 상승을 기대"한다. "석탄 폐지 이후 후속 설비 필요성이 증대되면서 수소 전소 신규 건설을 검토"하고 있으며, "민간도 석탄 이용률 감소와 탄소가격 상승에 대응하기 위해 혼소 도입을 검토"하는 추세라고 분석하였다. "2024년 12월 낙찰 시 2026년부터 2029년 말까지 암모니아 혼소 발전이 가능"하며, "여수 유동층 보일러 연구개발"을 진행 중이다.

C사는 생산부터 발전까지 전주기 확보를 추진하고 있다. "환율과 상한가격 불확실성 속에서 저가 연료인 블루수소를 우선 확보"하되, "향후 비가격 점수 영향 확대에 따라 혼합 조달 구조로 전환"할 계획이다. "CHPS 시장은 기술 중립적이어서 수소 혼소, 전소, 연료전지, 수소엔진 등 다양한 기술 진입이 가능"하다는 점을 활용하고 있다. "암모니아 혼소 20%(석탄)와 수소 혼소 50%(LNG)를 목표로 2027년 12월 정부 과제 종료 후 2028년 기술 완성도 제고 및 실증을 거쳐 2028년 말 청정수소 발전 개시"를 목표로 하고 있다. 특히 "해외 블루수소 및 그린수소 프로젝트에 국내 기업 참여를 확대하여 생산부터 도입, 발전까지 전주기 확보를

추진"하는 전략을 강조하였다.

D사는 고효율 해안권 중심 전략을 채택하였다. "과거에는 2030년까지 모든 대상 발전기에 20% 혼소를 계획"하였으나, "현재는 입찰 경쟁력 높은 해안권 위주 발전기를 선별하여 집중하고 내륙 발전기는 2035년에서 2040년 이후로 이연"하였다. "NDC 달성 전략도 변화하여 CHPS 물량이 한정된 상황에서 재생에너지, 바이오매스, 수소 전소 등 대안을 확대"하고 있다. "2025년 입찰에서는 당진 석탄 암모니아 혼소와 울산 LNG 복합 수소 혼소"를 계획하고 있으며, "2027년 연구개발 완료 후 상용화"를 목표로 한다. "해안권 발전기 중심으로 전환하고 내륙권은 수소망 구축 이후 전환"하는 장기 전략을 수립하였다.

6) 해외 연료 조달과 협상력 문제

발전사들은 공통적으로 해외 연료 조달 과정에서의 협상력 확보를 중요한 과제로 인식하고 있었다. A사는 "해외 개발사와 공동사업이 필수적이며 오프테이커 협약이 영향력 확보의 핵심"이라고 강조하였다. 그러나 "발전사 간 공동 구매가 비용 절감에 유리하나 제도의 경쟁구조와 낙찰 불확실성 등으로 실행이 어렵다"는 딜레마를 토로하였다.

공동 구매의 어려움은 여러 발전사가 언급하였다. A사는 "공동 구매를 하게 되면 모두가 똑같은 연료비를 사용하게 되어 결국 효율 싸움일 수밖에 없다"며, "똑같은 연료를 사왔는데 효율 좋은 발전기가 당연히 경제성을 확보하게 되고 고정비 투자를 얼마큼 하느냐에 따라 특히 혼소는 개조비만 들어가게 되니까 혼소 발전이 훨씬 유리하게 되어 전소 발전으로 나아가는데 시간이 지체될 수도 있다"고 분석하였다. 또한 "산업 경제 기여도 측면에서도 그린수소와 블루수소에 대한 가점이 사라지게 되고", "발전사가 별도로 지분율 투자를 하는 경우 가점을 줄 수 있겠지만 그렇게 지분 투자를 하게 되면 사울 수 있는 물량이 더 커지고 가격 협상의 주도권을 쥐게 되는데 공동 구매에서 이탈하는 사람이 발생할 수 있다"는 구조적 문제를 지적하였다.

이용률 보장 문제도 공동 구매의 장애 요인이다. "이용률 보장을 안 하는 상황에서 발전을 못하게 되어 연간 물량을 못 맞추게 되면 공동 구매로 물량이 정해져 있고 가격이 정해져 있는 상태에서 해외에서 Take-or-Pay 계약을 맺어왔다면 이 물량을 버릴 수밖에 없고 누군가는 더 부담을 하게 되는데 발전사 입장에서도 이행하지 못하는 물량이나 비용에 대해서는 어떻게 처리할 건가 하는 리스크"가 있다는 것이다.

7) 제도 개선 요구사항

발전사들은 산업부와의 간담회를 통해 지속적으로 개선 요구사항을 전달하고 있었다. 공통된 핵심 요구사항은 다음과 같다. 첫째, 블루수소와 그린수소 시장 분리 또는 그린수소 쿼터제 도입이다. A사는 "블루수소는 과도기적이고 장기적으로 그린수소로의 전환이

필요하지만 그린 투자 유인책인 쿼터나 가점이 부재하여 전략적 투자가 어렵다"고 지적하였다. D사도 "시장 통합 구조로 그린수소 경쟁력이 약화되어 그린수소 전용 시장이나 쿼터의 필요성이 제기된다"고 강조하였다.

둘째, 발전기 유형별 준비기간 차등화이다. A사는 "신규 발전기 사업권 부여가 불확실"하고 D사는 "신규 LNG 복합 건설에 필요한 준비기간 6년 반영이 미흡"하다고 지적하였다. 기존 설비 개조와 신규 건설 간의 준비기간 차이를 인정해야 한다는 것이다.

셋째, 이용률 보장 장치 마련이다. B사는 "계약 발전량 미달 시 연료비 Take-or-Pay 부담이 발생하고 불가항력으로 가동 불가 시 비용 보전 장치가 없다"며 제도적 보완을 요구하였다. A사도 "낙찰 물량만큼 발전 보장을 요구하나 계통 제약 시 불가능"하다는 현실을 지적하였다.

넷째, 비가격 요소 평가의 실효성 강화이다. 특히 주민수용성과 산업 기여도 평가에서 실질적 차별화가 가능하도록 평가 구조를 개선해야 한다는 요구가 있었다. B사는 "주민수용성이 결정적"이라며 지원 제도 강화를 요청하였고, D사는 "국내 산업 기여도에서 중소기업 기술개발 제품 도입을 통한 고용 창출을 부각"하려 하지만 "연료 생산 단계의 지분투자 시 고득점이 가능하지만 조 단위 투자 부담으로 실질적 차별화가 어렵다"는 한계를 지적하였다.

다섯째, 상한가격 및 물량 확대이다. 모든 발전사가 "가격이 핵심이며 상한가 맞추기가 필수"라고 강조하였다. 동시에 "CHPS 물량이 한정된 상황에서 일부 발전기만 참여 가능"하다는 제약을 지적하며 물량 확대를 요구하였다.

8) 장기 전망과 기대 효과

발전사들은 CHPS 제도가 장기적으로 한국의 수소 생태계 구축에 기여할 것으로 기대하고 있었다. B사는 인프라 측면의 기대 효과를 강조하였다. "수소 액화 효율 약 56% 대비 암모니아 경로 약 76%로 효율이 우수하고 암모니아는 기존 공급망과 인프라를 보유하며 발전소 활용 경험이 있어서 단기적 전환에 유리"하다는 것이다.

C사는 기술 발전의 파급효과를 언급하였다. "액화와 운송, 암모니아 크래킹 등은 국내 접근 가능성이 있다"며, 이러한 기술들이 발전 시장을 통해 상용화될 수 있을 것으로 기대하였다. 또한 "2027년 전 세계 청정 암모니아와 수소 공급 가능 사업자가 매우 제한적인 상황에서 해외 블루수소 및 그린수소 프로젝트에 국내 기업 참여가 확대되면 생산부터 도입, 발전까지 전주기 확보가 가능"할 것으로 전망하였다.

D사는 연구개발과 상용화의 연계를 강조하였다. "석탄 암모니아 혼소(미분탄과 유동층), LNG 복합 수소 혼소, 수소 전소 터빈 등 정부 주도 연구개발이 2027년 완료 목표로 진행 중"이며, "암모니아 크래킹, H급 가스터빈 수소 혼소 실증 등을 병행"하고 있다고 설명하였다. "2027년 연구개발 완료 후 상용화"를 목표로 하는 로드맵이 CHPS 일정과 맞물려 있다는

것이다.

그러나 동시에 우려도 존재한다. 모든 발전사가 "해외 도입 수소, 특히 블루수소가 가격 경쟁력을 가지면서 국내 생산은 단가가 높아 기술개발 동기가 약화될 수 있다"는 점을 지적하였다. 또한 "글로벌 공급도 블루수소 프로젝트가 더 활발"한 상황에서 한국이 "구매자 우위가 아니고 생산자 우위의 시장"에서 불리한 위치에 놓일 가능성도 경계하고 있었다.

다. 수소 생산 및 인증 연구자 관점: 기술적 병목과 제도적 연계

1) 청정수소 생산의 기술적 경제적 병목

수소 생산 분야 연구자는 청정수소 생산 확대의 가장 큰 병목이 재생에너지 전력 조달과 수전해 설비의 부하 대응 능력이라고 지적하였다. "단순히 수전해 기술로 수소를 생산하는데 그치지 않고 사실 100% 재생에너지 전력을 조달해야 되기 때문에 그 조달에서 가장 어려움이 있다"는 것이다. 특히 "우리나라 같은 경우에는 재생에너지 자체가 풍부하지 않고 수요가 많지 않은 시간대에 생산되는 재생전력을 에너지 저장 장치에 저장했다가 수전해기에 넣어줘야 하는데 그 과정에서 경제성이 하락할 수밖에 없는 상황"이라고 설명하였다.

기술적으로는 "수전해기 가동률이 일정 수준 유지돼야 경제성이 확보되는데 재생에너지 100%로 공급을 받으려고 하면 부하 대응을 어느 정도 해줘야 하는데 그 부하 대응을 충분히 못 해주기 때문에 에너지저장장치나 그리드 전력의 도움을 받아야 한다"는 현실을 지적하였다. "그 부분에서 기술 개선이 있으면 확실히 기여가 있을 것"이라며 수전해 설비의 부하 대응 기술 발전이 필요하다고 강조하였다.

블루수소의 경우 탄소포집저장(CCS)이 핵심 변수이다. "분류 수소 같은 경우에는 CCS에서 묻는 거, 그 부분에서의 물음표가 있는 게 일단 계속 세지 않고 영구적으로 저장할 수 있는 사이트를 찾아야 하는데 우리나라는 없으니까 해외 저장소를 고려해야 하는 상황에서 그 해외 저장소에서 얼마를 과금할지 모르기 때문에 사실 얼마가 될지 사실 모른다"고 불확실성을 언급하였다.

가격 전망에 대해서는 "호주라든지 사우디 미국처럼 폐가스전에 저장해준다 하는 나라에서 그 서비스에 대한 비용을 얼마나 책정할지 그리고 유지하기 위해서 투입되는 기술적인 비용이 얼마가 들지에 따라서 그 가격은 훨씬 더 올라갈 수 있다"며, "지금은 재생에너지는 워낙 비싸니까 그린수소가 더 생산 단가가 비쌀 거라고 하지만" 블루수소 가격도 상승할 여지가 있다고 분석하였다.

2) 국내 생산 vs 해외 도입의 딜레마

연구자는 국내 생산의 필요성과 현실적 제약 사이의 딜레마를 언급하였다. "수소도

처음에는 수소 경제가 도입됐을 때 우리나라에서도 에너지를 생산할 수 있다는 기회를 보고 시작했으나 사실 천연가스를 기반으로 블루 수소는 해외에서 천연가스를 조달해야 하기 때문에 사실상 우리나라에서 생산한 거라고 보기에 어렵다"고 지적하였다.

진정한 국내 생산은 "재생에너지나 원전을 기반으로 한 수전해 수소가 우리나라의 자원으로 개발하는 유일한 게 될 건데 거기서 우리나라 기술이나 소재 부품 장비가 받쳐주지 않으면 결국 다 해외 기술에 의존을 해야 하고 이 경우 에너지 안보나 산업 안보 측면에서도 문제가 될 것"이라고 강조하였다.

특히 지정학적 리스크를 중요하게 고려해야 한다고 주장하였다. "중국산 제품을 많이 쓰는 밸류체인을 구축해놨다가 중국이 공급망에서 배제되거나 미국이랑 중국의 사이가 틀어졌을 때 이에 대응할 수 있는 기술이 우리나라에 없으면 곤란해지는 상황"이라며, "우리나라 자체 산업을 어느 정도 가지고 있어야 나중에 대응이 될 것"이라고 보았다.

유럽의 사례를 들어 로컬 콘텐츠 규정의 중요성도 언급하였다. "유럽도 호주도 수소를 생산할 때 생산 보조금을 주는데 거기에 로컬 콘텐츠 규정이 다 있다"며, "자국 내 부품의 비중을 어느 정도 가져가야 하는 부분이 있다"고 설명하였다. "우리나라도 우리나라 산업을 키우려면 그렇게 해야 하는 상황이고 만약에 그렇게 생산된 수소를 철강 부문이나 석유화학 업종의 온실가스 감축에 이용한다고 했을 때 중국산 부품으로 만든 수소를 사용하는 거를 유럽이 수입해줄지" 의문을 제기하였다.

3) 해외 생산 단가와 국내 기술 개발 방향

해외 생산 단가와 국내 생산 단가의 격차가 기술 개발 방향에 미치는 영향에 대해 연구자는 수요의 중요성을 강조하였다. "비싼 에너지를 생산하는 데는 수요가 어느 정도 있느냐가 앞에 투자 드라이브를 걸어줘야 하는데 일단 국내 생산 수소를 수요하겠다는 기업이 많이 나오지 않을 가능성이 있다"고 분석하였다.

그 이유로 여러 요인을 들었다. "일단 비싸서 그런 것도 있고 물량 자체가 너무 적고 발전용으로 쓰기에는 충분한 물량이 나오지 않고 그린수소 같은 경우에는 재생에너지 변동성에 따라서 생산이 되다 보니까 물량을 고정적으로 확정할 수가 없다"는 것이다. 또한 "전력을 수소로 만들어서 다시 발전 부문에 쓴다는 거에 대한 사회적 저항이 있다. 비효율적이라고 생각하기 때문"이라고 지적하였다.

결국 "산업 부문에서 국내 생산 수소는 너무 비싸므로 해외 생산 수소를 더 선호할 가능성이 더 있다"며, "국내 기술이나 국내 산업이 개발되지 않는 가장 큰 이유는 그렇게 높은 가격으로 생산된 수소를 사갈 곳이 없다는 게 크다"고 결론지었다.

정부 지원의 필요성에 대해서는 "국내 생산에 대한 적극적인 지원을 통해 확실히 가격을 낮춰주고 그게 소비될 수 있게 해주면 보통 정부에서 지원할 때 국내 기술을 쓰라든지 국내 기업이

참여해야만 지원을 해준다 명시할 수 있다"고 제안하였다. 또한 "해외도 마찬가지로 국내에 비해서싼 거지 사실 싸지 않다"며 해외 생산도 "엄청 핑크빛은 아니다"고 현실을 지적하였다.

4) CHPS와 수소 생산 지원의 관계

수소 생산 연구자는 CHPS가 수소 생산에 미치는 효과를 긍정적으로 평가하였다. "수소 얘기하면 항상 닭이 먼저냐 달걀이 먼저냐 하는 문제가 있다"고 전제하였다. "모든 국가에서 논의를 하고 어느 정도 공감대가 있는 부분은 시장 창출이라고 해서 시장 그중에서도 수요 창출을 많이 강조를 하고 있다. 기술투자라든지 생산 설비를 구축하는 데까지 시간이 걸리는 거다 보니까 확실히 사줄 곳이 정해져 있어야만 관련 플레이어들이 참여하는 것"이라며 수요 창출의 중요성을 강조하였다.

LNG 밸류체인과의 유사성을 언급하며 "LNG도 마찬가지로 오프테이커라는 확실히 사줄 곳이 있는 상황에서 그 사람과 계약된 생산자가 계약된 물량만큼 생산하도록 투자하는 1대 1 매칭의 사업 구조를 가지게 된다"고 설명하였다.

CHPS의 긍정적 효과로는 "수요처가 확실히 있는 상태에서 앞단에 투자하는 역할로 보기 때문에 발전시장은 사실상 국제적으로 인정받는 수요 창출 정책이라고 볼 수 있다. 우리나라는 확실히 정부에서 전력수급기본계획이라든지 NDC를 통해서 수요량을 설정하고 이를 15년간 최대 장기로 계약을 해주겠다는 거니까 그러면 확실히 팔릴 수 있는 물량이 고정되어 그 앞단에 투자가 들어갈 수 있어 생산 쪽까지 확산이 되는 것"이라고 평가하였다.

유럽 및 일본과의 비교도 제시하였다. "유럽 수소 은행도 걸보기에는 생산자한테 보조해주는 것처럼 보이긴 하는데 자격 요건을 살펴보면 수요처와의 LoA 계약이 총 생산 물량의 60% 이상은 구매계약을 체결한 생산자만 자격을 얻는다. 일본에서 하는 차액 계약도 수요처랑 생산자랑 매칭해서 보조금 신청을 하게 돼 있다. 우리나라는 그발전 부문에서 수요를 확실히 해준다는 점에서는 생산 쪽까지 투자가 들어갈 수 있게 한 것"이라고 분석하였다.

라. CHPS 이해관계자 인터뷰 종합분석

한국의 CHPS는 수요 창출을 통한 수소 생태계 구축이라는 명확한 전략 하에 설계되고 운영되고 있다. 제도 설계자, 시장 참여 발전사업자, 수소 생산 및 인증 분야 연구자 모두 CHPS가 기술 개발을 촉진하고 인프라 구축을 유도하며 글로벌 공급망에서 한국의 위치를 확보하는 데 기여하고 있다고 평가한다.

그러나 동시에 가격 경쟁력이 절대 변수로 작용하면서 단기적 비용 효율성이 장기적 기술 혁신을 제약하는 구조적 긴장이 존재한다. 블루수소와 그린수소의 가격 격차, 혼소와 전소의 비용 차이, 해외 도입과 국내 생산의 경제성 차이는 모두 시장 참여자들이 점진적이고

보수적인 기술 경로를 선택하게 만드는 유인으로 작용한다.

청정수소 인증제는 배출량 기준을 통해 기술 개선을 유도하는 간접적 메커니즘으로 작동하고 있으며, 한국의 선도적 제도 개발은 국제적으로도 참조되고 있다. 그러나 인증제의 효과가 실제 시장에서 발현되기 위해서는 가격 경쟁력이라는 1차 관문을 통과해야 하며, 2024년 첫 경매의 저조한 결과는 이 관문의 높이를 보여주었다.

발전사들은 각자의 자산 포트폴리오와 전략적 방향에 따라 차별화된 접근을 취하고 있으나, 공통적으로 이용률 보장, 준비기간 차등화, 블루-그린 시장 분리, 비가격 요소 실효성 강화 등을 요구하고 있다. 이러한 요구는 제도의 안정성과 예측가능성을 높여 장기적 투자를 촉진하기 위한 것이다.

연구자들은 국내 기술 자립도의 취약성과 연구개발 체계의 비효율성을 지적하며, 수요 창출 정책인 CHPS를 넘어서 생산 지원 정책과 연구개발 체계 개선이 병행되어야 함을 강조한다. 특히 지정학적 리스크를 고려한 공급망 다변화와 국내 기술 역량 강화는 에너지 안보와 산업 안보 차원에서 필수적이다.

CHPS는 2024년 첫 경매의 경험을 바탕으로 2025년에 환율 보정, 물량 차입 제도 등을 도입하며 지속적으로 개선되고 있다. 이러한 제도 개선 노력이 이해관계자들의 피드백을 반영하여 지속된다면, CHPS는 한국의 수소 경제 구축과 탄소중립 달성에 중요한 역할을 할 수 있을 것이다. 다만 이를 위해서는 단기 비용 효율성과 장기 기술 혁신, 해외 도입과 국내 생산, 시장 경쟁과 협력 구조, 발전 수요와 산업 수요 사이의 균형을 찾는 정교한 정책 설계가 필요하다.

표 4-4 CHPS 이해관계자 인터뷰 종합분석 요약표

분석영역	주요 경험적 분석결과	쟁점 및 한계
기술 촉진 효과	<ul style="list-style-type: none"> 20% 혼소율 등 도전적 목표 설정으로 기술개발 가속화 실증과 사업이 동시 진행되는 강제적 혁신 구조 인증제의 엄격한 배출량 기준이 감축기술 투자 유도 	<ul style="list-style-type: none"> 기술개발이 상용화·스케일업에 집중, 원천기술 개발 미흡 해외 도입 우위로 국내 생산기술 개발 동기 약화 단기 비용효율성이 장기 혁신 제약
가격 vs 비가격 요소	<ul style="list-style-type: none"> 상한가 통과가 절대 변수, 비가격은 2차 차별화 요소 환율보정 도입으로 2025년부터 비가격 역할 확대 전망 1등급-4등급 간 약 150불 가격차이 효과 	<ul style="list-style-type: none"> 가격경쟁력이 모든 전략 결정의 최우선 고려사항 발전사 간 비가격 차별화 폭 제한적 국민수용성과 기술합리성 사이의 딜레마
수요창출과 공급망	<ul style="list-style-type: none"> 15년 장기계약으로 명확한 수요처 제공 LNG 밸류체인과 유사한 1대1 매칭 투자 	<ul style="list-style-type: none"> 구매자보다 생산자 우위 시장 가능성 발전사 간 공동구매 어려움(경쟁구조, 이

	<p>구조</p> <ul style="list-style-type: none"> • 해외 프로젝트 참여를 통한 전주기 공급망 확보 시도 	<p>용률 불확실성)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 국내 생산은 높은 단가로 수요처 확보 곤란
기술 중립성	<ul style="list-style-type: none"> • 혼소·전소·연료전지 등 다양한 기술경로 허용 • 발전사별 자산특성에 맞는 전략 선택 가능 • 블루-그린 통합시장으로 가격경쟁 촉진 	<ul style="list-style-type: none"> • 단기 비용우위 기술(혼소, 블루) 쓸림 현상 • 혁신적 기술(전소, 그린)로의 전환 지연 우려 • 효율 낮은 설비 배제로 전체 전환속도 둔화
인프라 구축	<ul style="list-style-type: none"> • 해안권 중심 암모니아 수입 인프라 투자 진행 • 발전 인프라의 산업 부문 활용 가능성 • 기존 공급망 활용으로 단기 전환 용이(암모니아) 	<ul style="list-style-type: none"> • 내륙 지역 전환은 국가 수소망 구축 이후로 지연 • 해안-내륙 간 수소 전환속도 격차 심화 • 전국적 인프라 구축 계획 부재
이용률과 계약구조	<ul style="list-style-type: none"> • 차입·이월제도로 10% 범위 유연성 확보 • 전력시장 운영규칙 개정으로 제약운전 허용 검토 	<ul style="list-style-type: none"> • Take-or-Pay 부담과 발전량 보장 불가의 모순 • 불가항력 상황에 대한 보전장치 부재 • 타 전원과의 형평성 및 전기사업법 제약
준비기간과 기술성숙도	<ul style="list-style-type: none"> • 4년 준비기간 유지로 기술개발 시간 확보 • 2027년 R&D 완료-2028년 상용화 일정 연계 • 정부 실증사업과 CHPS 일정 조율 	<ul style="list-style-type: none"> • 실증과 사업 동시진행의 높은 리스크 • 신규건설(6년)과 기존개조(4년) 차이 미반영 • 기술 미성숙 시 계약취소 위험
국제 경쟁력과 기술자립	<ul style="list-style-type: none"> • 한국 인증제의 국제적 선도성(최초 완성) • 타국의 한국 제도 참조 증가 • 발전사의 해외 프로젝트 참여 확대 	<ul style="list-style-type: none"> • 국내 수전해·터빈 기술 거의 전무 • 중국산 저가 제품 의존도 심화 우려 • 지정학적 리스크에 대한 대응력 취약
인증제 연계	<ul style="list-style-type: none"> • 보수적 배출량 산정으로 감축기술 투자 유도 • 1등급 초저배출 기준(0.1kg/kg)의 자극 효과 • 블루수소도 3등급 위해 재생에너지 연결 노력 	<ul style="list-style-type: none"> • 2024년 환율리스크로 인증효과 미발현 • 상한가 통과 실패 시 등급제 무용 • 2030년 이후 운송·크래킹 배출 포함 시 비용증가
제도 간 연계	<ul style="list-style-type: none"> • 전력수급기본계획-NDC-CHPS 연계 • 인증제와 입찰시장의 유기적 작동 • 정부 R&D와 상용화 일정 조율 	<ul style="list-style-type: none"> • RE100-CHPS 연계성 부족 • 생산지원 정책 부재 • 무탄소발전시장 등 타 제도와의 정합성 미흡

※ 출처: 저자 작성

3 정책적 시사점

가. 기술경제적·지정학적 평가에 기반한 수소 수입 전략

인터뷰를 통해 확인된 CHPS 제도의 실제 운영 경험과 현장의 요구사항을, 국제 수소 공급망에 대한 기술경제적·지정학적 실증 분석결과와 결합함으로써 한국의 청정수소발전시장이 나아가야 할 방향을 제시한다. 특히 Lee et al.(2025)³⁷⁾의 연구가 49개 잠재 파트너 국가를 대상으로 평준화 비용과 지정학적 적합성을 동시에 평가한 결과는, 인터뷰에서 제도 설계자와 발전사업자들이 공통적으로 우려한 생산자 우위 시장에 대한 위협과 공급망 안정성 문제에 대한 실증적 해답을 제공한다.

1) 경제성과 전략적 안정성의 균형

가) 비용 경쟁력과 지정학적 신뢰성의 통합 평가

CHPS 제도 설계자가 우려한 대로 한국은 "구매자가 저회박에 없고 발전 사업자들 입장에서는 꼭 이 수소를 구매해서 발전을 할 수밖에 없는 압박이 있어 자칫하면 오히려 구매자 우위가 아니고 생산자 우위의 시장이 되지 않을까"라는 구조적 취약성에 직면해 있다. 발전사업자들 역시 "해외 개발사와 공동사업이 필수적이며 오프테이커 확약이 영향력 확보의 핵심"이지만 "발전사 간 공동 구매가 비용 절감에 유리하나 제도의 경쟁구조와 낙찰 불확실성 등으로 실행이 어렵다"는 딜레마를 토로하였다. 이러한 현장의 우려는 단순히 가장 저렴한 공급국을 찾는 것을 넘어, 장기적으로 안정적이고 신뢰할 수 있는 파트너를 선정하는 것이 얼마나 중요한지를 보여준다.

Lee et al.(2025)의 연구는 이러한 정책적 요구에 대한 체계적 답변을 제공한다. 연구진은 파이썬 기반 최적화 모델을 통해 49개 잠재 파트너 국가의 재생에너지 기반 수소 및 암모니아 생산·운송 체인 전체의 평준화 비용을 산정하고, 이를 제조업 GDP 비중, 국가 수소 전략 성숙도, 글로벌 수소 시장 역할, 그린수소 프로젝트 수, 한국과의 에너지 협정 체결 여부, 무역 강도 등 6개 지표로 구성된 지정학적 평가와 통합하였다. 분석 결과, 호주는 수소(36.85 USD/MWh)와 암모니아(23.47 USD/MWh) 모두에서 가장 낮은 평준화 비용을 보였으며, 이는 풍부한 재생에너지 자원, 대규모 그린수소 프로젝트 경험, 한국과의 지리적 근접성에 기인한다. 지정학적 평가에서도 호주는 강력한 산업 역량, 선도적 수소 외교, 한국과의 견고한 양자 관계로 인해 최상위권에 위치하였다.

37) Lee, W., Shin, H., Jensterle, M., Ehlert, D., & Son, J. (2025). Towards a sustainable hydrogen economy: Identifying key partner countries for P2G import in South Korea. *International Journal of Hydrogen Energy*, 166, 150790.

그러나 연구는 호주 단독 의존의 위험성도 명확히 지적한다. 호주는 이미 일본, 독일과 장기 수소 수출 계약을 체결한 상태이며, 상당량의 미래 공급이 선점될 가능성이 있다. 따라서 Lee et al.(2025)은 호주를 주력 파트너로 설정하되, 칠레(수소: 41.80 USD/MWh, 암모니아: 23.85 USD/MWh), 캐나다, 미국, 오만, 남아프리카공화국을 포함한 다변화된 포트폴리오 구축을 권고한다. 특히 이들 5개국—호주, 칠레, 캐나다, 오만, 남아프리카공화국—은 수소와 암모니아 양쪽 경로에서 모두 비용 경쟁력과 지정학적 적합성의 중위값을 초과하는 우선순위 파트너(Priority Partner Countries)로 식별되었다.

이러한 실증 분석 결과는 인터뷰에서 발전사들이 추구하는 "포트폴리오 최적화" 전략에 구체적인 근거를 제공한다. 호주, 칠레, 캐나다는 대규모 물리적 수입을 위한 핵심 공급국으로 발전사들이 언급한 "생산부터 도입, 발전까지 전주기 확보"를 목표로 하는 전략적 파트너십을 구축해야 한다. 오만과 남아프리카공화국은 지정학적 다변화와 중동·아프리카 지역 거점 확보 측면에서 가치가 있으며, 미국은 수소 경로에서 특히 강력한 지정학적 점수(최고점)를 기록하여 장기적 전략적 신뢰성을 보장한다.

나) 공급국 역량과 수요 전망을 고려한 차별화된 협력 전략

Lee et al.(2025)의 통합 분석은 우선순위 파트너 국가들이 서로 다른 국내 수요 전망과 기존 수출 약속을 가지고 있어 차별화된 접근이 필요함을 보여준다. 호주는 상대적으로 낮은 국내 수소 수요에도 불구하고 주요 수출국으로 적극 포지셔닝하고 있으나, 일본·독일과의 선행 계약으로 상당 물량이 이미 배정되었을 가능성이 있다. 칠레 역시 강력한 수출 지향 정책을 보유하고 있으나, 독일, 네덜란드, 벨기에 등 유럽 수입국들과의 경쟁이 치열하여 조기 참여의 시급성이 높다. 캐나다와 미국은 방대한 생산 잠재력을 보유하고 있지만, 자국 내 난감축 부문의 대규모 탈탄소화에 상당량을 유보할 것으로 예상되어 수출 가능 물량은 정책 인센티브와 인프라 구축 속도에 크게 의존한다.

이러한 공급 역학은 인터뷰에서 제도 설계자와 발전사들이 우려한 "생산자 우위 시장"의 현실화 가능성을 높인다. 따라서 한국은 CHPS를 통해 명확한 수요 시그널을 조기에 제공함으로써 주요 생산국의 투자 결정에 영향을 미쳐야 한다. 제도 설계자가 강조한 대로 CHPS는 "확실히 정부에서 전력수급기본계획이나 NDC를 통해서 어느 정도 커밋할 수 있는 수요량을 잡아놓은 거고 그거를 15년간 최대 장기로 계약을 해주겠다는" 강력한 수요 창출 정책이다. 이러한 장점을 적극 활용하여 2030년 목표인 1.96백만 톤뿐만 아니라 2050년 22.9백만 톤에 이르는 장기 수요 계획을 투명하게 제시하고, 이를 바탕으로 주요 파트너국의 생산 프로젝트 초기 단계부터 참여하는 선제적 전략이 필요하다.

Lee et al.(2025)의 연구 결과는 또한 파트너 국가들을 기능적으로 세 가지 클러스터로 구분할 수 있음을 시사한다. 첫째, 호주, 칠레, 캐나다, 오만, 남아프리카공화국은 대규모

물리적 수입을 위한 핵심 공급국으로 즉각적인 외교 참여와 장기 계약 체결이 필요하다. 둘째, 독일, 네덜란드, 영국 등은 경쟁력 있는 비용(영국: 수소 41.76 USD/MWh, 암모니아 23.52 USD/MWh)을 보이지만 수입 의존국이라는 한계가 있다. 그러나 이들 국가는 선진 수소 정책과 산업 역량을 보유하고 있어 발전사들이 추구하는 "H급 가스터빈 수소 혼소 실증 등 고효율 기술개발"이나 인증 연구자가 강조한 "수전해 기술 개발" 등에서 가치 있는 협력 파트너가 될 수 있다. 셋째, 우루과이(암모니아 경로에서 우선순위 파트너) 등은 특정 장벽이 해결되면 잠재력을 발휘할 미래 공급국으로, 목표 지향적 양자 이니셔티브를 통해 관계를 발전시켜야 한다.

이러한 다층적 접근은 단일 공급원 의존의 리스크를 완화하면서도 각 국가의 비교우위를 활용할 수 있게 하며, 인터뷰에서 발전사들이 표명한 지역별 차별화 전략—"항만 인접 복합 LNG 발전소를 첫 전환 타깃으로 하고 내륙은 국가 수소 배관망 구축 이후"—과도 정합성을 가진다.

2) 비용 민감도 분석에 기반한 전략적 협력 우선순위 설정

가) 핵심 비용 변수 식별과 협력 분야 구체화

인터뷰에서 발전사들이 공통적으로 지적한 "가격이 핵심이며 상한가 맞추기가 필수"라는 현실과 제도 설계자의 "국민의 수용성을 생각하면 상한 가격을 낮춰야 되는 게 사실이고 글로벌적으로 저허가 비싼 수소를 들여오지 않기 위해서도 한국은 이 이상의 가격은 허용하지 않더라는 시그널이 분명히 가야 된다"는 정책 의도는 수입 비용 저감이 최우선 과제임을 보여준다. Lee et al.(2025)의 민감도 분석은 이러한 비용 저감을 위해 어떤 요소에 집중해야 하는지 실증적 근거를 제공한다.

연구 결과, 풍력 자본비용(Wind CAPEX)이 $\pm 30\%$ 변동 시 수소 수입 비용의 $\pm 19.2\%$ 변화를 야기하여 가장 큰 영향력을 보였다(정규화 민감도 계수 0.64). 이는 풍력 자원이 우수한 국가들—특히 호주 남부, 칠레 파타고니아, 캐나다 동부 연안 등—의 상대적 경쟁력이 풍력 터빈 기술 발전과 대량 생산에 따른 비용 하락에 따라 크게 변할 수 있음을 의미한다. 가중평균자본비용(WACC)은 $\pm 10\%$ 변동으로 최고 정규화 민감도 계수 0.95를 기록하여, 금융 조건이 기술적 우위만큼 중요함을 보여주었다. 수전해 설비 CAPEX는 $\pm 30\%$ 변동 시 $\pm 11\%$ 의 비용 변화로 모든 공급 경로에 일관된 영향을 미쳤으며, 운송선 CAPEX는 원거리 공급국에서 특히 중요하여 $\pm 50\%$ 변동 시 $\pm 15.8\%$ 의 비용 변화를 가져왔다.

이러한 민감도 분석 결과는 한국의 국제 수소 협력 전략에 다음과 같은 구체적 방향을 제시한다. 첫째, 풍력 기술 협력을 수소 외교의 핵심 의제로 설정해야 한다. 호주, 칠레, 캐나다 등 주력 파트너국과의 풍력 터빈 공동 개발, 해상풍력 실증 프로젝트 참여, 풍력-수소 통합

시스템 최적화 연구 등을 추진해야 한다. 이는 발전사들이 언급한 "재생에너지 변동성에 따라서 생산이 되는" 그린수소의 근본적 과제를 해결하는 동시에, 인증 연구자가 지적한 "태양광이나 풍력 자금도 다 중국산이 지금 훨씬 싼" 공급망 의존도를 낮추는 효과가 있다.

둘째, 금융 협력을 기술 협력만큼 중요하게 다뤄야 한다. Lee et al.(2025)은 WACC의 불균등한 영향력이 "금융 혁신이 기술 혁신만큼 중요할 수 있으며, 특히 고위험 시장에서 금융 혁신이 기술 돌파구에 필적하는 비용 절감을 제공할 수 있다"고 강조한다. 이는 한국수출입은행, 산업은행 등을 통한 우대 금융 제공, 프로젝트 파이낸싱 공동 참여, 위험 분담 메커니즘 구축 등이 파트너십 경쟁력을 크게 향상시킬 수 있음을 시사한다. 제도 설계자가 도입한 "환율 보정"이 "가장 큰 리스크 완화 요인"으로 평가된 것처럼, 금융 리스크 완화는 기술적 해법만큼 실질적 효과를 가진다.

셋째, 수전해 기술의 보편적 영향력($\pm 11\%$)은 인증 연구자가 강조한 "수전해 기술이 미래 기술이 아니고 이미 기가와트 단위로 지금 생산하고 보급하고 있는" 현실을 감안할 때, 특정 국가가 아닌 범용 기술로서 연구개발 협력의 중요성을 강조한다. 주요 파트너국 모두와 수전해 효율 개선, 내구성 향상, 모듈화 등에 대한 공동 연구를 추진하되, 발전사들이 언급한 "알칼라인이나 PEM 수전해 다 사실 중국이 싸기도 싸고"라는 현실을 극복하기 위해 국내 기업의 참여를 의무화하는 로컬 콘텐츠 요건을 단계적으로 도입해야 한다.

넷째, 운송선 CAPEX의 높은 영향력($\pm 15.8\%$)은 암모니아 운반선, 액화수소 운반선 등 운송 기술 다변화의 중요성을 보여준다. 발전사들이 우려한 "수소를 직접 도입해 올 수 있는 운송선이 없기 때문에 저회가 암모니아를 도입"하는 현재 상황을 개선하기 위해, 액화수소 운송 기술 개발에 대한 국제 공동 투자를 확대하고, 동시에 암모니아 크래킹 기술—발전사들이 "크래킹 기술 같은 경우에도 지금 저회가가 이제 운송선이나 이런 기술 개발이 이루어져 있지 않기 때문에 가장 시급한 문제"라고 지적한—의 상용화를 가속화해야 한다.

나) 장기 비용 궤적 고려와 적응적 파트너십 관리

Lee et al.(2025)의 민감도 분석이 시사하는 중요한 정책적 함의는 "파트너십 평가가 현재 경제성만이 아니라 미래 기술 및 비용 궤적을 고려해야 한다"는 것이다. 풍력 CAPEX의 높은 영향력은 현재 다소 비용이 높더라도 탁월한 풍력 자원을 보유한 국가들—예를 들어 캐나다 동부나 남아프리카공화국—의 경쟁력이 기술 발전에 따라 급격히 개선될 수 있음을 의미한다. 따라서 한국은 Lee et al.(2025)이 우선순위 파트너로 제시한 국가들뿐만 아니라, 현재 비용 중위값을 약간 초과하더라도 풍력 자원이나 태양광 자원이 우수한 국가들과도 소규모 파일럿 프로젝트를 유지하여 기술 발전에 따른 비용 변화를 지속적으로 모니터링해야 한다.

이는 발전사들이 채택한 단계적 접근—과거에는 2030년까지 모든 대상 발전기에 20% 혼소를 계획하였으나 현재는 입찰 경쟁력 높은 해안권 위주 발전기를 선별"—과 유사한

논리로, 단기적으로는 경제성이 확실한 호주, 칠레에 집중하되, 중장기적으로는 기술 발전 잠재력이 큰 국가들과의 관계를 유지하는 이중 전략이 필요함을 시사한다.

또한 Lee et al.(2025)은 "현재 비용 순위가 미래에도 유지되리라 보장할 수 없으므로 한국은 현재 최저 비용을 보이는 국가들보다 더 넓은 범위의 잠재 파트너들과 관계를 유지해야 한다"고 권고한다. 이는 CHPS가 "2024년 첫 경매의 경험을 바탕으로 2025년에 환율 보정, 물량 차입 제도 등을 도입하며 지속적으로 개선"해온 것처럼, 수입 전략도 고정된 계획이 아닌 학습과 조정의 과정으로 접근해야 함을 의미한다. 구체적으로 Lee et al.(2025)의 연구 프레임워크—평준화 비용 계산 모델과 지정학적 평가 체계—를 제도화하여 2~3년마다 주요 파트너국의 비용 경쟁력과 지정학적 위상을 재평가하고, 새로운 기술 발전(예: 고온 전해, 고체산화물 전해전지 등)이나 정책 변화(예: EU의 탄소국경조정제도, 미국의 인플레이션감축법 개정 등)를 반영하여 공급망 포트폴리오를 조정하는 상설 평가 체계를 구축해야 한다.

이러한 적응적 접근은 제도 설계자가 제시한 장기 비전, 즉 "수소 생산에 대한 지원이나 제도를 어떻게 만들 거며 전력 시장이랑 어떻게 연계해 갈 건가" 하는 생산 측면과 "수소 거래소의 업무까지 영역을 확장"하는 시장 인프라 측면을 통합하는 플랫폼으로 발전할 수 있으며, Lee et al.(2025)의 연구가 제공하는 국가별 비용 및 전략적 평가 데이터를 지속적으로 업데이트하고 정책에 반영하는 기술적 기반이 될 수 있다.

나. 한국의 청정수소발전시장 SWOT 분석

1) 강점(S)

한국 청정수소발전 입찰제도는 여러 측면에서 국내 기업들에게 유리한 강점을 지니고 있다. 가장 먼저, 이 제도는 본질적으로 국내 시장 메커니즘이라는 점에서 홈 마켓 어드밴티지를 제공한다. 국내 기업들은 정책 입안자들과의 접근성이 우수하고 경매 설계 개선에 기여할 수 있으며, 국내 인허가 절차, 계통 조건, 비즈니스 문화에 대한 익숙함을 활용할 수 있다. 국가 목표와의 정렬도 중요한 강점이다. 이 경매 제도는 2030년까지 전력의 2.1%, 2036년까지 7.1%를 청정수소로 충당한다는 명확한 국가 목표와 연계되어 있다. 이러한 장기 비전은 정책이 개별 경매를 넘어 지속될 가능성이 높다는 것을 보장한다. 기업 입장에서는 수소 기반 발전시장이 일회성 기회가 아니라 성장하는 시장이 될 것임을 의미한다. 발전 회사와 설비 제조업체들은 한 라운드에서 낙찰되지 않더라도 향후 라운드가 있을 것을 알고 수소 연구개발에 자원을 투입할 수 있다. 수소 비중을 점진적으로 증가시킨다는 정책의 일관된 방향성은 혁신 로드맵에 전략적 명확성을 제공하는 강점이다.

첫 경매로부터 학습하여 도입한 리스크 완화 조치도 한국 참여자들에게 직접적인 혜택을

준다. 새로운 외환 연동 정산 시스템이 그 중 하나인데, 고정된 원화 지급 대신 연료비 구성요소를 실제 환율에 맞춰 조정한다. 한국의 청정수소와 암모니아 대부분이 수입될 것이므로, 이는 발전 회사와 연료 수입업자들을 환율 변동성으로부터 보호하여 프로젝트의 재무 건전성을 높인다. 마찬가지로 수소 물량 차입 및 이월 시스템은 운영자들에게 공급 차질이나 정비 다운타임을 관리할 수 있는 유연성을 제공한다. 이러한 실용적인 설계 개선은 새로운 분야의 개척에 따르는 운영 및 재무 리스크를 낮춤으로써 기업들에게 청정수소발전 입찰제도 참여의 매력도를 높인다.

이 제도는 전체 가치사슬을 자극하는 효과도 있다. 청정수소발전 입찰제도 경매는 발전 생산자들에게만 혜택을 주는 것이 아니라 한국의 수소 가치사슬 전반에 걸쳐 활동을 촉진한다. 예를 들어 한국남동발전의 낙찰 프로젝트는 인프라 기업인 삼성물산과의 수입 및 저장 시설 건설 계약으로 이어졌고, 해외 프로젝트로부터 암모니아 공급을 확보하기 위한 무역 부문도 참여했다. 이는 수소 수입업자, 해운 회사, 설계조달시공 계약업체들이 모두 정책으로부터 실질적인 비즈니스를 얻고 있음을 의미한다. 연료전지와 터빈 제조업체들도 자사의 수소 기술을 위한 국내 시장을 확보할 수 있다. 한국 제조업체들은 개조나 신규 발전소를 위한 장비를 공급하여 실용적 경험과 수익을 얻고, 이를 추가 제품 혁신에 재투자할 수 있다. 요약하면 청정수소발전 입찰제도는 연료 조달부터 발전 기술까지 사슬의 각 연결고리를 강화하는 국내 생태계를 조성하여 장기적 경쟁력의 기반을 제공한다.

선발주자 이점도 무시할 수 없다. 첫 경매의 결과는 비록 작은 규모였지만 한국남동발전과 파트너들을 청정 암모니아 혼소의 선발주자로 자리매김했다. 이는 한국남동발전에게만 유리한 것이 아니라 한국 전체에 혜택이 된다. 이 초기 프로젝트에서 얻은 교훈들, 즉 기술 통합, 안전 프로토콜, 공급 물류, 청정 연료 인증 등은 이후 모든 프로젝트에 정보를 제공할 것이다. 한국 기업들은 외국 경쟁자들이 한국 맥락에서 갖지 못한 내부 사례 연구를 구축할 수 있다. 선발주자로부터 다른 국내 기업들로의 지식 파급효과는 산업 단체나 정부 보급을 통해 수소 프로젝트를 실행하는 한국 기업들의 전반적 역량을 높여 혁신 사이클을 가속화할 것이다.

2) 약점(W)

그러나 이 제도는 여러 약점도 존재한다. 초기 규모 축소와 설계 결함이 첫 번째 문제이다. 첫 청정수소발전 입찰제도 입찰에서 요청된 6,500기가와트시 중 약 11%에 해당하는 750기가와트시만 낙찰되었는데, 대부분의 입찰이 가격 상한선을 초과했기 때문이다. 이러한 미달은 경매 파라미터, 특히 상한가나 비용 가정이 시장 현실과 불일치했음을 나타낸다. 한국 기업들은 청정수소 발전의 실제 비용을 수용하기에는 너무 제한적인 제도에 직면하여 완전한 참여가 방해받았다. 이러한 설계 한계는 더 혁신적인 접근을 제안하는 프로젝트를 포함하여

잠재적으로 실행 가능한 프로젝트들이 선택받지 못했음을 의미하며, 이는 산업의 진전을 늦춘다. 정부가 규칙을 조정하고 있지만, 초기 부족분은 약점을 드러냅니다. 경매 조건이 신중하게 조정되지 않으면 혁신과 투자를 자극하기보다는 억제할 수 있다.

수입 연료에 대한 과도한 의존도 구조적 약점이다. 지금까지 한국남동발전과 같은 청정수소발전 입찰제도 프로젝트들은 수입 암모니아나 수소를 원료로 사용할 계획이다. 한국의 국내 수소 생산은 여전히 초기 단계이므로, 경매는 실질적으로 해외 공급 확보를 장려한다. 이러한 수입 의존은 구조적 약점이다. 수소 생산의 부가가치, 즉 전기분해 등과 많은 관련 혁신, 예를 들어 새로운 촉매나 재생가능 수소 시스템이 한국이 아닌 해외에 축적될 수 있음을 의미한다. 주로 수입업자나 연료 구매자로 활동하는 한국 기업들은 수소 생산 자체에서 많은 독점 기술을 개발하지 못할 수 있다. 장기적으로 국내 생산이 확대되지 않으면 한국 기업들은 외국 수소에 의존하게 될 수 있으며, 이는 공급 리스크이자 상류 분야에서 혁신할 경제적 기회를 놓치는 것이다.

좁은 기술적 범위도 문제이다. 첫 경매는 사실상 암모니아 혼소 제안만 받았는데, 이는 기존 석탄 발전소에 20% 암모니아를 사용하는 점진적 접근법이다. 이것이 실용적인 시작이기는 하지만 기술적으로 큰 도약은 아니다. 기존 발전소의 혼소에 초점을 맞추는 것이 한국 제조업체들로 하여금 차세대 수소 터빈이나 대규모 연료전지 발전소를 개발하도록 압박하지 않는다는 우려가 있다. 경매 기준이 곧 더 높은 수소 비율이나 전용 수소 연료 장치를 장려하지 않으면, 한국 제조업체들은 선진 수소 기술에 대한 투자를 연기할 수 있다. 본질적으로 경매의 초기 단순성도 약점이다. 100% 수소 연소나 새로운 동력 사이클과 같은 대담한 혁신을 장려하기보다는 한국 참여자들을 차선책이거나 과도기적 기술인 혼소에 고착시킬 위험이 있다.

제한된 참여와 경쟁도 약점이다. 입찰자에 대한 엄격한 요구사항, 예를 들어 발전사업 허가 보유, 높은 신용등급, 상당한 자기자본, 청정수소 인증 취득 등은 자연스럽게 참여자를 대형 기존 발전 회사들로 제한한다. 이는 약점이 될 수 있는데, 창의적인 솔루션을 가지고 있지만 필요한 재무력이나 자격을 갖추지 못한 소규모 혁신 기업이나 컨소시엄을 배제할 수 있기 때문이다. 결과는 기존 사업자들 사이의 혁신 경쟁 압력이 줄어들 수 있다. 소수의 대형 발전회사만 참여한다면 최소 요구사항을 충족하기 위해 알려진 기술을 고수하는 보수적 접근의 위험이 있으며, 공격적인 혁신은 나타나지 않을 수 있다. 입찰자가 적다는 것은 공급망 다양성도 적다는 것을 의미하며, 예를 들어 각자가 동일한 소수의 암모니아 공급업체를 찾을 수 있어 리스크가 집중될 수 있다.

경제적 및 대중 인식 장애물도 존재한다. 한국에서 청정수소 발전의 비용은 현재 기존 발전보다 훨씬 높다. 보조금이 있어도 전달되는 가치에 대한 대중의 감시가 있을 수 있다. 특히 첫 경매처럼 일부 물량만 달성된 경우에는 더욱 그렇다. 대중이나 정치인들이 청정수소발전

입찰제도를 비효율적이거나 명확한 혜택 없이 전기 비용을 높이는 것으로 본다면 지지가 약해질 수 있다. 이미 첫 라운드의 제한된 성공은 개념이 아직 완전히 실행 가능하지 않다는 신호로 인식될 수 있다. 이는 기업들에게 취약한 환경을 조성할 수 있어 2020년 말까지 투자를 진행해야 하지만 신뢰할 수 있는 수소 발전이 이루어지지 않으면 정책이 변경될 수 있다는 문제가 있다. 또한 한국남동발전이 계획하는 것처럼 탄소포집이 있는 화석 유래 암모니아, 즉 블루 암모니아를 사용하는 것은 그린워싱으로 보일 경우 환경 단체 및 국제사회의 비판을 받을 수 있다. 부정적 인식은 더 엄격한 규칙을 강제할 수 있으며, 예를 들어 미래에는 녹색 수소만 허용하는 것인데, 기업들이 완전히 준비되지 않았다면 현재 투자가 잠재적으로 쓸모없게 될 수 있다.

3) 기회(O)

청정수소발전 입찰제도는 여러 기회도 제공한다. 기술 개발과 리더십이 첫 번째 기회이다. 청정수소 발전 시장을 보장함으로써 청정수소발전 입찰제도 경매는 한국 기업들에게 장기 전망으로 최첨단 기술을 개발할 플랫폼을 제공한다. 발전 회사들은 터빈 및 연료전지 제조업체와 파트너십을 맺어 다가오는 경매 라운드를 사용하여 차세대 혁신을 시범 운영할 수 있다. 예를 들어 50-100% 수소를 연소하는 가스 터빈을 실증하거나 계통에 공급하는 대규모 연료전지 발전소를 운영할 수 있다. 이러한 경매에서의 성공은 계약을 따낼 뿐만 아니라 한국 기술 리더십을 확립할 것이다. 시간이 지남에 따라 두산의 수소 호환 터빈이나 국내 기업의 선진 수전해와 같은 한국 개발 솔루션들은 청정수소발전 입찰제도 시장에서 정제될 수 있으며 발전의 탈탄소화를 모색하는 다른 국가들로 수출될 수 있다. 본질적으로 청정수소발전 입찰제도는 혁신을 위한 샌드박스로 취급될 수 있으며, 정부가 재정적 리스크를 공유한다.

공급망 통합 및 확장도 기회이다. 청정 암모니아와 수소를 대규모로 조달, 운송, 취급해야 하는 필요성은 한국 기업들이 공급망 역할을 확장할 기회를 열어준다. 무역 회사들은 국제 공급업체와 장기 계약을 확보할 수 있고, 한국남동발전이 호주 암모니아 프로젝트에 참여한 것처럼 해외 생산에 투자할 수도 있다. 해운 회사는 새로운 암모니아 운반선을 설계할 수 있고, 항만 운영자는 수입 터미널을 건설할 수 있으며, 삼척 터미널이 선발주자 인프라의 대표적 사례이다. 이러한 물류를 지금 마스터하는 것은 한국 기업들이 지역 수소 허브가 될 경쟁 우위를 제공한다. 예를 들어 한국이 잉여 수입 역량을 구축하면 수소를 재수출하거나 저장 및 환적 서비스를 제공할 수 있다. 공급망의 일부를 현지화할 기회도 있다. 예를 들어 암모니아 탱크 재료, 특수 밸브, 안전 시스템을 국내에서 생산하여 관련 산업을 활성화할 수 있다.

교차 부문 협력도 중요한 기회이다. 청정수소발전 입찰제도는 한국 경제의 여러 부문 간 파트너십을 촉진할 수 있다. 예를 들어 부생수소나 메탄화에 사용될 수 있는 이산화탄소를

생산하는 철강 제조업체와 석유화학 기업들이 발전 회사와 파트너십을 맺어 폐기물 수소를 활용할 수 있다. 특히 향후 라운드에서 부생수소와 바이오가스 수소를 포함하도록 청정수소의 정의가 확대될 시 이러한 협력은 새로운 가치 네트워크를 창출할 수 있다. 정유소의 폐기물 수소를 정제하여 발전소에 판매하여 청정수소발전 입찰제도 할당량을 충족하면 폐기 문제를 수익으로 전환할 수 있다. 마찬가지로 한국 재벌들은 자회사들을 정렬할 수 있다. 건설, 에너지, 제조 부문을 가진 재벌은 통합 입찰을 제시할 수 있다. 발전소 건설, 연료 공급, 발전 기술이 모두 사내에서 이루어지는 것이다. 이는 경매에서의 성공 가능성을 높일 뿐만 아니라 국제적으로 마케팅될 수 있는 총체적 역량, 즉 완전한 패키지의 수소 발전 솔루션을 개발하는데 도움이 된다.

국내 수소 생산 확대도 기회이다. 첫 프로젝트들이 수입에 초점을 맞추고 있지만, 청정수소발전 입찰제도의 보장된 수요는 장기적으로 국내 그린수소 생산에 대한 투자를 정당화할 수 있다. 한국의 재생에너지 개발업체들은 전력 부문의 일부가 청정수소를 구매해야 한다는 것을 알면 수전해가 있는 전용 태양광이나 풍력 발전소를 건설할 기회를 볼 수 있다. 한국 기업들은 기술이 성숙하고 청정수소발전 입찰제도 물량이 증가하거나 탄소 수입 비용이 상승하면 현지 생산 수소가 경쟁력을 가질 수 있다고 예상하며 현지 수소 생산을 위한 파일럿 프로젝트를 시작할 수 있다. 이러한 수직 통합 기회, 즉 재생가능 발전에서 수소, 그리고 발전으로 이어지는 것은 더 많은 가치를 한국 내에 유지하고 전해 기술의 혁신을 자극할 수 있으며, 반도체와 화학 분야의 한국 강점과 시너지를 낼 수 있다. 요약하면 경매의 존재는 기업가와 혁신가들이 계획할 수 있는 수소 시장을 신호하며, 수입과 병행하여 국내 수소 공급망을 잠재적으로 창출할 수 있다.

글로벌 포지셔닝과 수출 잠재력도 무시할 수 없는 기회이다. 한국 기업들이 청정수소발전 입찰제도를 통해 공격적으로 혁신을 추구하면 국제적 주목을 받는 참조 프로젝트를 창출할 수 있다. 한국의 성공적인 100% 수소 발전소나 대규모 암모니아 혼소 개조를 지켜보는 다른 국가들에게 이러한 솔루션이 작동한다는 것을 보여준다. 이는 한국 설계조달시공 기업과 제조업체들이 지식과 제품을 수출할 문을 열 수 있다. 예를 들어 동남아시아에 유사한 수소 발전 프로젝트를 건설하거나 한국산 연료전지 발전기를 해외에 공급하는 것이다. 또한 한국은 청정수소발전 입찰제도 경험을 바탕으로 수소 발전을 위한 안전 기준, 교육 프로그램, 인증 프로세스를 확립하는 리더로 자리매김할 수 있다. 국내에서 학습 곡선을 앞서 간다는 것은 한국 기업과 규제 당국이 글로벌 모범 사례에 영향을 미칠 수 있으며, 한국 제품을 더 매력적으로 만들 수 있다. 관련 기업들에게 이는 수소 전환을 따르는 것이 아니라 이끄는 데 도움이 되는 기회이며, 국내 정책 경험을 경쟁력 있는 국제 서비스로 전환할 수 있다.

4) 위협(T)

그러나 여러 위협도 존재한다. 외국 경쟁과 의존이 첫 번째 위협이다. 한국의 수소 발전 시장이 정부 보조금과 증가하는 수요에 힘입어 더 매력적으로 변하여 외국 기업들의 관심을 끌 것입니다. 이는 외국 공급업체들이 가격을 낮추는 형태로 나타날 수 있다. 예를 들어 중동이나 호주 생산자들이 한국 기업들이 확보할 수 있는 것보다 저렴한 비용으로 암모니아를 제공하여 한국 수입업자들을 그들에게 의존하게 만들 수 있다. 마찬가지로 주요 국제 터빈 및 연료전지 제조업체들, 예를 들어 제너럴일렉트릭, 지멘스, 미쓰비시는 수소 호환 발전 시스템을 개발하고 있으며, 그들의 기술이 우수하거나 확산이 빠르다고 입증되면 한국 발전 회사들은 청정수소발전 입찰제도 목표를 충족하기 위해 그것들을 선택할 수 있으며, 이는 국내 제조업체에게 불리하다. 최악의 경우 한국 기업들은 대부분 외국 기술과 연료의 조립자나 운영자가 되어 가치의 작은 부분만 가져갈 수 있다. 이러한 외부 지배 위협은 한국 기업들이 보호된 시장을 가정하지 않고 지속적으로 경쟁력을 향상시켜야 함을 의미한다.

정책 진화와 불확실성도 리스크이다. 청정수소발전 입찰제도는 여전히 새롭고 진화할 가능성이 높다. 첫 라운드처럼 결과가 기대 이하로 유지되면 정부가 기업 전략을 혼란시키는 방식으로 프로그램을 변경할 위험이 있다. 예를 들어 수소 비율 요구사항을 극적으로 높이거나, 인센티브 구조를 변경하거나, 가격 지원 없는 직접 의무와 같은 다른 메커니즘으로 전환하는 것이다. 이러한 변화는 기업의 이전 투자를 덜 유용하게 만들 수 있다. 예를 들어 기업이 20% 혼소를 위한 장비에 투자했지만 정책이 신규 발전소에서 80%나 100% 수소 연소를 요구하는 방향으로 움직이면, 그 기업은 기술적으로 따라잡기 위해 급히 움직여야 한다. 또한 청정수소발전 입찰제도는 보조금을 위한 지속적인 정부 예산 지원에 의존한다. 경제 침체나 정치적 변화, 즉 다른 청정에너지 우선순위를 가진 새 정부는 자금의 연속성이나 규모를 위협할 수 있다. 한국 기업들은 청정수소발전 입찰제도의 장기 약속이 축소될 수 있는 리스크에 직면하며, 매몰 비용을 안게 될 수 있다.

단기 초점 대 장기 혁신의 긴장도 위협이다. 경매에는 본질적인 긴장이 있다. 낙찰을 위해 입찰자들은 종종 입증되고 비용이 가장 낮은 옵션에 초점을 맞춘다. 이러한 역학은 기업들이 더 혁신적이지만 초기에는 비싼 솔루션을 사용하는 것을 막을 수 있어 기술개발을 늦춘다. 한국 발전 회사들이 입찰에서 이기기 위해 안전하게 참여한다면, 예를 들어 최소 20% 혼소에 머물고 선진 터빈이나 무탄소 수소 생산에 투자하지 않는다면, 해당 부문은 2030년 전까지도 기술적으로 정체될 수 있다. 위협은 청정수소발전 입찰제도 요구사항에는 충족하더라도 한국 기업들이 더 대담한 조치를 취한 글로벌 경쟁자들에 뒤처질 수 있다는 것이다. 2030년대에 한국은 해외에서 그러한 선진 기술을 수입해야 할 수 있으며, 국내 산업의 장기적 이점이 침식될 수 있다. 이러한 운명을 피하려면 입찰 경쟁력과 혁신 간의 균형이 필요한데, 단기 결과를 보여야 한다는 압박 속에서 모든 기업이 성공적으로 헤쳐나갈 수 있는 것은 아니다.

운영 및 공급 리스크도 심각한 위협이다. 복잡한 새로운 연료 공급망, 즉 청정 암모니아 수입과 수소 취급에 의존하는 것은 운영상의 위협을 초래한다. 기업들은 암모니아 혼소를 확대하는 데 어려움을 겪을 수 있다. 장비 부식, 새로운 제어가 필요한 질소산화물 배출 증가, 암모니아 저장에 대한 지역사회의 안전 우려 등이다. 누출이나 사고와 같은 심각한 사건은 대중의 반발과 더 엄격한 규제로 이어져 모든 참여자들에게 영향을 미칠 수 있다. 공급망 차질도 또 다른 위협이다. 글로벌 녹색 암모니아 공급은 초기 단계이므로 프로젝트는 수출국의 프로젝트 지연으로 인한 연료 공급 지연이나 수요가 공급을 초과할 경우 가격 급등에 직면할 수 있다. 한국 발전 회사가 계약된 수소 연료를 제시 시간에 확보하지 못하면 경매 의무를 이행하지 못할 수 있으며, 재정적 패널티나 보조금 상실이 발생할 수 있다. 이러한 리스크는 초반 시장참여자들에게 재정적 피해를 줄 수 있으며, 관리되지 않으면 수소발전에 대한 업계 전반의 태도를 악화시킬 수도 있다. 한국 기업들은 리스크 관리에 투자해야 하지만, 이는 비용과 복잡성을 추가하여 혁신의 과제를 더욱 어렵게 만든다.

대체 기술과 시장 변화도 위협 요인이다. 마지막으로 한국 기업들은 청정에너지의 경쟁 환경을 고려해야 한다. 발전을 위한 수소는 탈탄소화의 한 경로이지만, 대체 솔루션, 즉 첨단 배터리, 원자력 소형모듈로, 화석 발전소의 탄소포집이 더 경제적으로 되거나 더 적은 장애물에 직면하면 정부나 전력 회사들이 방향을 전환할 수 있다. 예를 들어 2030년까지 배터리 저장과 재생에너지가 수소 발전보다 저렴하게 신뢰할 수 있는 전력을 제공한다면 청정수소발전 입찰제도의 근거가 약해질 수 있으며, 수소에 특화된 기업들은 좌초 자산을 안게 된다. 이러한 위협은 수소 경매가 진공 상태에서 일어나지 않는다는 것을 의미한다. 한국 기업들은 다른 청정 기술 개발을 주시해야 한다. 그들은 수소 투자가 진정으로 비용 경쟁력을 갖추고 필수 불가결하게 되도록 해야 한다. 그렇지 않으면 수소발전시장을 개척하기 위해 쏟은 모든 노력에도 불구하고 다른 기술 흐름에 추월당할 위험이 있다.

표 4-5 한국의 청정수소발전시장 SWOT 요약

강점(S)	약점(W)
<ul style="list-style-type: none"> • 홈 마켓 어드밴티지: 국내 시장 메커니즘으로 한국 기업들이 자연스러운 참여자이며 정책 입안자 접근성 우수 • 국가 목표와의 정렬: 2030년 2.1%, 2036년 7.1% 목표로 장기적 정책 지속성 보장 • 리스크 완화 조치: 외환 연동 정산, 물량 차입 시스템 등으로 운영 및 재무 리스크 감소 • 전체 가치사슬 자극: 수입업자, 해운사, 설비업체, 인프라 기업 등 생태계 전반 활성화 • 선발주자 이점: 초기 프로젝트의 경험과 지식이 국내 기업 전체의 역량 향상으로 파급 	<ul style="list-style-type: none"> • 초기 설계 결함: 첫 경매에서 요청 물량의 11%만 낙찰되어 경매 파라미터의 시장 불일치 노출 • 수입 연료 과의존: 국내 생산 미비로 수소 생산의 부가가치와 혁신이 해외에 축적될 위험 • 좁은 기술 범위: 20% 암모니아 혼소에 국한되어 차세대 수소 터빈이나 연료전지 개발 미흡 • 제한된 참여: 엄격한 요건으로 대형 기존 발전사만 참여, 소규모 혁신 기업 배제로 경쟁 제한 • 경제적·인식 장애물: 높은 비용과 제한된 성과로 대중 지지 약화 위험, 블루 암모니아의 그린워싱 비판 가능성
기회(O)	위협(T)
<ul style="list-style-type: none"> • 기술 개발 리더십: 차세대 수소 터빈·연료전지 실증으로 기술 선도 및 해외 수출 기반 마련 • 공급망 통합: 수입 터미널, 운반선 등 물류 인프라 구축으로 지역 수소 허브 가능성 • 교차 부문 협력: 철강·석유화학의 부생수소 활용, 재벌의 통합 입찰로 새로운 가치 네트워크 창출 • 국내 생산 확대: 장기적으로 재생에너지 기반 수전해 투자 정당화, 수직 통합 기회 • 글로벌 포지셔닝: 성공적 참조 프로젝트로 국제 시장 진출, 안전 기준·인증 프로세스 선도 	<ul style="list-style-type: none"> • 외국 경쟁 심화: 중동·호주의 저가 암모니아, GE·지멘스 등의 우수 기술로 국내 기업이 가치사슬 하단에 국한될 위험 • 정책 불확실성: 요구사항 급변, 인센티브 구조 변경, 예산 지원 축소로 기업 전략 혼란 및 매출 비용 발생 • 단기 초점의 함정: 낙찰 위해 안전한 기술 고수로 혁신 지연, 글로벌 경쟁자에 뒤처질 위험 • 운영·공급 리스크: 장비 부식, 안전사고, 연료 공급 지연, 가격 급등 등으로 프로젝트 실행 위험 증가 • 대체 기술 부상: 배터리 저장, 원자력 SMR 등이 더 경제적인 경우 수소 투자가 좌초 자산화될 가능성

※ 출처: 저자 작성

5) CHPS의 SWOT 분석 종합

가) 강점과 기회의 전략적 활용

CHPS는 홈 마켓 어드밴티지, 국가 목표와의 정렬, 리스크 완화 조치, 전체 가치사슬 자극, 선발주자 이점 등의 강점을 보유하고 있다. 특히 15년 장기계약과 단계적 목표 상향(2030년 2.1% → 2036년 7.1%)은 정책의 예측가능성을 높여 민간 투자를 유도하는 핵심 자산이다.

기회 측면에서는 기술 개발 리더십 확보, 공급망 통합 확대, 교차 부문 협력 촉진, 국내 생산 기반 마련, 글로벌 포지셔닝 강화 등의 가능성이 존재한다. 특히 암모니아 수입 터미널, 운반선, 크래킹 기술 등 물류 인프라를 선제적으로 구축함으로써 동북아 수소 허브로 자리매김할 잠재력이 있다.

나) 약점과 위협의 관리 필요성

그러나 초기 설계 결함(11.5% 낙찰률), 수입 연료 과의존, 좁은 기술 범위(20% 혼소 집중), 제한된 참여(대형 발전사 중심), 경제적·인식 장애물 등의 약점이 명확하다. 특히 상한가 설정의 비현실성은 제도의 근본적 작동을 저해하는 요인으로, 지속적인 조정이 필요하다.

위협 측면에서는 외국 경쟁 심화(중동·호주 저가 암모니아, 선진 터빈 기술), 정책 불확실성, 단기 초점의 함정(혁신 지연), 운영·공급 리스크, 대체 기술 부상(배터리, SMR 등)이 제기된다. 특히 "구매자보다 생산자 우위 시장"으로 전환될 가능성은 공급망 협상력 강화 전략의 시급성을 보여준다.

제6절 소결

1 주요 연구 결과

본 연구는 한국과 유럽의 수소 경매제도를 비교 분석하여 탄소중립을 위한 기술혁신과 시장설계의 정책적 시사점을 도출하였다. 청정수소발전시장(CHPS)은 세계 최초로 도입된 수소를 활용한 발전 의무화 제도로서, 수요 창출을 통한 수소 생태계 구축이라는 명확한 전략 하에 설계되었다. 제도 설계자, 발전사업자, 연구자 등 이해관계자 인터뷰와 EU 수소은행(EHB) 제도와의 비교분석을 통해 다음과 같은 핵심 발견을 도출하였다.

가. 제도 설계의 전략적 방향성

한국의 CHPS는 생산 지원이 아닌 수요 측면 시장 창출(demand creation) 전략을 채택하였다. 이는 15년 장기계약을 통해 명확한 수요 신호를 제공함으로써 상류 생산 부문까지 투자를 유도하는 구조이다. 반면 EU는 공급 측면 경매를 통해 직접적으로 수소 생산을 지원하되, 수요처와의 계약 확보를 자격요건으로 요구하여 실질적으로 수요-공급을 연계하는 하이브리드 방식을 취하고 있다.

나. 기술 촉진 효과와 한계

CHPS는 20% 혼소율 등 도전적 목표 설정을 통해 기술개발을 가속화하고, 실증과 사업이 동시에 진행되는 '강제적 혁신' 구조를 형성하였다. 청정수소 인증제도의 엄격한 배출량 기준(1등급: 0.1kg CO₂/kg H₂)은 블루수소 생산자들도 재생에너지 연결을 시도하게 만드는 등 감축기술 투자를 유도하고 있다.

그러나 가격 경쟁력이 절대 변수로 작용하면서 단기적 비용 효율성이 장기적 기술 혁신을 제약하는 구조적 긴장이 존재한다. 2024년 첫 경매에서 목표 물량 6,500GWh 중 11.5%인 750GWh만 낙찰된 것은 상한가 설정의 비현실성을 보여주었다. 발전사들은 공통적으로 "가격이 핵심이며 상한가 맞추기가 필수"라고 강조하며, 혁신적 기술보다는 검증된 저비용 기술에 의존하는 경향을 보였다.

다. 블루수소 vs 그린수소 딜레마

시장 통합 구조에서 블루수소와 그린수소가 동일 시장에서 경쟁하면서, 가격 우위에 있는 블루수소가 단기적으로 선호되고 있다. 발전사들은 "블루수소와 그린수소의 가격 차이가

100~300달러 수준"이라고 분석하며, 상한가 제약으로 인해 저가 연료 위주로 선정되는 경향을 확인하였다.

다만 2025년 입찰부터 환율 연동이 도입되고, 1등급 그린수소와 4등급 블루수소의 비가격 점수 차이가 약 150달러를 커버할 수 있게 되면서 "블루수소 단독 전략이 불리하고 혼합 전략이 필요"한 상황으로 변화하고 있다. 이는 인증제도와 비가격 평가가 결합될 때 그린수소 투자 유인이 작동할 수 있음을 시사한다.

라. 공급망 전략과 국제협력

발전사들은 해외 도입에 의존하면서도 "생산자 우위 시장"으로 전환될 가능성을 우려하고 있다. Lee et al.(2025)의 수소 수입 협력국 분석 결과에 따르면, 호주, 칠레, 캐나다, 오만, 남아프리카공화국이 비용 경쟁력과 지정학적 적합성을 모두 갖춘 우선순위 파트너로 식별되었다. 특히 풍력 자본비용($\pm 30\%$ 변동 시 $\pm 19.2\%$ 비용 변화)과 가중평균자본비용(WACC, 정규화 민감도 0.95)이 핵심 변수로 나타나, 기술 협력과 금융 협력이 동시에 필요함을 보여주었다.

그러나 발전사들은 "공동 구매가 비용 절감에 유리하나 제도의 경쟁구조와 낙찰 불확실성으로 실행이 어렵다"는 딜레마를 토로하였다. 이는 경매제도가 개별 사업자 간 경쟁을 전제로 설계되어 있어, 공급망 협상력 강화를 위한 집단행동이 구조적으로 제약되는 한계를 보여준다.

2 한-EU 수소 경매제도 비교의 시사점

가. 경매 대상과 지원 구조

EU는 킬로그램 단위 수소 자체를 거래하며 고정 프리미엄 방식을 채택한 반면, 한국은 전력(MWh)을 거래하며 차액계약(CfD) 방식을 도입하였다. 한국의 CfD는 고정 요소(용량 지불금)와 유동 요소(연료비)로 구성되어 발전 부문 특성을 반영하고 있으며, 2025년부터는 환율 연동까지 추가되어 리스크 완화 기능이 강화되었다.

이러한 차이는 정책 목표의 차이에서 비롯된다. EU는 2030년까지 국내 생산 1,000만 톤, 수입 1,000만 톤 총 2,000만 톤의 재생수소 확보를 목표로 하며, 생산 역량 자체를 직접 지원한다. 반면 한국은 발전 부문의 수요 창출을 통해 간접적으로 생산 투자를 유도하는 전략을 취하고 있다.

나. 평가 방식과 정책 목표

EU는 가격 단독 경매(2023 1차)를 시행하다가 2024년부터 공급 안보, 산업 리더십 등을 반영하기 시작하였다. 특히 중국산 수전해 스택 조달을 25% 이하로 제한하고, ISO 안전 기준과 사이버 보안 계획을 의무화하는 등 전략적 자율성을 강화하고 있다.

한국은 처음부터 가격(60%), 비가격(40%) 복합 평가를 도입하였으나, 실제로는 상한가 통과가 절대 변수로 작용하여 비가격 요소의 실질적 영향력이 제한적이었다. 다만 환율 보정 도입으로 가격 경쟁 조건이 평준화되면서 비가격 요소의 중요성이 상승하고 있다.

다. 이행 보증과 준수 메커니즘

EU는 최대 보조금의 4%(1차) → 8%(2차)에 해당하는 이행 보증을 요구하며, 운영 개시 기한(보조금 계약 후 5년), 재무적 종결 기한(2.5년) 등을 엄격히 관리한다. 한국은 연간 계약 금액의 10% 이행 보증금과 함께, 총 예산의 30%를 18개월 내 투자하도록 하는 최소 투자 이정표를 설정하였다.

한국의 특징적 요소는 준비기간 유예이다. 2024년에는 48개월까지 지연을 허용하였으나, 2025년부터는 표준 36개월로 강화하였다. 발전사들은 "신규 건설(6년)과 기존 개조(4년)의 차이가 반영되지 않는다"고 지적하며, 기술 성숙도를 고려한 차등화가 필요하다고 주장하고 있다.

라. 제도 개선의 학습 곡선

양 제도 모두 초기 경험을 바탕으로 빠르게 개선되고 있다. EU는 2차 경매에서 이행 보증 강화, 공급망 규제 도입, 해양 부문 별도 트랙 신설 등을 단행하였다. 한국은 환율 연동, 물량 차입·이월 제도, 준비기간 조정 등을 통해 사업자의 실질적 리스크를 완화하는 방향으로 진화하고 있다.

이는 경매제도가 '설계-실행-평가-개선'의 정책 학습 과정을 거쳐야 하며, 이해관계자 피드백이 제도 진화에 결정적 역할을 한다는 것을 보여준다.

3 핵심 정책 과제

가. 단기: 제도 안정성 확보

상한가 현실화가 최우선 과제이다. 제도 설계자가 언급한 "청정수소 LCOE를 기반으로 상한가격을 산정하는 게 맞다고 생각하지만 기술개발도 아직 안 돼 있고 사업자들이 제출하는 투자비가 정확한 자료인지 파악하기 어려운" 딜레마를 해결하기 위해, 평준화 비용 분석 프레임워크를 제도화하여 2~3년마다 재평가하는 체계가 필요하다.

이용률 보장 메커니즘 도입도 시급하다. "계약 발전량 미달 시 Take-or-Pay 부담과 불가항력 상황 보전장치 부재"라는 문제를 해결하기 위해, 최소 가동률 보장 또는 계통 제약 시 보상 체계를 마련해야 한다. 다만 이는 "타 전원과의 형평성과 전기사업법 제약"이라는 한계가 있으므로, 수소발전의 특수성을 인정하는 제도적 근거 마련이 선행되어야 한다.

나. 중기: 기술 혁신 유인 강화

블루-그린 시장 분리 또는 쿼터제 도입을 검토해야 한다. 모든 발전사가 요구하는 이 조치는 "장기적으로 그린수소로의 전환이 필요하지만 투자 유인책이 부재"한 상황을 개선할 수 있다. EU 사례와 같이 별도 트랙을 신설하거나, 전체 물량의 일정 비율을 그린수소로 할당하는 방식을 고려할 수 있다.

비가격 요소 실효성 강화도 필요하다. 현재 "발전사 간 차별화 폭이 제한적"인 상황을 개선하기 위해, 기술 혁신성, 실증 실적, 국내 기술 활용도, 공급망 다변화 등을 더 높은 가중치로 평가하거나, 가격-비가격 비율을 조정(60:40 → 50:50)하는 방안을 검토할 수 있다.

준비기간 차등화는 발전사들의 공통 요구사항이다. 혼소 개조(4년), LNG 전환(6년), 신규 건설(6년 이상) 등 기술 유형별로 차등을 두어, 혁신적 기술에 충분한 개발 시간을 보장해야 한다.

다. 장기: 생태계 통합 전략

생산 지원 정책 병행이 필수적이다. 제도 설계자가 제시한 "재생에너지나 원전의 잉여 전력, 출력 제한 조치를 활용한 수전해 수소 생산에 대한 보조금 제도"는 국내 생산 역량 확보의 핵심이다. 현재 CHPS는 수요 창출에 집중하지만, 이를 국내 생산과 연계하지 않으면 "해외 도입 수소의 가격 경쟁력으로 국내 기술개발 동기가 약화"될 위험이 있다.

공급망 협상력 강화를 위한 제도적 장치가 필요하다. 발전사들이 지적인 "공동 구매의 딜레마"를 해결하기 위해, 정부 또는 공공기관이 중개자 역할을 하는 H2Global 유사 구조를

검토할 수 있다. 또는 Lee et al.(2025)의 연구 등이 식별한 우선순위 파트너(호주, 칠레, 캐나다, 오만, 남아공)와의 정부 차원 장기 계약 체결을 통해 민간 사업자들에게 안정적 공급 옵션을 제공하는 방안도 가능하다.

RE100-CHPS 연계 강화가 필요하다. 발전사들이 지적한 "연계성 부족"을 해결하기 위해, RE100 이행 기업들이 그린수소 발전 전력을 구매할 수 있는 시장 메커니즘을 구축하고, 이를 청정수소 인증과 연동하여 그린 프리미엄을 실현할 수 있는 구조를 마련해야 한다.

라. 본 연구의 한계

한국과 EU 수소 경매제도 비교는 정책 맥락에서 이질성을 갖는다. EU는 27개 회원국을 대상으로 하는 초국가적 제도인 반면, 한국은 단일 국가 제도이다. EU는 공급 측면 경매(생산 지원)인 반면, 한국은 수요 측면 경매(발전시장)이다. 이러한 근본적 차이로 인해 제도 설계의 직접적 비교가 어렵고, "EU 방식이 더 우수하다" 또는 "한국 방식이 더 효율적이다"는 단순 평가가 불가능하다. 본 연구는 이를 인식하고 맥락적 비교를 시도하였으나, 제도 효과의 인과적 귀속(causal attribution)에는 한계가 있다. 또한, 데이터 접근성의 비대칭이 있다. EU 경매는 공개 문서(경매 규정, 낙찰 결과, 평가 보고서 등)가 풍부한 반면, 한국 CHPS는 상한가, 평가 세부 기준, 낙찰 프로젝트 상세 정보 등 일부가 비공개이다. 이로 인해 비교 분석의 깊이가 제한되었으며, 특히 가격 형성 메커니즘이나 비가격 평가의 실제 작동 방식에 대한 정밀한 분석이 어려웠다.

본 연구에서 진행한 수소 이해관계자 인터뷰에서 수소 공급망의 다른 주체가 누락되어 대표성이 부족하다. 해외 공급자 포함 수소 생산업체, 운송·저장 인프라 사업자, 터빈, 연료전지, 수전해 설비 등 수소 기술 제조업체, 금융 투자자, 지역 주민 등 광범위한 이해관계자 중 일부만을 포괄하였다. 특히 해외 수소 공급자의 관점이 누락되어, "생산자 우위 시장"에 대한 우려가 실증적으로 검증되지 못했다.

본 연구가 제시한 정책 권고 사항이 실행될 경우 발생할 수 있는 부작용이 충분히 검토되지 않았다. 그린수소 전용 시장을 만들면 해당 시장의 경쟁이 제한되어 오히려 가격이 상승하고, 블루수소 시장은 과잉 경쟁으로 혁신 여력이 감소할 수 있다. 또한 "그린수소만 진정한 청정"이라는 인식이 확산되면 블루수소 투자가 급감하여, 단기적으로 필요한 물량 확보에 차질이 생길 수 있다. 이러한 시장 분절의 부작용에 대한 분석이 부족하다. 또한 준비기관 차등화의 경우 신규 건설에 6년을 허용하면, 사업자들이 의도적으로 신규 건설을 선택하여 준비기간을 최대화하려는 유인이 생긴다. 이는 전체 수소 전환 속도를 늦추고, 혼소 개조와 같은 빠른 경로의 매력도를 떨어뜨릴 수 있다. 무엇이 "신규"이고 "개조"인가에 대한 차등화 기준을 둘러싼 분쟁도 예상된다.

수소 분야는 기술·시장·정책 환경이 빠르게 변화하고 있어, 본 연구가 활용한 제도 및 가격 정보가 시점적 제약을 가진다는 한계가 있다. 한국의 청정수소 인증제, 블루·그린수소의 역할, 파생연료 시장 등도 향후 정책 변화에 따라 달라질 수 있기 때문에, 이러한 동태적 요소를 충분히 반영하는데 한계가 있었다. 따라서 향후에는 공급망 전반의 기술·비용 변화와 정책 시나리오를 통합적으로 고려하는 확장된 분석을 통해 정책 제안의 실효성과 적용 가능성을 더욱 보완하고자 한다.

마. 결론: 정책 학습과 적응적 설계

CHPS는 세계 최초의 청정수소발전 입찰시장으로서 정책 실험(policy experiment)의 성격을 갖는다. 2024년 첫 경매의 저조한 성과는 실패가 아니라 학습의 기회로 해석되어야 하며, 실제로 2025년 제도 개선(환율 연동, 물량 차입·이월, 준비기간 조정)은 이러한 학습이 제도화되고 있음을 보여준다.

EU 수소은행의 사례는 선진적 설계라 할지라도 이행 보증 강화, 공급망 규제 도입, 해양 부문 신설 등 지속적 조정이 필요함을 보여준다. 수소 경제는 기술, 시장, 지정학이 복잡하게 얽힌 영역으로, 고정된 최적 설계는 존재하지 않는다. 오히려 이해관계자 피드백을 신속히 반영하고, 국제 동향을 지속적으로 모니터링하며, 기술 발전과 비용 변화에 맞춰 유연하게 조정하는 적응적 설계(adaptive design) 역량이 제도의 성공을 좌우한다.

"확실히 수요처가 있는 상태에서 앞단에 투자가 들어갈 수 있어 생산 쪽까지 확산되는 것"(생산 연구자), "수요 창출이 수소 경제의 핵심"(제도 설계자), "15년 장기계약이 투자 확신을 제공"(발전사)와 같이 인터뷰를 통해 확인된 현장의 목소리는 CHPS의 전략적 방향성이 타당함을 입증한다. 다만 이를 실질적 기술 혁신과 공급망 안정성으로 연결하기 위해서는, 가격 경쟁력 확보, 그린수소 투자 유인 강화, 공급망 협상력 제고, 국내 생산 역량 구축이라는 다층적 과제를 균형 있게 추진해야 한다.

마지막으로 국가별 비용 및 전략적 평가 프레임워크를 정책 인프라로 제도화하여, CHPS가 단순히 국내 발전시장에 그치지 않고 한국의 국제 수소 전략 전체를 뒷받침하는 전략적 플랫폼으로 진화할 필요가 있다. 이를 통해 수소 경제 선도국을 넘어 지속가능한 경쟁력을 갖춘 수소 강국으로 자리매김할 수 있을 것이다.

CHPS는 2024년 첫 경매의 경험을 바탕으로 2025년에 환율 보정, 물량 차입 제도 등을 도입하며 지속적으로 개선되고 있다. 이러한 제도 개선 노력이 이해관계자들의 피드백을 반영하여 지속된다면, CHPS는 한국의 수소 경제 구축과 탄소중립 달성에 중요한 역할을 할 수 있을 것이다. 다만 이를 위해서는 단기 비용 효율성과 장기 기술 혁신, 해외 도입과 국내 생산, 시장 경쟁과 협력 구조, 발전 수요와 산업 수요 사이의 균형을 찾는 정교한 정책 설계가

필요하다.

이는 단순히 정부 주도의 보조금 체계를 넘어, 민간기업이 예측 가능한 시장 환경 속에서 중장기적 투자 판단을 내릴 수 있도록 하는 핵심 기반으로 기능한다. 특히 가격·환율·연료비 등 외부 위험요인을 체계적으로 완화하는 제도적 장치는 민간의 금융조달 비용을 실질적으로 절감하고, 프로젝트의 금융지원 타당성을 강화한다는 점에서 기업에게 직접적인 경제적 가치를 제공한다. 더 나아가 경매제도를 통해 형성되는 고정된 수요기반은 수소 생산·유통·발전뿐 아니라 기자재·운송·안전·인증 등 관련 산업 전반의 시장 확장을 견인함으로써, 민간이 신성장 사업 포트폴리오를 구축하고 글로벌 공급망 재편 속에서 경쟁우위를 확보할 수 있는 전략적 기회를 제공한다. 결국 청정수소 경매제도는 탄소중립 목표 달성을 위한 공공정책 수단일 뿐 아니라, 민간기업에게는 새로운 수익모델 창출과 산업 전환의 불확실성을 줄여주는 '시장 기반의 성장 레버리지'로 작동한다는 점에서 그 활용 가능성이 매우 크다.

다만 그 활용성을 극대화하기 위해선 정책의 일관성과 지속성이 무엇보다 중요하다. 수소법이 2021년 제정되고 청정수소발전 입찰시장이 2024년 처음 개설되어 남부발전의 삼척화력이 낙찰되었으나, 2025년 조직 개편으로 산업부 전력산업과가 기후부로 이관되면서 CHPS 입찰이 제출 마감일에 중단되는 상황이 발생했다. 더욱이 석탄발전 암모니아 혼소 정책이 완전히 중단될 것이라는 보도가 나오면서, 정부의 에너지 정책에 따라 사업을 추진해온 국내 에너지기업들은 방향성을 상실하고 기투자된 비용의 매몰 위기에 직면하게 되었다.

이러한 상황은 정책 불확실성이 에너지 산업에 미치는 심각한 영향을 보여준다. 정부의 에너지 정책은 사업자와의 충분한 의견 수렴을 통해 실현 가능하게 설계되어야 하며, 정권 변동에 따라 상반되게 변경되어서는 안 된다. 특히 CHPS와 같이 장기적 관점의 인프라 투자와 기술개발을 필요로 하는 에너지 산업에서는 정책의 안정성과 예측가능성이 사업 추진의 전제 조건이다. 따라서 정책을 정교하게 설계하여 일관성 있게 추진하는 것이 무엇보다 중요하며, 이를 통해 민간 부문의 적극적인 투자와 참여를 유도할 수 있을 것이다.

제5장

결론 및 제언

글로벌 탄소중립 목표 달성을 위해서는 2030년까지 매년 1조 달러 이상의 추가 기후금융 조달이 필요하며, 특히 아시아·태평양 지역은 NDC 이행에 연간 약 2조 달러가 소요될 것으로 추산된다. 이는 현재 32% 수준인 민간부문 기여도를 2030년까지 90% 수준으로 대폭 확대해야 하는 절박한 현실을 의미한다. 그러나 기후데이터 표준화 부족, 불확실한 투자 수익성, 복잡한 규제환경, 정책 불확실성 등이 민간투자의 주요 장벽으로 작용하고 있으며, 국내 기업의 경우 85%가 탄소중립 투자 리스크를 높게 평가하고 66%가 자사 대응이 미흡하다고 인식하는 등 실행력 제고가 시급한 과제로 드러났다.

특히 국내 기업 간 역량 격차가 심화되고 있다. 응답기업의 85%가 탄소중립 투자 리스크를 높게 평가하고 66%가 자사 대응이 미흡하다고 인식하는 가운데, 중소기업의 경우 온실가스 배출량을 집계하는 기업이 5.2%에 불과하고 감축계획이 없다는 답변이 70%에 달해 대기업과의 현저한 역량 격차를 보여주고 있다. 이러한 배경에서 본 연구는 민간부문의 탄소중립 참여를 실질적으로 확대하기 위한 정책수단으로서 국제감축사업, 기후공시 대응, 수소경매제도 등 핵심 메커니즘 간의 시너지를 극대화하는 다층적 접근방식을 채택하였다.

선행연구에 따르면 저탄소사회로의 이행에 있어 민간의 참여를 효과적으로 유도하기 위해서는 단일 정책수단이 아닌 여러 정책의 조합(policy mix)이 필수적이다. 이에 규제(Regulation), 가격(Pricing), 보조금(Subsidies), 정보기반(Information-based), 금융(Financial), 자발적(Voluntary) 접근 등이 있으며, 본 연구는 이러한 이론적 토대 위에서 민간참여 활성화를 위한 방안으로 기후기술협력사업의 국제감축사업 연계를 위한 사전 스크리닝 방법론 개발을 통해 국제감축사업 효과성 제고(Pricing), 기후공시 대응방안 마련(Regulation), 수소경매제도 활성화(Subsidies)의 세가지 핵심요소 관점으로 자세히 살펴보았다.

첫째, 기후기술협력사업의 국제감축사업 연계를 위한 사전 스크리닝 방법론 개발에 대한 내용을 요약하면 다음과 같다. COP29에서 파리협정 제6조의 세부이행규칙이 확정됨으로써 국제탄소시장이 본격적으로 출범할 수 있는 제도적 기반이 마련되었으며, ITMO의 국제회계 반영을 통해 국가 간 협력과 민간 참여가 모두 제도적으로 가능해졌다. 이러한 변화는 감축 책임의 주체 논의에서 벗어나 협력을 통한 감축 실행으로 전환하는 글로벌 프레임워크를 제시하였다는 점에서 의미가 크다. 스위스-태국 간 첫 공식 ITMO 거래 사례는 추가성

논란에도 불구하고 국제 감축 프로젝트의 경제성과 자금 안정성을 입증하며 제6.2조 메커니즘의 실효성을 보여주었다. 한국 역시 상향된 NDC 목표에 따라 2030년까지 국외감축 3,750만톤을 확보해야 하지만 현재까지 누적 실적은 목표의 0.5%에 불과한 상황에서, 기술과 비용의 한계를 감안하면 국제감축사업은 매우 현실적인 대안으로 부상하고 있다.

본 연구는 이러한 환경 변화에 부응하여 민간기업의 국제감축사업 접근성을 강화하고 사업 효과성을 높이기 위해 사전 스크리닝 방법론을 고도화하였다. 기존 그린 ODA 중심의 평가체계를 기후기술협력 전반으로 확대하고, 환경적 무결성·상응조정·MRV·추가성 등 국제 탄소시장 운영의 핵심 요건을 반영하였다. 또한 경제성·재무성과 같은 현실적 사업 타당성 지표를 보완하여, 민간기업이 초기 사업검토 단계에서 국제감축사업 참여 가능성을 체계적으로 진단할 수 있도록 설계하였다. 지표 후보군 도출, 전문가 설문을 통한 적합성 검토, AHP 기반 배점 산정의 3단계 절차를 통해 최종 지표 체계를 완성하였으며, 이를 적용하여 제도 성숙도와 참여 의지가 높고 감축사업 경험이 풍부한 10개 협력유망국(가나, 인도네시아, 모로코, 캄보디아, 몽골, 베트남, 페루, 콜롬비아, 라오스, 태국)과 산업효율, 건물효율, 수송효율 등 우선 협력분야를 도출하였다.

개발된 스크리닝 방법론은 민간기업이 국제감축사업 참여 시 직면하는 정보 비대칭과 초기 진입장벽을 실질적으로 완화하는 도구로 기능한다. 협력 대상국 선정, 적용 가능 기술 판단, MRV 요구사항 이해 등이 개별 기업 차원에서 파악하기 어려웠던 기존의 한계를 극복하고, 표준화된 평가체계를 통해 체계적이고 투명한 의사결정을 지원한다. 특히 제도 성숙도가 높은 국가(베트남, 인도네시아, 태국)는 단기 성과 창출이 가능한 Fast Track 대상으로, 제도 구축 단계에 있는 국가(가나, 몽골)는 ODA 연계를 통한 중장기 파트너십 대상으로 차별화된 전략 수립이 가능하다. 나아가 이 방법론은 우선국가·우선기술분야 선정, 기술 적용성 검토, ODA·CTCN·CDM·VCM 등 다양한 국제협력 메커니즘과의 연계방안 마련, 탄소시장 진출 전략 수립에 활용할 수 있는 실질적 의사결정 도구로 기능하며, 정부-민간-연구기관이 공유하는 공통 프레임워크로서 국제감축사업 생태계 전반의 투명성과 효율성을 제고하는 데 기여할 것으로 기대된다.

둘째, 글로벌 기후공시 의무화에 따른 대응방안에 대한 내용은 다음과 같다. 최근 국제사회에서는 글로벌 기후공시 제도가 급속히 강화되면서 기업의 기후위험과 기술적 대응 역량을 투명하게 공개하는 의무화 흐름이 본격화되고 있다. 2024년 시행된 IFRS 지속가능성 공시기준(ISSB S1·S2), EU의 ESRS, 미국 SEC 기후공시 규정, 한국형 KSSB 기준 등은 모두 기업에게 기후리스크·기회와 저탄소 기술 대응 현황에 대한 구체적 정보 공개를 요구한다. 이로 인해 특히 철강·석유화학·반도체 등 탄소집약 산업군은 탄소국경조정제도(CBAM) 등 해외 규제와 맞물리면서 공시·기술·규제 대응이 복합적으로 요구되는 구조적 전환기에 직면하고 있다.

본 연구는 국내 주요 산업군의 기후기술 인식과 전환역량을 실증 분석하여 산업별 대응 수준을 진단하고 전환 경로의 방향성을 도출하였다. 철강산업은 CBAM 대응이 핵심 동인이 되면서 수소환원제철 등 저탄소 생산기술의 도입 현황과 감축성과를 투명하게 제시해야 한다. 석유화학산업은 공정별 배출계수, 재활용 원료 비중, CCUS 적용 현황, Scope 3 감축 계획 등을 구체적으로 공시해야 하며, 향후 제품단위 탄소발자국(PCF) 공개 의무화 가능성이 높다. 반도체산업은 글로벌 IT 기업들의 공급망 탈탄소 요구가 강화되면서 Scope 3 대응 역량과 데이터 신뢰성 강화가 시급한 과제로 부상하였다.

그러나 국내 기업들은 금융조달보다 사업의 지속가능성과 수익성 확보를 더 중시하며, 고비용·장기투자 특성을 가진 탈탄소 전환 사업이 재무건전성 악화의 위험을 내포한다고 인식한다. 기술 상용화 속도와 시장 수요 간 '타이밍 비정합'으로 인해 전환기술은 "필요하지만 수익성이 없는 투자"로 여겨지며, 민간의 자발적 투자 동력이 약화되고 있다. 정책 환경의 비대칭성 또한 문제다. 중국과 일본은 국가 차원의 적극적 산업 육성과 대규모 민간 투자를 추진하는 반면, 한국은 지원의 불확실성과 정책 일관성 부족으로 구조적 경쟁력이 취약하다. CBAM 대응 로드맵의 불명확성, 대기오염 규제와 온실가스 감축정책의 상충 등 규제 정합성 문제도 기업의 중장기 투자를 저해하고 있다.

결과적으로 국내 산업계는 전환 필요성과 리스크가 동시에 커지는 이중 구조에 직면해 있다. 향후에는 단순 금융지원이 아닌 정책의 예측 가능성과 산업별 수익성 확보를 연계하는 종합적 전환전략이 필요하며, 정합적 규제 설계, 중장기 인센티브 체계, 공공·민간 위험 분담 구조를 마련하여 산업계가 미래 경쟁력 확보를 위한 적극적 전환 투자로 나아갈 수 있는 기반을 조성해야 할 것이다.

마지막으로, 탄소중립 혁신기술로서 수소의 전략적 중요성과 수소경매제도에 대해 살펴본 내용은 다음과 같다. 본 연구에서는 한국의 청정수소발전시장(CHPS)과 EU 수소은행(EHB)을 비교 분석하여, 수소 경매제도의 전략적 방향성과 정책 학습의 시사점을 도출하였다. CHPS는 세계 최초로 도입된 수소 발전 의무화 제도로서, 생산 지원이 아닌 수요 창출(demand creation) 전략을 통해 15년 장기계약으로 명확한 수요 신호를 제공하고 상류 생산 투자를 유도하는 구조이다. 반면 EU는 공급 측면 경매로 수소 생산 자체를 직접 지원하되 수요처 계약 확보를 요구하는 하이브리드 방식을 채택하였다.

제도 설계자, 발전사업자, 연구자 인터뷰 결과, CHPS는 20% 혼소율 등 도전적 목표와 엄격한 청정수소 인증기준(1등급: 0.1kg CO₂/kg H₂)을 통해 '강제적 혁신' 구조를 형성하였으나, 가격 경쟁력이 절대 변수로 작용하면서 단기적 비용 효율성이 장기적 기술 혁신을 제약하는 긴장이 존재한다. 2024년 첫 경매에서 목표 물량 6,500GWh 중 11.5%인 750GWh만 낙찰된 것은 상한가 설정의 비현실성을 보여주었으며, 발전사들은 혁신적 기술보다 검증된 저비용 기술에 의존하는 경향을 보였다. 또한 시장 통합 구조에서 블루수소가

가격 우위로 단기 선호되나, 2025년 환율 연동 도입과 비가격 점수 차이 확대로 블루-그린 혼합 전략이 필요한 상황으로 변화하고 있다. 공급망 측면에서는 호주, 칠레, 캐나다, 오만, 남아공이 우선순위 파트너로 식별되었으나, 경매제도의 경쟁 구조가 공동 구매 등 협상력 강화를 구조적으로 제약하는 딜레마가 존재한다.

EU와의 비교를 통해 한국은 전력(MWh) 거래 및 차액계약(CfD) 방식으로 발전 부문 특성을 반영한 반면, EU는 수소(kg) 거래 및 고정 프리미엄 방식으로 생산 역량 직접 지원에 집중함을 확인하였다. 양 제도 모두 초기 경험을 바탕으로 이행 보증 강화, 공급망 규제 도입, 환율 연동, 물량 차입·이월 등 '설계-실행-평가-개선'의 정책 학습 과정을 거치고 있다.

향후 CHPS 제도의 발전을 위해서는 단계적이고 적응적인 정책 접근이 고려될 필요가 있다. 단기적으로는 상한가 조정 체계와 이용률 보장 메커니즘의 도입을 통해 제도의 실효성을 높이고, 중기적으로는 그린수소 투자 유인 강화를 위한 시장 분리 또는 쿼터제 검토와 함께 기술 유형별 준비기간 차등화 등이 고려될 수 있다. 장기적으로는 CHPS의 수요 창출 정책과 병행하여 국내 생산 지원 제도 마련, 공급망 협상력 강화를 위한 중개 구조 도입, RE100-CHPS 연계를 통한 그린 프리미엄 실현 등 생태계 통합 전략이 추진될 필요가 있다. 특히 세계 최초의 제도로서 고정된 최적 설계보다는 이해관계자 피드백의 신속한 반영과 국제 동향 모니터링을 통한 유연한 조정 체계를 구축하고, 국가별 공급 파트너 평가 프레임워크를 정책 인프라로 제도화하여 CHPS가 국내 발전시장을 넘어 한국의 종합적인 수소 경제 전략을 뒷받침하는 전략적 플랫폼으로 진화할 수 있을 것으로 기대된다.

본 연구에서는 앞서 살펴본 바와 같이 국제감축사업, 기후공시, 수소경매제도를 민간참여를 활성화할 수 있는 세가지 핵심영역으로 선정하고 개별 수단의 효과성을 심도있게 살펴보았다는 데 의의가 있다. 그러나 세 수단의 상호관계에 대해 실증적으로 검증하지 못하였다는 한계 또한 존재한다. 특히 정책추진의 실질적인 효과를 정량적으로 검증하는 데 어려움이 있어 정책실효성 측면에서 한계가 있다. 따라서 후속 연구에서는 이들 한계를 보완하여 각 정책수단을 보다 심층 분석하고, 상호 보완적이면서도 실행 가능한 통합 정책 모델을 제시해야 할 것이다.

[국내 문헌]

- 김은미 외(2023) 국제사회의 산업부문 탄소중립 추진 동향과 대응방향: 중소기업을 중심으로, 연구자료 22-16, 대외경제정책연구원
- 대한상공회의소(2025) 국내 기업의 탄소중립 대응 실태와 정책과제
- 문주연 외 (2025) 진입장벽이 높아진 탄소시장, 탄소가격에도 인플레이션이 올까? 그리노베이션 I&I 17호, 국가녹색기술연구소
- 삼일PwC(2023), EU CSRD·ESRS 이해 및 대응방안, PwC Korea Insight Flash 2023년 9월호
- 이슬기(2023) 국내 수소산업의 경제 현황과 경쟁력 강화 방안. 산업연구원
- 이선화(2025) '25년 수소 발전시장 경쟁입찰 변화와 시사점. KDB 이슈브리프 (2025.8.4.)

[국외 문헌]

- ADB (Asian Development Bank). 2023. Climate Finance Landscape of Asia and the Pacific.
- Barroso, L. A., & Maurer, L. (2011). Renewable auction design in theory and practice: Lessons from the experiences of Brazil and Mexico. *Energy Law Journal*, 32(1), 1-34.
- Buchner, B., B. Naran, R. Padmanabhi, S. Stout, C. Strinati, D. Wignarajah, G. Miao, J. Connolly, and N. Marini. (2023) Global Landscape of Climate Finance. Climate Policy Initiative. 2 November.
- Burke J, et al. (2020). Distributional impacts of a carbon tax in the UK: Report 2 – Analysis by income decile. London: Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment
- Climate Change Committee(CCC) (2020). Policies for the Sixth Carbon Budget and Net Zero.
- Erat, S., & Aydin, U. (2022). Renewable energy auctions in Turkey: Auction design based on stakeholder opinions. *Energy Policy*, 161, 112760. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112760>.
- Garvey, A. and Taylor, P. 2020. Industrial Decarbonisation Policies for a UK Net Zero Target. Centre for Research into Energy Demand Solutions. Oxford,

UK. ISBN: 978-1-913299-05-7

- Gong, X., Li, X., & Zhong, Z. (2024). Strategic bidding of hydrogen-wind-photovoltaic energy system in integrated energy and flexible ramping markets with renewable energy uncertainty. *International Journal of Hydrogen Energy*, 80, 1406-1423. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.083>.
- IEA (2019). *The future of hydrogen: Seizing today's opportunities*. International Energy Agency (IEA). Retrieved from <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.
- IEA (2023). *Global Hydrogen Review 2023*. International Energy Agency (IEA).
- JCM (2021). *JCM Methodology Guidebook*.
- Lee, W., Shin, H., Jensterle, M., Ehlert, D., & Son, J. (2025). Towards a sustainable hydrogen economy: Identifying key partner countries for P2G import in South Korea. *International Journal of Hydrogen Energy*, 166, 150790.
- Nascimento, L., Höhne, N. Expanding climate policy adoption improves national mitigation efforts. *npj Clim. Action* 2, 12 (2023). <https://doi.org/10.1038/s44168-023-00043-8>.
- NewClimate Institute (2023). *The role of hydrogen in decarbonisation: Investment opportunities for Latin America*. NewClimate Institute.
- Pickl, M., & Wirl, F. (2011). Auction design for gas pipeline transportation capacity: The case of Nabucco and its open season. *Energy Policy*, 39(4), 2143-2151. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.01.059>.
- Poyry Management Consulting (2016). *A Strategic Approach for Developing CCS in the UK*.
- Sartor O, Bataille C. 2019. *Decarbonising basic materials in Europe: How carbon contracts-for-difference could help bring breakthrough technologies to market*. Paris, France: Institute for Sustainable Development and International Relations. IDDRI Study No. 06/19.
- UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS) (2020). *Contracts for Difference for Low Carbon Electricity Generation*.
- UNFCCC Regional Collaboration Centers & UNDP (2023). *Capacity Building Programme for Article 6.2 Implementation and Operationalization: Support Guide for UNDP Article 6.2 Training Course*.
- UNFCCC, 2024, *Nationally determined contributions under the Paris Agreement*, <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/nationally-determined-contributions-ndcs/2024-ndc-synthesis-report>

- Vasserman, S., & Watt, M. (2021). Risk aversion and auction design: Theoretical and empirical evidence. *International Journal of Industrial Organization*, 79, 102758. <https://doi.org/10.1016/j.ijindorg.2021.102758>.
- WTO. (2020). *World Trade Report 2020: Government policies to promote innovation in the digital age*. World Trade Organization (WTO).
- Yang, X. et al. Breaking the hard-to-abate bottleneck in China's path to carbon neutrality with clean hydrogen. *Nat Energy* 7, 955–965 (2022). <https://doi.org/10.1038/s41560-022-01114-6>.

[언론·보도 자료]

- ESG 경제 (2025.02.03.) 산업계 “2030NDC 산업부문 감축목표 달성가능성 38.6% 그쳐”. 접속 URL: <https://www.esgeconomy.com/news/articleView.html?idxno=9792> (2025.10.01. 접속)
- Kharn (2024.11.25.). 강훈식 의원, 기후공시의무화법 대표발의. 접속 URL: <https://www.kharn.kr/news/article.html?no=26448> (2025.09.30. 접속)
- Nault K. (2022. 10. 3.). Clean Hydrogen: A long-awaited solution for hard-to-abate sectors. [Press Release]. <https://seas.harvard.edu/news/2022/10/clean-hydrogen-long-awaited-solution-hard-abate-sectors#:~:text=One%20of%20the%20world%E2%80%99s%20biggest,2%7D%20emissions>.
- The Science Times(2024.11.21.) "韓, 저탄소 전환 수준 낮아…정부 투자·인프라 강화해야", 접속 URL: <https://www.sciencetimes.co.kr/nscvrg/view/menu/253?searchCategory=225&nscvrgSn=259630>(2025.10.02. 접속.)
- 매일일보 경제(2025.08.10.) 2030년 CBAM 전면 확대…석유화학·플라스틱도 사정권. 접속 URL: <https://www.m-i.kr/news/articleView.html?idxno=1269313> (2025.10.02. 접속.)
- 수소신문. (2025.06.30.) 아르셀로미탈社, 수소 기반 직접환원철 프로젝트 철회. 접속 URL: <https://www.hydrogennews.co.kr/news/articleView.html?idxno=3038>(2025.10.02. 접속.)
- 연합뉴스. (2024.06.16.) 대기업 절반 이상, ESG 공시 의무, 2028년 이후가 적당. 접속 URL: <https://www.yna.co.kr/view/AKR20240616017200003> (2025.09.30. 접속)
- 에너지경제신문. (2025.11) 김성환 기후부 장관, 화석연료 퇴출 ‘속도전’…청정수소발전 입찰 전격 취소. 접속 URL:<https://m.ekn.kr/view.php?key=20251017021516921> (2025.12.10. 접속)
- 전력거래소 (2025.10.16.) 2025년 청정수소발전시장 경쟁입찰 취소 공고. 접속 URL:<https://w>

www.kpx.or.kr/board.es?mid=a11201000000&bid=0042&list_no=76081&act=view (2025.12.10.접속)

뉴스타파. (2025.10.20.). 이재명 정부, 청정수소발전 입찰 전격 중단... 지난해 물량도 기간 단축 검토. 접속 URL: <https://newstapa.org/article/sZbYU> (2025.12.10.접속)

파이낸스투데이. (2025.10.10.). 철강株, EU 규제 쇼크...POSCO·세아·동국제강 등 하락. 접속 URL: <https://www.fntoday.co.kr/news/articleView.html?idxno=365270> (2025.10.12. 접속)

포스코그룹뉴스룸. (2024.02.06.) 포스코, 광양에 전기로 공장 착공... 저탄소 생산체제 전환으로 경쟁력 강화. 접속 URL: <https://newsroom.posco.com/kr/%ED%8F%AC%EC%8A%A4%EC%BD%94-%EA%B4%91%EC%96%91%EC%97%90-%EC%A0%84%EA%B8%B0%EB%A1%9C-%EA%B3%B5%EC%9E%A5-%EC%B0%A9%EA%B3%B5-%EC%A0%80%ED%83%84%EC%86%8C-%EC%83%9D%EC%82%B0%EC%B2%B4%EC%A0%9C/> (2025.10.04.접속.)

한국철강협회, 수소환원제철기술 개발. https://steelpr.kosa.or.kr/promote/future/future03_01.jsp (2025.10.02.접속.)

주 의

1. 이 보고서는 국가녹색기술연구소에서 발간한 연구보고서입니다.
2. 이 보고서 내용을 발표할 때에는 반드시 국가녹색기술연구소에서 수행한 연구결과임을 밝혀야 합니다.
3. 국가과학기술 기밀유지에 필요한 내용은 대외적으로 발표 또는 공개하여서는 아니 됩니다.

탄소중립 목표달성을 위한 민간참여 활성화 방안 연구

발행일자 2025. 12.

발행인 이상협

발행처 국가녹색기술연구소

편집·디자인 ㈜디자인여백플러스

※ 동 보고서의 내용에 문의 사항이 있는 경우 아래로 연락주시기 바랍니다.

국가녹색기술연구소(NIGT) 글로벌전략센터

주 소 서울특별시 영등포구 여의나루로 60, 여의도포스트타워 14층
(우 07328)

전 화 02-3393-3951

이 메 일 jshin@nigt.re.kr
