

국제탄소 규제 대응 Scope 3 온실가스 배출량 산정 방법 적용 방안 연구: Category 3 업스트림 전력 배출계수를 중심으로

설성희* · 임재현**† · 김언정*** · 이석원**** · 권동혁***** · 정인태***** · 이대균***** · 이종천*****

*국립환경과학원 기후변화연구과 전문연구원 / 숙명여자대학교 기후환경에너지학과 박사과정, **국립환경과학원 기후변화연구과 연구관,
한국품질재단 에너지기후변화평가원 수석연구위원, *한국품질재단 에너지기후변화평가원 팀장, *****BNZ파트너스 부대표,
*****한국환경산업기술원 전과정평가연구실 책임연구위원, *****국립환경과학원 기후변화연구과 과장, *****국립환경과학원 기후탄소연구부 부장

Application of Scope 3 greenhouse gas emission estimation methods in response to international carbon regulations: Focusing on category 3 upstream electricity emission factors

Seol, Sunghee* · Lim, Jaehyun**† · Kim, Eunjung*** · Lee, Seokwon**** · Kwon, Donghyeok***** ·
Jeong, Intae***** · Lee, Daegyun***** and Lee, Jongchun*****

*Expert Advisor, Climate Change Research Division, National Institute of Environmental Research, Incheon, Korea /
Ph.D Students, Department of Climate, Environment and Energy Studies, Sookmyung Women's University, Seoul, Korea
**Senior Research Official, Climate Change Research Division, National Institute of Environmental Research, Incheon, Korea
***Senior Researcher, Energy·Climate Change Assessment Division, Korean Foundation for Quality, Seoul, Korea
****Team Leader, Energy·Climate Change Assessment Division, Korean Foundation for Quality, Seoul, Korea
*****Vice President, BNZ Partners, Seoul, Korea
*****Lead Research Specialist, Office of Life Cycle Assessment,
Korea Environmental Industry and Technology Institute, Seoul, Korea
*****Director, Climate Change Research Division, National Institute of Environmental Research, Incheon, Korea
*****Director-General, Climate Change and Carbon Research Department,
National Institute of Environmental Research, Incheon, Korea

ABSTRACT

As international ESG disclosure standards converge and global reporting frameworks such as IFRS, the EU, and the US continue to develop, the need for robust supply chain management of Scope 3 greenhouse gas emissions throughout the corporate value chain has become critical. Korean companies must proactively prepare to comply with these evolving disclosure requirements. In particular, when calculating upstream emissions of purchased electricity (category 3, activity B), domestic firms commonly apply domestic and international emission factors in combination or employ adjustment methods to address discrepancies. This study conducts a comprehensive analysis of both domestic and international electricity emission factors and proposes an application framework that reflects Korea's unique national context for calculating scope 3 upstream electricity emissions. The findings have three key implications: First, establishing clear criteria and procedures for validating default emission factors is essential to ensure consistency between inventory-based and disclosed emissions. Second, improving the accuracy of disclosed emissions requires continued development and refinement of lifecycle-based emission factors that are differentiated by electricity generation source. Third, prior to mandatory disclosure requirements, Korean companies should

†Corresponding author : dr4earth@korea.kr (Hwangyeong-ro 42, Seo-gu, Incheon 22689, Korea. Tel. +82-32-560-7308) ORCID 설성희 0009-0001-7613-9709 권동혁 0009-0003-6435-6700
임재현 0000-0003-1301-4842 정인태 0009-0004-1601-8333
김언정 0009-0097-4178-2765 이대균 0000-0001-6012-7757
이석원 0009-0004-9340-2515 이종천 0000-0002-6222-9543

proactively invest in building and stabilizing electricity disclosure systems to meet international transparency standards effectively. By offering practical methodologies and deriving emission factors tailored to Korea's specific circumstances, this study makes a major contribution to advancing scope 3 greenhouse gas accounting and disclosure practices in Korea's domestic corporate sector.

Key words : GHG Protocol, Scope 3, Upstream Emissions of Purchased Electricity, Electrical Grid, Well to Tank

1. 서론

2025년 2월 유럽집행위원회(EC, European Commission)는 지속가능성(ESG, Environmental, Social and Governance) 규제를 완화하여 기업의 행정부담을 감소시키고 ESG를 달성하기 위한 ‘옴니버스 패키지(Omnibus Package)’를 발표하였으며, 비상장 EU 대기업의 ESG 공시 의무화를 2026년에서 2028년으로 2년 유예하거나 적용 대상을 축소하는 등 대상기업의 공시 보고 의무를 대폭 경감하거나 철회하였다(EC, 2025). 미국 증권거래위원회(SEC, Securities and Exchange Commission)는 2026년부터 기후 정보 보고를 의무화하기로 하였으나, 관련 업계 등의 반발로 인해 법적 방어를 중단하는 등(US SEC, 2025), 향후 트럼프 행정부 2기 집권 이후 ESG 공시 정책이 약화되거나 지연될 것으로 예상된다. 국내의 경우, 금융위원회에서 2023년 당시 공시 의무화 시기를 주요국 공시 일정 등을 고려하여 2026년 이후 적용할 것으로 발표하였으나, EU 역외기업의 공시 의무화 시기가 2029년으로 예정됨을 감안하여 Scope 3 온실가스 배출량을 포함한 최초 공시 시행 시기 등을 재검토하기로 결정하였다(FSC, 2025).

국내외 기업의 ESG 공시 수용성을 높이기 위해 IFRS (International Financial Reporting Standards) 재단은 2022년 3월에 발표한 온실가스 배출량 공시(IFRS S2)에 대해 일부 기업의 실무적 어려움과 데이터 품질 문제가 지속적으로 제기됨을 파악하고, 기업의 보고 부담 완화와 공시의 일관성 및 투명성 확보, Scope 3 배출 공시의 명확한 가이드 제공을 목적으로 하여 금융권을 대상으로 한 공개 초안(Exposure Draft)을 2025년 4월에 발표하였다(IFRS Foundation, 2025).

또한 IFRS, EU, 미국 등 주요국이 온실가스 배출량 산정을 위해 공식적으로 채택한 온실가스 회계처리 및 보고에 관한 국제표준인 GHG Protocol (Greenhouse Gas Protocol)도 2025년 1월 배출량 산정 기준을 약 12년 만에 개정하기로 하였으며, 특히 Scope 3 부문은 2026년까지 표준 지침 초안을 공개한다고 발표하였다(GHG Protocol, 2025c).

이를 위해 탄소정보공개프로젝트(CDP, Carbon Disclosure Project), 유럽재무보고자문그룹(EFRAG, European Financial Reporting Advisory Group), 글로벌보고이니셔티브(GRI, Global Reporting Initiative), 국제지속가능성기준위원회(ISSB, International Sustainability Standards Board), 과학기반감축목표이니셔티브(SBTi, Science Based Targets initiative) 등 5개 기관이 독립표준위원회(ISB, Independent Standards Board)에 비의결권 기관으로 새롭게 참여하여 포용적 표준 개발을 추구하는데 기여할 것이라고 전했다(GHG Protocol, 2025b).

주요국의 ESG 공시에 대한 속도 조절 확산과 국제 공시 기준 논의가 본격화되면서 기업의 가치사슬(Value Chain) 전반에 걸쳐 배출되는 Scope 3 온실가스 배출량에 대한 공급망 관리의 역량 강화가 중요해지고 있으며, 국내 대상 기업들도 철저한 대비를 해야 한다. 그러나 Scope 3 배출량에 대한 표준화된 보고 지침이 부족하며, 기업 공급망의 복잡성으로 인해 배출량 측정에 어려움을 겪고 있어 Scope 3 배출량을 포괄적으로 공개하는 과정 또한 매우 복잡하다고 보고되고 있어서(Dragomir, 2012; Hertwich and Wood, 2018), 기업들의 즉각적인 대응은 어려운 실정이다. 또한 GHG Protocol에서 제시하고 있는 Scope 3 방법론은 명확한 기준이 부재하며, 업종과 지역적 특성을 반영하지 못하고 있어서 배출량 통계 간 정합성 확보에도 한계가 존재한다. 이에 따라 관련 업계에서는 업종별 ESG 공시 세부 지침과 구체적 기준이 포함된 Scope 3 가이드라인 개발의 필요성을 제기한 바 있다(FKI, 2023; KCCI, 2023).

한국환경산업기술원(KEITI, Korea Environmental Industry and Technology Institute)에서는 이차전지 업종과 반도체·디스플레이 업종의 Scope 3 산정 안내서를 배포하였으며(KEITI, 2024a, 2025a, 2025b) 사회적가치연구원(CSES, Center for Social Value Enhancement Studies)은 실무자를 위한 Scope 3 측정 가이드북을 발간하였으나(CSES, 2023), 국내 다수 기업이 공통으로 적용할 수 있는 활동데이터와 배출계수 등의 정보는 다소 부족하다.

특히 국내 기업에서 활용하는 Scope 3 산정 인자 중 카테고리 3 ‘구매 전력의 업스트림 배출량(Activity B)’ 산정 시 Scope 3 경계에서 전력 배출계수가 정확히 매칭되지 않아 국내외 전력 배출계수 등을 혼합하여 적용하거나 배출계수 간 차감하는 방식 등을 활용하고 있는 것으로 나타나, Scope 3 배출량 간 정합성 문제가 발생할 가능성이 클 것을 시사함과 동시에 일관성 있는 업스트림 전력 배출계수 가이드의 필요성을 제안한 바 있다(Seol et al., 2024).

GHG Protocol에서 정의하는 카테고리 3은 Scope 1이나 Scope 2에 속하지 않는 연료 및 에너지 관련 활동으로, 보고 기업이 보고 연도에 사용한 연료 및 에너지의 생산, 운송, 전송 및 송배전과 관련된 모든 배출을 포함한다(WRI and WBCSD, 2013). 구매 전력의 업스트림 배출량은 Scope 2 배출량과 밀접한 관련이 있으므로 국내 배출권거래제(ETS, Emissions Trading System)에서 적용하는 국가 고유 전력 배출계수 또는 국가 특수성을 반영한 전과정목록 데이터베이스(LCI DB, Life Cycle Inventory Database)를 활용한 온실가스 배출계수 등을 고려하여 보고 기업 배출량의 일관성을 확보할 필요가 있다.

따라서 본 연구에서는 Scope 3 카테고리 3의 구매 전력의 업스트림 배출량 산정 시, 국내 기업이 실제 적용 가능한 전력 배출계수와 적용 방법을 제안하고자 한다. 이를 위하여 GHG Protocol 기반으로 산정 경계 설정과 산정 방법 등을 파악하고, 국가 배출권거래제 계수와 국가 LCI

DB, 국외 전력 배출계수 등의 적용 방안을 도출하여 국가 Scope 3 배출량 통계의 정합성 확보 및 산정 실무에 직접 적용할 수 있는 기초자료를 제공하고자 한다.

2. 연구 내용 및 방법

2.1. 산정 경계

Scope 3 온실가스 배출량을 정량화하기 위한 첫 절차는 기업의 공급망에서 온실가스 배출량을 발생시키는 모든 활동을 포괄하는 산정경계를 정의하는 것이다(Bertolini et al., 2025). GHG Protocol에서 정의하는 카테고리 3은 구매 연료 및 구매 에너지의 업스트림 배출량으로 구매 연료 및 에너지를 생산하기 위해 원료물질의 채굴, 생산, 가공, 공급업체 간 원자재 및 중간재의 수송 등에 의해 필연적으로 발생하는 온실가스 배출을 포함하며, 최소 산정 경계는 Table 1과 같이 구매 연료의 업스트림 배출(Activity A), 구매 전력의 업스트림 배출(Activity B), 송배전 손실 배출(Activity C), 구매 전력의 생산 및 판매 배출(Activity D) 등 4가지로 구분된다(WRI and WBCSD, 2013).

특히 Activity B에서 설명하는 전력의 업스트림 배출은 회사가 사용하는 전력 생산에 필요한 석탄 및 천연가스 등의 연료에 대한 채굴, 정제, 생산, 운송 과정에서 발생되

Table 1. Activities and minimum boundaries for category 3

Activity		Minimum boundary
A	Upstream emissions of purchased fuels (extraction, production, and transportation of fuels consumed by the reporting company)	For upstream emissions of purchased fuels: All upstream (cradle-to-gate) emissions of purchased fuels (from raw material extraction up to the point of, but excluding combustion)
B	Upstream emissions of purchased electricity (extraction, production, and transportation of fuels consumed in the generation of electricity, steam, heating, and cooling consumed by the reporting company)	For upstream emissions of purchased electricity: All upstream (cradle-to-gate) emissions of purchased fuels (from raw material extraction up to the point of, but excluding, combustion by a power generator)
C	Transmission and distribution (T&D) losses (generation of electricity, steam, heating and cooling that is consumed (i.e., lost) in a T&D system) - reported by end user	For T&D losses: All upstream (cradle-to-gate) emissions of energy consumed in a T&D system, including emissions from combustion
D	Generation of purchased electricity that is sold to end users (generation of electricity, steam, heating, and cooling that is purchased by the reporting company and sold to end users) - reported by utility company or energy retailer only	For T&D losses: All upstream (cradle-to-gate) emissions of energy consumed in a T&D system, including emissions from combustion

Source: WRI and WBCSD (2013)

는 업스트림 배출(전력 자체 연소 배출 제외)을 산정하며 전력 Scope 2 배출계수의 송배전(T&D, Transmission and Distribution) 손실 배출 영향 포함 여부에 따라 Activity C의 보고 대상 여부가 달라진다. EU (2016)에서 정의하는 T&D 손실은 발전소에서 소비자에게 전기를 공급하는 과정에서 기술적인 이유로 인해 발생하는 에너지 손실을 말하며, 각 국가의 T&D 손실률은 상이하다.

2.2. 산정 방법

Scope 3 온실가스 배출량은 기본적으로 식 (1)과 같이 활동자료(AD, Activity Data)에 배출계수(EF, Emission Factors)를 곱하고, 각 물질별 지구온난화지수(GWP, Global Warming Potentials)를 활용하는 산정 방법(WRI and WBCSD, 2011)을 따르며, 이는 국제지침(IPCC, 2006a) 등에 명시된 기본 산정 방법과 일치한다.

$$\begin{aligned}
 & \text{Scope 3 emissions} && (1) \\
 & = \text{activity data} \times \text{emission factors} \\
 & \quad \times \text{global warming potentials}
 \end{aligned}$$

Source: WRI and WBCSD (2011)

Scope 3 산정 방법은 GHG protocol에서 정의하는 공급사 기반 산정 방법, 평균값 기반 산정 방법, 혼합법 기반 산정 방법, 비용 기반 산정 방법으로 구분할 수 있고(WRI and WBCSD, 2013), 보고 기업은 산정 목적에 부합하는 방법을 선택하거나 조합하여 사용할 수 있다.

공급사 기반 산정 방법은 보고 기업의 공급망의 공급자별 자료에 대한 온실가스 배출량을 취합하여 합산하는 방법이다. 평균값 기반 산정 방법은 보고 기업이 구매한 제품의 양에 제품별 평균 온실가스 배출량 원단위에 대한 배출계수 데이터베이스를 적용하여 산정하는 것이며, 혼합법 기반 산정 방법은 공급사 기반 산정 방법과 평균값 기반 산정 방법을 혼합하여 사용하는 것으로 공급자의 공급사별 데이터와 국가 통계 및 업계 평균 데이터를 결합하여 배출량을 산정한다. 비용 기반 산정 방법은 보고 기업이 구매 제품 비용에 업종별 비용당 평균 온실가스 배출계수를 적용하는 방법이다.

Table 2와 같이 공급사 기반 산정 방법은 보고 기업의 Scope 3 배출량의 정확성이나 보고 기업의 감축 효과 파악 측면에서 가장 신뢰도가 높은 산정 방법이지만, 현실적으로 각 공급사의 자사 제품에 해당하는 원단위 배출계

수 등을 수집하기가 어렵기 때문에 대부분의 기업은 적용이 쉽고 배출량의 정확성을 어느 정도 보장하는 평균값 기반 산정 방법을 활용한다. 적용 용이성 측면에서는 구매 제품의 종류가 많아 구분이 어려운 경우, 구매 제품 유형을 단순화하여 업종별 매출 기반 온실가스 배출계수를 적용하는 비용 기반 산정 방법을 활용할 수 있으나, 이는 물가 및 환율 등의 영향인자로 인해 불확실성이 가장 높은 방법이다. 혼합법 기반 산정 방법은 일부 활동에 대해서 산정 방법을 조합하는 방식이므로, 정확성과 감축 효과를 동시에 파악하는 것은 다소 한계가 있다.

Table 2. Comparison of advantages of Scope 3 emissions calculation methods

Method	Accuracy	Ease of implementation	Assessment of reduction effects
Supplier-specific method	OOO	O	OOO
Average-data method	OO	OO	O
Hybrid method	-	-	-
Spend-based method	O	OOO	-

2.3. Activity B 업스트림 전력 배출계수

업스트림 전력 배출계수 적용에 대한 Activity B 산정 방법은 GHG Protocol에서 제안한 바와 같이 식 (2)로 나타낼 수 있고, 공급사 기반 산정 방법과 평균값 기반 산정 방법을 활용하여 전력 외 구매 스팀과 구매 냉난방 사용으로 인한 배출량을 포함하여 산정할 수 있으며, 업스트림 전력 배출계수는 연소로 인한 배출량을 제외한 배출계수를 활용하되, 전과정 배출계수(Life cycle emission factor)에 T&D 손실이 포함되어 있는 경우 차감해야 한다고 설명한다(WRI and WBCSD, 2013). Activity B에서 공급사 기반 산정 방법은 각 공급사의 전력 및 에너지 생산량에 대한 사용 연료의 채굴, 정제, 운송 등에 의해 발생하는 공급사별 에너지 배출계수가 필요하고, 평균값 기반 산정 방법은 해당 지역이나 국가 평균 배출계수를 활용하여 배출량을 산정할 수 있으며, 산정 시 필요한 전력 배출계수는 해당 지리적 위치의 전력 시장 형태에 따라 선택할 수 있다.

Upstream emissions of purchased electricity

(2)

sum across suppliers, regions, or countries:

$$\begin{aligned} \Sigma & (\text{electricity consumed (kWh)} \times \text{upstream electricity emission factor (kgCO}_2\text{eq/kWh)}) \\ & + (\text{steam consumed (kWh)} \times \text{upstream steam emission factor (kgCO}_2\text{eq/kWh)}) \\ & + (\text{heating consumed (kWh)} \times \text{upstream heating emission factor (kgCO}_2\text{eq/kWh)}) \\ & + (\text{cooling consumed (kWh)} \times \text{upstream cooling emission factor (kgCO}_2\text{eq/kWh)}) \end{aligned}$$

where:

$$\text{Upstream emission factor} = \text{life cycle emission factor} - \text{combustion emission factor} - \text{T\&D losses}$$

Note: T&D losses need to be subtracted only if they are included in the life cycle emission factor. Companies should check the emission factor to establish whether or not T&D losses have been taken into account.

Source: WRI and WBCSD (2013)

국가별 전력 시장 구조는 전력 공급자의 독점과 경쟁으로 구분한다. 주요 선진국인 미국(일부 States) 및 영국, 독일 등은 다수의 민간 및 공공 사업자가 경쟁하는 구조로 발전, 송전, 소매 등이 분리되어 소비자가 공급자 및 요금제를 선택할 수 있다(US EPA, 2025a; WBG, 2024). 하지만 국내의 경우 6개의 발전회사와 민간 발전회사, 구역 전기사업자가 생산한 전력을 전력거래소에서 구매하여 일반 고객에게 판매하는 그리드 믹스(Grid mix) 구조로, 송배전과 소매를 한국전력공사가 독점으로 운영하고 있으며, 가격과 공급을 정부에서 주도한다(KEPCO, 2025).

Activity B 산정에서 전력의 연소 배출량(Scope 2)은 Scope 3에서 제외해야 하므로, Scope 2 배출량 산정에 활용한 전력 배출계수를 파악할 필요가 있다. Scope 2 배출량은 시장기반방법(Market-Based Method) 또는 지역기반 방법(Location-Based Method)을 활용하여 산정할 수 있다고 보고된 바 있다(WRI, 2015). 시장기반 산정법은 보고 기업이 구매한 특정 전력의 특성을 반영한 방법으로 공급자 및 계약기반의 발전원별 배출계수를 적용하여 배출량을 산정한다. 주로 계약상 구매한 전력구매계약(PPA, Power Purchase Agreement)이나 에너지공급인증서(REC, Renewable Energy Certificate) 등이 있으며 신재생에너지로 생산된 전력을 구매하기 때문에 업스트림 배출량을 ‘0’으로 산정하여 보고하거나 구매한 만큼 차감할 수 있다. 이는 재생에너지 조달 실적을 통해 온실가스 감축 기여도를 파악할 수 있으며, Scope 2 배출량과 연계된 업스트림 배출량 정확도까지 확보할 수 있으므로 보고 기업의 ESG 공시 전략 측면에서 유리하다. 지역기반 산정법은 특정 국가, 지역, 권역 등 지리적 위치에 따른 전력 발전원이 혼합된 평균 배출계수를 적용하는 방법이다. 국내와 같이 단일 전력 공급자로부터 전력을 공급받는 구조를 가지고

있거나 공급자가 제공하는 배출계수가 부재할 경우 해당 방법을 활용할 수 있으며, 미국과 같이 주마다 전력 공급자가 다른 경우 지역별 평균 전력 배출계수를 산출하여 사업장이 위치한 지역의 전력 구매량을 곱하여 해당 사업장의 배출량을 산정할 수 있다. 본 방법은 Scope 2와 업스트림 배출 특성 파악에는 한계가 있으나 보고 기업의 배출량 통계 관리 측면에서 비교가 가능하며 일관성을 확보할 수 있다.

종합적으로 국내 전력 시장 구조와 Scope 2 배출량 산정 방법을 고려하였을 때, 국내 업스트림 전력 배출량은 평균값 기반 방법을 활용하여 국가 고유 전력 배출계수나 산업별 평균 업스트림 배출계수, 또는 공신력 있는 기관에서 발표한 계수 등을 적용하여 산정할 수 있다. 다만, 보고 기업이 평균 업스트림 배출계수를 사용할 경우 해당 계수의 적합성과 정의에 대해 검증은 통해 확인할 필요가 있다. Wintergreen and Delaney (2006)는 GHG Protocol에서 준용하는 국제표준(ISO 14064)에 따라 온실가스 인벤토리 보고 시, 배출량 정량화에 사용된 방법론 등 인벤토리 구성 요소에 대한 설명과 검증 수행 여부에 대한 필요성을 강조한 바 있다.

3. 연구 결과

3.1. 국제 통용 전력 무료 배출계수 적용

국외 사업장을 소유하고 있는 보고 기업은 해당 국가 또는 지역의 전력 배출계수를 적용하여 구매 전력의 업스트림 배출량을 산정할 수 있고, 해당 계수 관련 정보는 각 국가별 부처 및 에너지 관련 기관에서 무료 또는 유료로 제공받을 수 있다.

3.1.1. 유럽연합

EU 및 세계 기후에너지 시장협약(GCMCE, Global Covenant of Mayors for Climate and Energy)의 JRC (Joint Research Centre)은 전력 소비에 대한 최신 CoM

(Covenant of Mayors)의 전력 온실가스 배출계수(NEEFE, National and European Emission Factors for Electricity)를 Table 3과 같이 2024년 자료 기준으로 1990년부터 2021년까지 무료로 제공하고 있다. 전력 배출계수 유형은 (i)

Table 3. Emission factors for national electricity for EU member states, Iceland and Norway

Country	(i) Activity-based (IPCC) approach, CO ₂ emissions in tonnes (CO ₂ /MWh)			(ii) Activity-based (IPCC) approach, GHG emissions in tonnes (CO ₂ eq/MWh)			(iii) Life-cycle (LC) approach, GHG emissions in tonnes (CO ₂ eq/MWh)		
	1990	2010	2021	1990	2010	2021	1990	2010	2021
Austria	0.354	0.332	0.243	0.355	0.334	0.244	0.405	0.381	0.281
Belgium	0.408	0.260	0.169	0.410	0.261	0.170	0.472	0.314	0.208
Bulgaria	0.640	0.749	0.505	0.642	0.751	0.508	0.709	0.801	0.540
Croatia	0.235	0.092	0.376	0.235	0.092	0.378	0.289	0.111	0.416
Cyprus	0.944	0.789	0.660	0.947	0.792	0.663	1.154	0.973	0.833
Czechia	1.064	0.786	0.544	1.067	0.788	0.546	1.120	0.837	0.590
Denmark	0.508	0.375	0.103	0.510	0.378	0.105	0.589	0.446	0.138
Estonia	1.336	1.256	0.249	1.343	1.263	0.253	1.850	1.747	0.351
Finland	0.181	0.236	0.057	0.182	0.238	0.059	0.209	0.275	0.073
France	0.142	0.099	0.068	0.142	0.100	0.068	0.161	0.119	0.087
Germany	0.745	0.530	0.382	0.747	0.532	0.383	0.814	0.590	0.438
Greece	1.245	0.833	0.411	1.248	0.836	0.412	1.321	0.903	0.502
Hungary	0.796	0.434	0.220	0.798	0.436	0.222	0.891	0.498	0.266
Ireland	0.906	0.527	0.347	0.908	0.528	0.348	1.042	0.641	0.442
Italy	0.583	0.421	0.284	0.585	0.423	0.285	0.718	0.533	0.383
Latvia	0.043	0.506	0.301	0.043	0.509	0.305	0.055	0.699	0.437
Lithuania	0.242	0.166	0.078	0.242	0.166	0.079	0.305	0.215	0.100
Luxembourg	0.851	0.529	0.285	0.853	0.531	0.287	0.918	0.600	0.334
Malta	1.935	1.022	0.356	1.941	1.026	0.356	2.316	1.262	0.470
Netherlands	0.640	0.467	0.329	0.642	0.469	0.331	0.758	0.564	0.406
Poland	1.280	1.035	0.776	1.284	1.038	0.779	1.414	1.156	0.877
Portugal	0.633	0.291	0.179	0.635	0.293	0.181	0.749	0.367	0.248
Romania	0.940	0.561	0.377	0.942	0.562	0.378	1.102	0.601	0.418
Slovakia	0.546	0.359	0.352	0.547	0.361	0.354	0.602	0.398	0.396
Slovenia	0.526	0.312	0.203	0.527	0.313	0.205	0.565	0.355	0.235
Spain	0.522	0.279	0.174	0.523	0.280	0.175	0.594	0.353	0.236
Sweden	0.012	0.055	0.014	0.012	0.056	0.015	0.017	0.068	0.027
EU 27 Average*	0.676	0.493	0.298	0.678	0.495	0.300	0.783	0.585	0.360
Iceland	0.001	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.166	0.179	0.153
Norway	0.001	0.038	0.012	0.001	0.038	0.012	0.006	0.051	0.022
United Kingdom	0.808	0.529	-	0.810	0.530	-	0.934	0.640	-

Note: All numerical values are presented according to the decimal places indicated in the original sources; further details are available in the cited references.

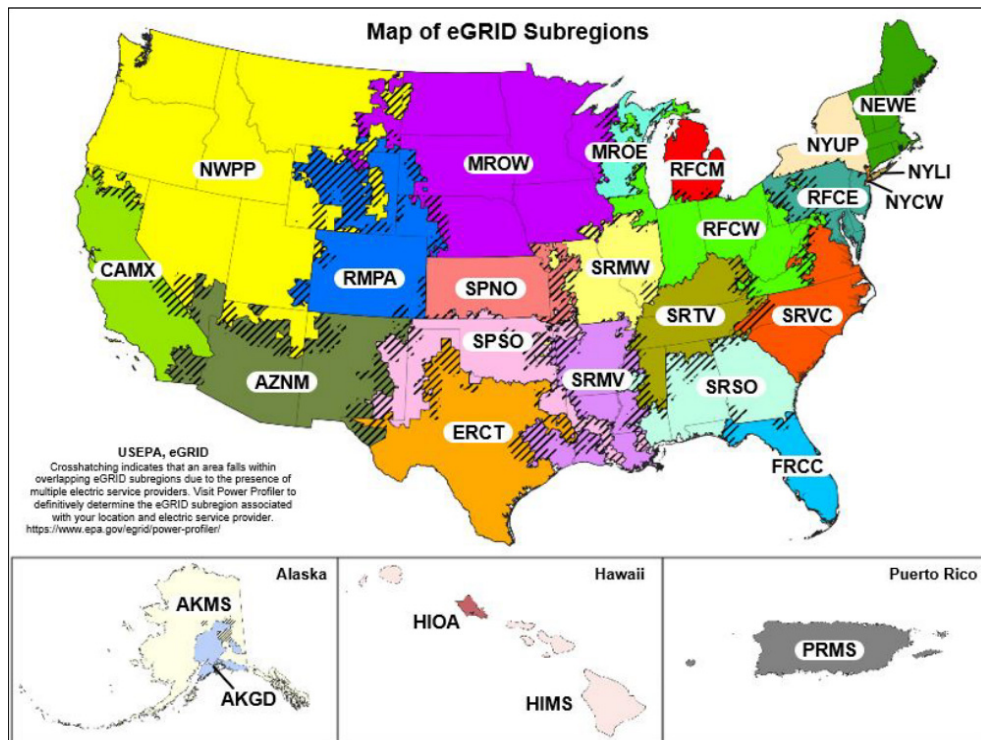
*Calculated by the author

Source: Bastos et al. (2024)

활동 기반 접근법으로 IPCC 가이드라인 기준을 적용하여 에너지 연소 과정에서 발생하는 전력 배출계수 (tCO₂/MWh), (ii) 활동 기반 접근법으로 IPCC 가이드라인 기준을 적용하여 에너지 연소 과정에서 발생하는 전력 배출계수(tCO₂eq/MWh), (iii) 각 국가의 에너지 최종 사용에 대한 활동 기반 배출과 Ecoinvent DB (v3.9.1)의 LCI 데이터를 활용한 업스트림 공급망 배출을 포함하여 산정한 전력 배출계수(tCO₂eq/MWh)(Bastos et al., 2024)를 제공하며, (iii)는 T&D 손실률이 반영되지 않았으므로 최종 소비자 배출계수를 활용하고자 할 때는 각 국가별 T&D 손실계수를 별도로 적용하면 된다(JRC, 2016). 해당 계수는 주요 선진국의 전력 소비에 대한 배출계수의 추이 또는 국가 간 비교 분석이 용이하여 전력 정책 등을 반영할 수 있는 자료로 활용할 수는 있으나, Scope 3 업스트림에 대한 구매 전력 배출계수의 직접 적용은 한계가 있다. 본 계수를 정책 반영 등의 다른 목적으로 활용하고자 할 때에는 동일 연도에 해당하는 국가 단위를 적용하여 배출계수의 일관성을 확보할 필요가 있다.

3.1.2. 미국

미국 환경보호청(US EPA, United States Environmental Protection Agency)은 eGRID (Emissions & Generation Resource Integrated Database)를 통해 Table 4와 Fig. 1과 같이 주(States) 또는 발전권역(Subregions) 단위로 전력 생산 및 소비와 관련된 온실가스 지역 기반 배출계수 등 통합 데이터베이스를 제공하였다. 발전소 연소에 의한 직접배출은 포함시키고 업스트림 배출은 포함시키지 않았으며, T&D는 Scope 3 카테고리 3의 Activity C 산정 시 참고용으로 적용할 수 있도록 하였고(US EPA, 2023, 2025b), Table 5와 같이 정책 분석, 환경 평가, 투자 결정 등에 활용될 수 있도록 발전 기술별로 전과정 전력 배출계수를 제공하였다(NREL, 2021). eGRID는 활용자 측면에서 지역별·전력망별·발전소별 세분화된 전력 배출계수 데이터를 적용할 수 있는 장점이 있으나, Scope 3 업스트림 전력 배출계수 정보를 직접적으로 활용할 수 없는 한계를 가지고 있다.



Source: US EPA (2023, 2025b)

Fig. 1. US Map of eGRID subregions

Table 4. EPA eGRID2023 and grid gross loss

eGRID subregion	eGRID subregion name	eGRID subregion description	Total output emission factors (lb/MWh)			Grid gross loss (%)
			CO ₂	CH ₄	N ₂ O	
AKGD	ASCC Alaska Grid	South/Central Alaska	899.0	0.086	0.012	4.1%
AKMS	ASCC Miscellaneous	Most of Alaska	519.4	0.026	0.004	4.1%
AZNM	WECC Southwest	Southwest US	740.8	0.041	0.006	4.1%
CAMX	WECC California	Southwest Coast/Most of California	436.7	0.025	0.003	4.1%
ERCT	ERCOT All	Most of Texas	738.0	0.043	0.006	4.2%
FRCC	FRCC All	Most of Florida	801.9	0.042	0.005	4.2%
HIMS	HICC Miscellaneous	Hawaii excluding Oahu	1,122.1	0.146	0.022	4.4%
HIOA	HICC Oahu	Oahu Island	1,489.4	0.134	0.021	4.4%
MROE	MRO East	Eastern Wisconsin	1,402.0	0.116	0.017	4.2%
MROW	MRO West	Upper Midwest	920.0	0.097	0.014	4.2%
NEWE	NPCC New England	New England	537.2	0.063	0.008	4.2%
NWPP	WECC Northwest	Northwest US	631.7	0.054	0.008	4.1%
NYCW	NPCC NYC/Westchester	New York City	974.7	0.025	0.003	4.2%
NYLI	NPCC Long Island	Long Island, New York	1,180.7	0.140	0.018	4.2%
NYUP	NPCC Upstate NY	Upstate New York	241.0	0.011	0.001	4.2%
PRMS	Puerto Rico Miscellaneous	Puerto Rico	1,543.0	0.077	0.012	-
RFCE	RFC East	Mid Atlantic	594.7	0.036	0.005	4.2%
RFCM	RFC Michigan	Most of Michigan	962.1	0.082	0.011	4.2%
RFCW	RFC West	Ohio Valley	911.3	0.071	0.010	4.2%
RMPA	WECC Rockies	Colorado-Eastern Wyoming	1,036.0	0.090	0.013	4.1%
SPNO	SPP North	Kansas-Western Missouri	861.9	0.087	0.012	4.2%
SPSO	SPP South	Texas Panhandle-Oklahoma	891.1	0.055	0.008	4.2%
SRMV	SERC Mississippi Valley	Lower Mississippi Valley	739.4	0.032	0.004	4.2%
SRMW	SERC Midwest	Middle Mississippi Valley	1,238.3	0.132	0.019	4.2%
SRSO	SERC South	Southeast US, Gulf Coast	840.9	0.055	0.008	4.2%
SRTV	SERC Tennessee Valley	Tennessee Valley	895.7	0.079	0.011	4.2%
SRVC	SERC Virginia/Carolina	Virginia/Carolinas	590.2	0.045	0.006	4.2%
US Average			771.5	0.057	0.008	4.2%

Note: AK (Alaska), HI (Hawaii), MRO (Midwest Reliability Organization), NPCC (Northeast Power Coordinating Council), PR (Puerto Rico), RFC (Reliability First Corporation), SERC (SERC Reliability Corporation), TRE (Texas Regional Entity), WECC (Western Electricity Coordinating Council)

Source: US EPA (2023, 2025b)

Table 5. Life cycle emissions factors for electricity generation technologies in USA

Renewable		Storage		Nonrenewable	
Biomass	52	Hydrogen fuel cell	38	Coal	1,001
Photovoltaic	43			Oil	840
Geothermal	37	Lithium-ion battery	33	Natural gas	486
Concentrating Solar Power	28			Nuclear	13
Hydropower	21	Pumped-Storage hydropower	7.4		
Wind	13				
Ocean	8				

Source: NREL (2021)

3.1.3. Carbon Footprint

Carbon footprint는 약 200여개 국가에 대한 Scope 2 전력 배출계수(kgCO₂eq/kWh)와 Scope 3 전력 배출계수(kgCO₂eq/kWh)를 (i) T&D 계수, (ii) WTT (Well To

Tank) 계수, (iii) T&D를 반영한 WTT 계수로 구분하여 무료로 제공하고 있으며, 캐나다, 미국, 호주, 영국은 각국 정부에서 공식적으로 제공하는 지역별 데이터까지 확인할 수 있다(Carbon Footprint Ltd, 2024). 특히 (ii) WTT

Table 6. Emission factors for national grid electricity for EU member states and United Kingdom, United States and Republic of Korea

Country	Scope 2	Scope 3		
	Electricity generation emissions factor (kgCO ₂ eq/kWh)	T&D Factor (kgCO ₂ eq/kWh)	WTT Factor (kgCO ₂ eq/kWh)	WTT of T&D Factor (kgCO ₂ eq/kWh)
Austria	0.117334	0.006913	0.028859	0.001700
Belgium	0.125245	0.006368	0.027534	0.001400
Bulgaria	0.453500	0.068909	0.084984	0.012913
Croatia	0.240367	0.029552	0.049160	0.006044
Cyprus	0.642290	0.019959	0.142802	0.004437
Czechia	0.502774	0.037160	0.095831	0.007083
Denmark	0.139598	0.009671	0.046602	0.003228
Estonia	0.530585	0.066833	0.134441	0.016934
Finland	0.095015	0.003431	0.036605	0.001322
France	0.070552	0.006136	0.014944	0.001300
Germany	0.379949	0.017748	0.076499	0.003573
Greece	0.337808	0.010461	0.061592	0.001907
Hungary	0.232519	0.026102	0.046020	0.005166
Ireland	0.314133	0.026285	0.057529	0.004814
Italy	0.314316	0.022247	0.061051	0.004321
Latvia	0.129095	0.010541	0.037440	0.003057
Lithuania	0.164254	0.016255	0.049839	0.004932
Luxembourg	0.087093	0.001682	0.047879	0.000925
Malta	0.451268	0.070860	0.075479	0.011852
Netherlands	0.309015	0.013028	0.061947	0.002612
Poland	0.707940	0.062824	0.130398	0.011572
Portugal	0.166386	0.016938	0.037483	0.003816
Romania	0.278199	0.046349	0.049597	0.008263
Slovakia	0.166383	0.008854	0.036758	0.001956
Slovenia	0.252760	0.017625	0.046741	0.003259
Spain	0.181109	0.019353	0.034295	0.003665
Sweden	0.015183	0.001307	0.010876	0.000936
EU 27 Average*	0.274247	0.023829	0.058636	0.004925
United Kingdom	0.207050	0.018300	0.045900	0.003970
United States	0.374589	0.019104	0.065469	0.003339
Republic of Korea	0.487551	0.017511	0.087781	0.003153

Note: All numerical values are presented according to the decimal places indicated in the original sources; further details are available in the cited references.

*Calculated by the author

Source: Carbon Footprint Ltd (2024)

계수는 연료부터 채굴, 정제, 수송 등 발전 전까지의 업스트림 전력 배출계수로서 Scope 3 산정에 Activity B 계수로도 직접 적용이 가능하며, 각 국가의 Grid mix에 따라 가중 평균하여 산출한 값이다. 다만 각 국가별 공급망의 WTT 데이터가 충분하지 않을 경우, 영국 환경식품농무부 (UK DEFRA, United Kingdom Department for Environment, Food & Rural Affairs)에서 공식적으로 발표한 WTT 계수를 모든 국가 및 연료에 일괄 적용하여 (Carbon Footprint Ltd, 2022), 일부 국가 계수값은 과소 또는 과대 산정되는 한계를 가지고 있다.

Table 6은 2022년 국가별 Grid mix 기반으로 Scope 2와 Scope 3 계수를 산정하여 2024년에 발표한 계수값으로 본 연구에서는 주요국과 국내를 비교하기 위해 EU 27개국과 미국, 영국 등 일부 국가만 추출하였다. WTT 계수는 지질학적 특성, 운송 수단 및 연료 생산방법에 따라 결정되며 (Manouchehrinia et al., 2020), 각 국가별 공급망에 대한 특수성이 반영되었다. EU 27개국 평균 WTT 계수는 0.058636 kgCO₂eq/kWh, 영국 0.045900 kgCO₂eq/kWh, 미국 0.065469 kgCO₂eq/kWh이며, 국내는 0.087781 kgCO₂eq/kWh로 주요 선진국보다 높게 나타났다. Ha et al. (2023)에 따르면 국내의 경우 자체적으로 생산하는 1차 에너지 생산량이 매우 적고 수입 화석연료 의존도가 높으며, 특히 전력 생산 시 사용하는 연료 중 석탄과 LNG가 업스트림 과정에서 많은 온실가스를 배출함에 따라 WTT 계수가 높다고 보고된 바 있다.

3.2. 국제 통용 전력 유료 배출계수 적용

3.2.1. 국제에너지기구(IEA)

국제에너지기구인 IEA (International Energy Agency)

에서는 약 150개 국가의 전과정 업스트림 전력 배출계수를 3가지로 구분하여 Table 7과 같이 유료로 제공하고 있으며, GHG Protocol의 Scope 3 Activity B 산정과 기업의 전과정 탄소발자국 보고 등에 활용하도록 적극 권고하고 있다(IEA, 2024).

(i)은 연료 채굴부터 운송, 가공까지 발전 전 과정을 포함한 배출계수로 발전 지점에서의 연료 연소로 인한 직접 배출을 제외하고, 전력 생산 기술 및 연료의 전체 전과정 배출량을 발전원별 비중에 따라 가중 평균하여 산출한 계수로서 Scope 3 업스트림 전력 배출계수로 활용할 수 있다. (ii)는 화석연료, 우라늄, 바이오연료의 연료 생애주기 배출계수를 발전원별 비중에 따라 가중평균하여 산출하며, 비연료 주기 배출 및 발전 지점에서의 연료 연소에 따른 직접 배출은 제외된다. (iii)는 전력망 내 T&D 손실과 연관된 배출계수를 전과정 관점에서 산정한 것으로 (i), (ii) 배출계수에 포함되어 있지 않으며, 최종 소비지점의 정확한 배출계수 산출을 위해 (i), (ii) 계수에 반영하여 산출할 수 있다. 또한 전 세계 국가의 전기 생산 정보 및 주요 온실가스 배출계수와 OECD 국가 등의 잠정발전량 데이터를 기반으로 한 최신 온실가스 배출계수, 전력 거래로 인한 배출 보정계수 등 다양한 계수를 1990년부터 제공하고 있으며(IEA, 2025a), 각 국가 및 보고 기업의 상황 또는 목적별로 활용도와 과학적 신뢰도가 높다는 장점이 있다. 다만 본 계수를 이용하기 위해서는 라이선스를 별도로 구입해야 한다. IEA 라이선스 가격은 사용자 수 및 사용기한 등에 따라 다르며, 2025년 기준 전과정 업스트림 배출계수 비용은 660 ~ 1,950유로(EUR), 전력에 대한 정보는 660 ~ 4,550유로(EUR), 배출계수 패키지는 연간 6,200유로(EUR)를 지불해야 사용할 수 있다(IEA, 2025b).

Table 7. Life cycle upstream emission factors based on IEA

Flow	Definition
(i) Total upstream emission factors (in gCO ₂ eq/kWh)	The factors are computed using the overall life cycle footprint of the electricity generation technologies/fuels excluding direct emissions from combustion of the fuels at the generation point weighted by their respective shares in the generation mix.
(ii) Fuel-cycle emission factors (in gCO ₂ eq/kWh)	The factors are computed using the life cycle emissions intensity corresponding to fossil fuels, uranium and biofuels fuel-cycles weighted by the respective shares of all fuels/technologies in the generation mix.
(iii) Life cycle adjustment factors for transmission and distribution losses (in gCO ₂ eq/kWh)	Include the emission intensities associated with the transmission and distribution losses of electricity in the grid developed from a life cycle perspective.

Source: IEA (2024)

3.2.2. 에코인벤트(Ecoinvent)

에코인벤트(Ecoinvent)는 국제적으로 널리 사용되는 제품별 LCI에 대한 유료 데이터베이스로, 라이선스 비용은 상업용(Commercial) 및 교육용(Educational)은 1,650프랑(CHF)부터, 기업 및 다수 이용자용(Enterprise)은 6,000프랑(CHF)부터, 개발자용(Developer)은 4,500프랑(CHF)부터이며, 해당하는 연간 이용료를 지불하면 사용할 수 있다(Ecoinvent, 2025). 특히 에코인벤트는 Scope 3 보고를 위한 다양한 2차 데이터 Pool을 제공하며, 지역 및 전 세계 평균 온실가스 배출계수와 평균 운송 거리 및 운송 수단, 지역별 제품 및 기술 구성 등의 정보가 모두 제공되고 있어 이용자의 데이터 부족을 해소하는데 많은 도움을 주며, 전력에 대한 Scope 2 및 Scope 3 배출계수도 이용할 수 있기 때문에(GHG Protocol, 2025a), LCA 기반 제품과 서비스에 대한 세분화된 환경평가 대응에 유리하다.

3.3. 국가 고유 전력 배출계수 적용

2020년 9월 환경부에서 발표한 「온실가스 배출권거래제 제3차 계획기간(2021~2025년) 국가 배출권 할당계획(안)」에서 제시한 외부 공급 전력 사용에 따른 배출계수는 0.4594 tCO₂eq/MWh로(ME, 2020), 2018년 승인된 소비단 기준 국가 고유 온실가스 배출계수이다(GIR, 2018). 이 계수는 환경부 고시 제2025-64호 「온실가스 배출권거래제의 배출량 보고 및 인증에 관한 지침」의 「별표 6. 배출활동별 온실가스 배출량 등의 세부산정 방법 및 기준」에 Table 8과 같이 명시되어 있으며, 제3차 계획기간 배출권 거래제 대상 기업은 3개년도 평균값('14~'16년)을 적용하여 간접배출량(Scope 2)을 산정하고 보고하였다.

Table 8. 2018 National electricity emission factors at consumption

Year	CO ₂ (tCO ₂ /MWh)	CH ₄ (kgCH ₄ /MWh)	N ₂ O (kgN ₂ O/MWh)
2014 ~ 2016 (Three-year average)	0.4567	0.0036	0.0085

Source: GIR (2018)

이후, 2021년 Table 9와 같이 소비단 기준 전력 배출계수를 0.4781 tCO₂eq/MWh로 발표하였으나(GIR, 2021), 제 3차 계획기간에 적용하는 전력 계수와 다른 계수를 사용

할 경우, 실제 명세서 배출량과 공시 보고 배출량 차이로 인해 보고 기업은 의도치 않은 패널티의 발생 가능성이 있어서 해당 계수를 적용하는 것은 한계가 있다. IFRS (2023)에서 발표한 기후관련공시(IFRS S2)에서는 Scope 2 배출량을 공시할 때 기업의 지역기반(Location-based) Scope 2 배출량에 대한 모든 정보를 공시하도록 요구하고 있으므로 의무보고와 자발적 보고를 동시에 할 경우, 보고 기업은 리스크를 최소화 할 수 있는 방법을 선택할 필요가 있다.

Table 9. 2021 National electricity emission factors at generation and consumption

GHG	Emission factor at generation	Emission factor at consumption	Unit
CO ₂ eq	0.4434	0.4781	tCO ₂ eq/MWh
CO ₂	0.4403	0.4747	tCO ₂ /MWh
CH ₄	0.0116	0.0125	kgCH ₄ /MWh
N ₂ O	0.0093	0.0100	kgN ₂ O/MWh

Source: GIR (2021)

제3차 배출권거래제 계획기간 도래로 정부는 2024년 12월 제4차 배출권거래제 기본계획을 발표하였으며, 제4차(2026~2030년) 및 제5차(2031~2035년)에 대한 계획기간별 세부추진 방향(안)에 대한 내용이 포함되었다(MOEF and ME, 2024). 이러한 흐름에 맞춰 GIR (2024)은 국가통계(2006 IPCC 지침) 및 개정된 에너지수급통계와 발전량이 반영된 기준(2020~2022년)으로 2024년 승인 국가 온실가스 전력 배출계수를 Table 10과 같이 공표하였고, 특히 소비단 배출계수는 소내소비, 양수전력, 송배전 손실을 제외한 발전량 등을 적용하여 0.4541 tCO₂eq/MWh로 산정하였다고 보고하였다.

Table 10. 2024 National electricity emission factors at generation and consumption

Year	GHG	Emission factor at generation	Emission factor at consumption	Unit
2020 ~ 2022 (Three-year average)	CO ₂ eq	0.4172	0.4541	tCO ₂ eq/MWh
	CO ₂	0.4150	0.4517	tCO ₂ /MWh
	CH ₄	0.0044	0.0048	kgCH ₄ /MWh
	N ₂ O	0.0077	0.0084	kgN ₂ O/MWh

Source: GIR (2024)

다만, 앞서 언급한 것처럼 국내 기업의 Scope 2 배출량은 Table 8 배출계수를 적용하므로 제 3차 계획기간에 적용하는 국가 고유 소비단 배출계수의 T&D 손실 포함 여부를 확인할 필요가 있다. 에너지 밸런스 기준으로 연료 연소에 의한 배출량은 모든 연료와 모든 배출원 범주에서 발생하는 배출량을 포함해야 하므로(IPCC, 2006b), 총 발전량은 최종 전력 소비량과 T&D 손실량을 포함해야 한다. WRI (2004)에서는 발전소에서 생산된 총 발전량 기준을 나타낸 발전단 배출계수(EFG, Emission Factor at Generation)와 최종 소비자가 실제 사용한 전력 소비량을 기준으로 나타낸 소비단 배출계수(EFC, Emission Factor at Consumption)를 각각 식 (3), (4)로 보고한 바 있다. 총 발전 CO₂ 배출량 기준으로 각각 식 (3-1)과 식 (4-1)로 풀이하면 식 (5)(WRI, 2004)로 나타낼 수 있고, 이를 소비단 배출계수 기준으로 환산하면 총 발전단 배출에 T&D 손실을 포함한 최종 소비된 전력량으로 나눈 값으로 식 (6)과 같이 도출됨에 따라, 이를 통해 소비단 배출계수는 T&D 손실을 반영한다는 것을 확인할 수 있다.

$$EFG = \frac{\text{Total CO}_2 \text{ emissions from generation}}{\text{electricity generated}} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow \text{Total CO}_2 \text{ emissions from generation} & \quad (3-1) \\ & = EFG \times \text{electricity generated} \\ & = EFG \times (\text{electricity consumed} + T\&D \text{ losses}) \end{aligned}$$

$$EFC = \frac{\text{Total CO}_2 \text{ emissions from generation}}{\text{electricity consumed}} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow \text{Total CO}_2 \text{ emissions from generation} & \quad (4-1) \\ & = EFC \times \text{electricity consumed} \end{aligned}$$

EFC and EFG are related as shown below,

$$\begin{aligned} EFC \times \text{electricity consumed} & \quad (5) \\ & = EFG \times (\text{electricity consumed} + T\&D \text{ losses}) \end{aligned}$$

As a result,

$$EFC = EFG \times \frac{\text{electricity consumed} + T\&D \text{ losses}}{\text{electricity consumed}} \quad (6)$$

Note: Equation (3-1), (4-1), (6) is not cited from previous literature but was developed by the author to reflect the assumptions and analytical framework of this study.

Source: WRI (2004)

국가 고유 소비단 전력 배출계수는 Scope 3 산정범위 중 원료채취 및 운송 영역은 제외되어 있어 구매 전력의 업스트림 산정에 적용하는 것은 한계가 있으므로, 전과정 배출계수를 참고하여 배출량을 산정할 수 있다.

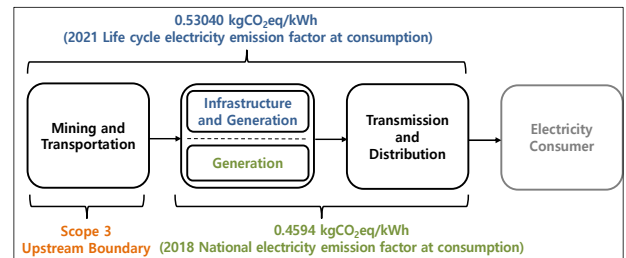
2021년 Grid mix를 기준으로 Table 11과 같이 GLAD (The Global LCA Data Access network)에 등록된 전력 전과정 소비단 배출계수인 0.53040 kgCO₂eq/kWh는, 통계 기반 송배전 손실률(3.53%) 정보와 한국전력공사 및 자회사 등 발전량의 98.2%를 반영하여 정확도를 향상시킨 최신 계수로 발표된 바 있다(KEITI, 2024b).

Table 11. 2021 Life cycle electricity emission factors for Republic of Korea

GHG	Emission factor at generation	Emission factor at consumption	Unit
CO ₂ eq	0.51165	0.53040	kgCO ₂ eq/kWh

Source: KEITI (2024b)

따라서 해당 전과정 계수(2021년 기준)에서 국가 고유 소비단 전력 배출계수(2018년 기준)를 차감하면 업스트림 전력 배출계수를 도출(Fig. 2와 식 (7)) 할 수 있으며, 국내 전력 배출계수는 T&D 손실을 포함하고 있으므로 별도의 T&D 손실 배출량(Activity C)을 보고하지 않아도 된다.



Note: The LCI electricity emission factor includes the impacts of power plant infrastructure, while the national electricity emission factor only covers emissions from electricity generation.

Fig. 2. Scope 3 upstream boundary (activity B) based on national electricity emission factors

$$\text{Scope 3 Upstream boundary (activity B) calculation method} \quad (7)$$

$$= 0.53040 \text{ kgCO}_2\text{eq/kWh (2021 Life cycle electricity emission factor at consumption)} - 0.4594 \text{ kgCO}_2\text{eq/kWh (2018 National electricity emission factor at consumption)}$$

4. 시사점 및 고찰

본 연구는 국내외 전력 배출계수를 분석하여 국가 특수성을 반영한 Scope 3 업스트림 구매 전력 배출계수 적용 방안을 제안하였으며, 해당 연구를 바탕으로 보고 기업 온실가스 배출량의 일관성과 국가 Scope 3 배출량 통계의 정합성 확보를 위해 전력 배출계수와 전력 배출량 부문을 중심으로 3가지 시사점을 도출하였다.

첫째, 제3차 배출권거래제 계획기간 도래로 제4차 계획기간부터 2024년 승인 국가 전력 배출계수를 적용할 가능성이 높으므로 명세서 배출량과 공시 배출량 간 정합성을 위해 기본(Default) 전력 배출계수의 적합성 판단 기준과 절차를 마련해야 한다. 본 연구에서는 Scope 3 구매 전력 산정범위 도출을 위해 국가 여건을 반영하여 2021년 기준 국가 LCI 전력계수에서 제3차 계획기간에 적용하는 2018년 승인 국가 고유 전력 배출계수를 차감하는 방안을 제안하였으나, 두 계수 간 공표 시점과 발전단 경계가 상이하여 인벤토리의 일관성 측면에서 한계가 있었다. 또한 제4차 계획기간 소비단 배출계수(0.4541 tCO₂eq/MWh)를 산정식에 대입할 경우 간접배출량은 감소할 수 있으나 Scope 3 업스트림 전력 배출량은 오히려 증가할 가능성이 있으므로, 전력 배출계수 변경 시 보고 기업의 Scope 3 공시 부담이 가중될 것으로 예상된다. 또한 제4차 배출권거래제 기본계획에서는 발전부문 유상할당 비율을 대폭 상향하는 방안을 검토 중이므로 보고 기업의 이중 부담을 최소화하기 위한 전략을 마련해야 한다. 전력 배출량 산정은 보고 기업의 온실가스 공시 뿐만 아니라 전력 관련 배출량이 관련된 다른 부문에도 영향을 주기 때문에 투명하고 일관성 있는 표준화된 산정 절차가 필요하다(Schäfer et al., 2024). 그러므로 원자료(Raw data)를 인벤토리에 사용할 수 있는 자료 형태로 바꾸거나 선택할 때 국제기구 통계(예를 들어 IEA, UN 등) 및 전문가의 검토를 통해 검증하고 그 기준을 마련하여(IPCC, 2006a), 국가 고유의 Scope 3 업스트림 전력 배출계수 품질을 확보할 필요가 있다.

둘째, 발전원별 전력 전과정 배출계수 개발과 고도화를 통해 공시 배출량의 정확성을 향상시켜야 한다. 국내의 경우, 석탄화력발전에 의한 전기 생산 의존도가 높을 뿐만 아니라 발전량이 많은 화력발전의 Grid mix를 반영하여 전력 배출계수를 산출하는 구조로 되어 있다. 유럽연합(27개국) 2021년 기준 전과정 평균 배출계수는 0.360 tCO₂eq/MWh로 EU 평균값보다 국내 전과정 계수(2021년 기준 발전단

0.51165 kgCO₂eq/kWh)가 높은 것으로 확인되었다. 유럽 국가별로 살펴보면, 전과정 배출계수가 낮은 노르웨이(0.022 tCO₂eq/MWh), 스웨덴(0.027 tCO₂eq/MWh), 핀란드(0.073 tCO₂eq/MWh)는 재생에너지 및 원자력의 비중이 높아 배출계수가 낮게 나타난 반면, 폴란드(0.877 tCO₂eq/MWh)는 전력 발전원 구성이 화석연료 중심이며 상대적으로 재생에너지가 적게 사용됨에 따라 국내처럼 전력 배출계수 값이 높게 나타나는 것으로 확인되었다(EEA, 2025).

EU 국가의 전력 배출계수는 1990년 대비 감소 추세를 보이고 있으며, 이는 2005년부터 도입된 EU-ETS와 더불어 EU 전반의 산업 배출 관련 법규 준수 필요성 인식 및 화석연료에서 원자력·재생에너지로의 전환을 시작으로 2010년부터는 전력 부문에서 실질적으로 온실가스 배출이 감소하고 있는 것으로 보고되었다(Dechezleprêtre et al., 2023; JRC, 2001). 국내 또한 2015년부터 도입된 K-ETS와 이에 따른 기후 및 에너지 정책 시행으로 전력 부문 배출계수는 감소 추세이나, 국가에서 공식적으로 발표하는 단일년도 계수값은 확인이 어려워 매년 보고해야 하는 공시 배출량 산정 인자로서 적용은 한계가 있다. 특히 국내 기업의 지속가능경영보고서 공개자료에 따르면 Scope 3 온실가스 배출량 산정 시 활용한 전력 배출계수는 EPA의 eGRID 전력 배출계수(The HYUNDAI, 2024), IEA의 국가별 열병합 전력 배출계수(SK Ecoplant, 2024) 등을 적용하였으며, 제조업 기업은 Ecoinvent 계수(KCC Glass, 2024)를 포괄적으로 활용하고 있음을 확인할 수 있었다. 이를 통해 ESG 공시 및 국제탄소 규제 대응을 위한 비용과 활용 난이도가 높음에도 불구하고, 국제적으로 통용될 수 있는 산정 데이터로서의 가치와 평가가 가능한 신뢰도 높은 배출계수를 더 선호하고 있는 기업의 현실을 확인할 수 있었다.

따라서 보고 기업의 공시 배출량 정확도를 향상시키기 위해 다양한 발전원별 전력 배출계수를 바탕으로 매년 Grid mix를 반영한 전과정 전력 배출계수를 업데이트하여 전과정 배출계수의 신뢰도를 보장해야 한다. 발전원 및 세분화된 배출계수 활용은 전력 배출량의 신뢰도를 보장할 수 있을 뿐만 아니라, 전력 발전을 위한 화석연료 사용과 관련된 환경영향 조건을 더 정확하게 반영할 수 있다(Bertolini et al., 2025). 또한 데이터 활용의 유연함을 확보함과 동시에 기업의 Scope 3 업스트림 전력 배출량의 감축 효과를 파악할 수 있기 때문에 보고 기업의 배출량 정확도를 제고하는데 기여할 수 있을 것으로 판단된다.

셋째, 공시 의무화 전 국내 기업의 전력 부문 공시 체계 구축 및 안정화에 투자하여 국제사회가 요구하는 직·간접 온실가스 배출량의 포괄적 공개에 선제적으로 대응하고, 자국 산업을 보호할 수 있는 경쟁력 강화의 기반을 마련해야 한다. EU 역외기업의 공시 의무화 시기가 2029년으로 예정됨에 따라 금융위원회는 국내 공시 시행 시기를 재검토하기로 결정한 바 있다. 이에 대해 한국사회책임투자포럼(KOSIF, Korea Sustainability Investing Forum)은 국내 현황과 달리 EU는 법·제도·정책을 정비해 왔으며 이를 통해 지속 가능 경제 인프라를 안정적으로 구축한 상황인 점을 강조하면서, 제조업 비중과 수출의존도가 높은 국내 산업의 특수성을 고려하여 공시를 조속히 의무화하는 것을 제안하고 있어(KOSIF, 2025), 국가 ESG 경쟁력 강화를 위한 국내 공시 제도 기반 마련의 필요성을 시사하였다. 글로벌 환경 컨설팅 기관인 ERM (Environmental Resources Management) 조사에 따르면 기업의 기후 관련 정보 공개 활동에 연평균 약 68만달러(USD)가 소요되며 특히 Scope 3 공시를 포함한 온실가스 분석 등에만 연평균 약 24만달러(USD)가 소요된다고 발표하였다(ERM, 2022). 또한 국내 20~30대 그룹 계열사를 조사한 결과, LCA 데이터 수집비용을 제외한 Scope 3 배출량 공시 공개 준비에 연간 약 30억원(KRW)이 소요된다고 추정한다(KEF, 2024).

이미 시행되고 있는 유럽 탄소국경조정제도(CBAM, Carbon Border Adjustment Mechanism)에서 요구하는 정보에도 공시와 같이 각 기업의 제품 생산 관련 공급망에 대한 온실가스 배출량이 일부 포함되어 있고, 전력 부문은 공급망 배출량과 직·간접적으로 연결되어 있다. CBAM의 전환기간(2023.10.1.~2025.12.31.)에는 시설군의 간접 배출량 즉, 제품생산을 위해 소비된 전력 배출량을 산정할 때 적용하는 전력 배출계수를 원칙적으로 EU가 제공하는 기본값을 활용하거나 국가 고유 전력 배출계수 또는 PPA를 체결한 해당 발전시설의 배출계수를 적용해야 하는데(EU, 2024), 기본값 계수 선택에 따라 배출량이 달라지게 되며, 이는 곧 탄소관세인 CBAM 인증서(Certificate) 구매비용으로 직결된다. 특히 전기 생산을 위해 화석연료에 의존하는 국가는 CBAM 제품 생산 중 소비된 전력 생산으로 인해 발생하는 간접배출에서 내재된 배출량이 상당부분을 차지하게 된다(Radman Šelmić et al., 2024).

따라서 국내와 같은 전력구조를 가진 국가는 기본 전력 배출계수가 높아지게 되기 때문에, 더 많은 CBAM 인증서를 구매해야 하므로 CBAM 대상 기업의 경쟁력 약화를

초래하게 된다. 다만 현재 EU CBAM은 6개 대상 품목이 정해져 있어서 관련 제품을 수출하는 기업만 해당되지만, ESG 공시 의무화 대상은 각 국가별 공시 규정에 따른 상장기업과 단계적 확장을 예고하고 있으므로 공시 의무화 전 자국 내 산업 보호와 경쟁력을 제고할 수 있는 Scope 3 공시 시스템을 마련하여 전력 부문을 포함한 기업 현장의 안정적 공시 시스템 구현과 제도적 기반을 조성할 필요가 있다.

5. 결론

본 연구는 국내 Scope 3 카테고리 3의 구매 전력 배출량을 산정하기 위한 전력 배출계수의 적용 방안을 제시하기 위해 산정 경계 및 산정 방법을 파악하고 국내외 전력 배출계수 현황과 장단점을 분석하였다. 다만 국가 고유 전력 배출계수 및 국외 무료 배출계수 외 유료로 제공하는 배출계수에 대해서는 저작권으로 인해 제시하지 못하였으나, 최대한 국내 기업이 실제 활용할 수 있는 이용 가능한 경로 등을 제안하고 국가 특수성을 반영한 전력 배출계수를 도출하였다는 점에서 연구의 의의가 크다고 할 수 있다. 또한 국내 기업의 전력 배출계수 적용 현황을 파악하기 위해 지속가능경영보고서를 분석한 결과, 일부 보고서의 검증의견서에서 산정 기준 및 산정 지침, 배출계수 적용 기준 등이 간략히 첨부되어 있었으며 세부적인 정보는 공개되지 않았다. 이는 온실가스 검증기관의 검증의견서 작성 기준이 자율적으로 운영되는 데에서 비롯된 것으로 판단되며 기업 공시의 일관성과 투명성을 확보하기 위해 온실가스 검증의견서 또는 ESG 보고서의 작성 기준을 제도화할 필요가 있음을 알 수 있었다.

따라서 본 연구에서 도출한 결과는 기업의 공시 체계 개선과 제도적 기반 마련에 기여할 수 있는 중요한 시사점을 제공하며, Scope 3 업스트림 전력 배출량 산정 정확도 제고와 더불어 국가 차원의 ESG 공시 의무화 정책 추진에도 활용될 수 있다는 점에서 국제탄소 규제 대응에 기여할 수 있을 것으로 기대된다.

사사

이 연구는 기후에너지환경부의 재원으로 국립환경과학원의 지원을 받아 수행하였습니다(NIER-2024-04-02-015).

Reference

- Bastos J, Monforti-Ferrario F, Melica G. 2024. GHG Emission factors for electricity consumption, European Commission, JRC136340.
- Bertolini M, Dutillo P, Lisi F. 2025. Accounting carbon emissions from electricity generation: A review and comparison of emission factor-based methods. *Appl Energy* 392: 125992. doi: 10.1016/j.apenergy.2025.125992
- Carbon Footprint Ltd. 2022. Carbon footprint appraisal methodology document.
- Carbon Footprint Ltd. 2024. Country specific electricity grid greenhouse gas emission factors - 2024.
- CSES (Center for Social value Enhancement Studies). 2023. Greenhouse gas emissions for practitioners. A guide to Scope 3 measurements (in Korean).
- Dechezleprêtre A, Nachtigall D, Venmans F. 2023. The joint impact of the European Union emissions trading system on carbon emissions and economic performance. *J Environ Econ Manage* 118: 102758. doi: 10.1016/j.jeem.2022.102758
- Dragomir VD. 2012. The disclosure of industrial greenhouse gas emissions: A critical assessment of corporate sustainability reports. *J Cleaner Prod* 29: 222-237. doi: 10.1016/j.jclepro.2012.01.024
- EC (European Commission). 2025. Press release. Commission simplifies rules on sustainability and EU investments, delivering over €6 billion in administrative relief.
- Ecoinvent. 2025. Licenses; [accessed 2025 Jul 15]. <https://ecoinvent.org/licenses/>
- EEA (European Economic Area). 2025. Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe; [accessed 2025 Jun 27]. <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1?activeAccordion=ecd3bcf-bbe9-4978-b5cf-0b136399d9f8>
- ERM (Environmental Resources Management). 2022. Costs and benefits of climate-related disclosure activities by corporate issuers and institutional investors; [accessed 2025 July 11]. <https://www.erm.com/insights/costs-and-benefits-of-climate-related-disclosure-activities-by-corporate-issuers-and-institutional-investors/>
- EU (The European Union). 2016. Sustainable energy handbook-module 5.5 grid loss reduction.
- EU (The European Union). 2024. Guidance document on CBAM implementation for importers of goods into the EU.
- FKI (Federation of Korean Industries). 2023. The 5th meeting of the ESG finance promotion task force (in Korean) [accessed 2025 Jul 17]. https://oldhome.fki.or.kr/main/news/statement_detail.do
- FSC (Financial Services Commission). 2025. Issues and improvement measures for the early implementation of mandatory ESG disclosure (in Korean) [accessed 2025 Jun 12]. <http://www.fsc.go.kr:8300/v/p5LIAUAu3CE>
- GHG Protocol (Greenhouse Gas Protocol). 2025a. Ecoinvent; [accessed 2025 July 17]. <https://ghgprotocol.org/ecoinvent>
- GHG Protocol (Greenhouse Gas Protocol). 2025b. Independent standards board. Terms of reference.
- GHG Protocol (Greenhouse Gas Protocol). 2025c. 2024 Reflections and looking ahead: Letter from GHG Protocol steering committee chair and vice chair; [accessed 2025 Jun 13]. <https://ghgprotocol.org/blog/2024-reflections-and-looking-ahead-letter-ghg-protocol-steering-committee-chair-and-vice-chair>
- GIR (Greenhouse Gas Inventory and Research Center). 2018. 2018 National authorized greenhouse gas emission and absorption factor (in Korean).
- GIR (Greenhouse Gas Inventory and Research Center). 2021. 2021 National authorized greenhouse gas emission and absorption factor (in Korean).
- GIR (Greenhouse Gas Inventory and Research Center). 2024. 2024 National authorized greenhouse gas emission and absorption factor (in Korean).
- Ha S, Jeong B, Jang H, Park C, Ku B. 2023. A framework for determining the life cycle GHG emissions of fossil marine fuels in countries reliant on imported energy through maritime transportation: A

- case study of South Korea. *Sci Total Environ* 897: 165366. doi: 10.1016/j.scitotenv.2023.165366
- Hertwich EG, Wood R. 2018. The growing importance of Scope 3 greenhouse gas emissions from industry. *Environ Res Lett* 13(10): 104013. doi: 10.1088/1748-9326/aae19a
- IEA (International Energy Agency). 2024. Life cycle upstream emission factors 2024. Database documentation.
- IEA (International Energy Agency). 2025a. Emissions factors 2024; [accessed 2025 Jun 23]. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/emissions-factors-2024#emission-factors>
- IEA (International Energy Agency). 2025b. IEA product prices 2025.
- IFRS (International Financial Reporting Standards) Foundation. 2023. IFRS S2 climate-related Disclosure.
- IFRS (International Financial Reporting Standards) Foundation. 2025. Exposure draft. Amendments to greenhouse gas emissions disclosures proposed amendments to IFRS S2.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). 2006a. 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories. Chapter 1. Introduction to the 2006 guidelines.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). 2006b. 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories. Chapter 2. Energy.
- JRC (Joint Research Centre). 2001. Greenhouse gas emissions from fossil fuel fired power generation systems.
- JRC (Joint Research Centre). 2016. The covenant of mayors for climate and energy reporting guidelines.
- KCC GLASS. 2024. 2023/24 KCC GLASS ESG report (in Korean).
- KCCI (Korea Chamber of Commerce & Industry). 2023. Survey on corporate opinions regarding the domestic ESG disclosure system (in Korean) [accessed 2025 Jul 17]. <https://www.korcham.net/nCham/Service/Economy/aapl/EsgDetail.asp?nKey=741>
- KEF (Korea Enterprises Federation). 2024. KEF, submission of business sector opinions on the exposure draft of sustainability disclosure standards (in Korean) [accessed 2025 Jul 11] <https://www.kefplaza.com/web/pages/gc79582b.do?siteFlag=www&mnuld=&returnUrl=&bbsAuth=0&bbsFlag=View&ntId=18542&bbsId=0001&bbsIds=0024%2C0018&pageIndex=1&pageUnit=7>
- KEITI (Korea Environmental Industry and Technology Institute). 2024a. Calculation guidance for Scope 3 emissions in the rechargeable battery industry (in Korean).
- KEITI (Korea Environmental Industry and Technology Institute). 2024b. Application case of national LCI DB (electricity sector) (in Korean).
- KEITI (Korea Environmental Industry and Technology Institute). 2025a. Calculation guidance for Scope 3 emissions in the display industry (in Korean).
- KEITI (Korea Environmental Industry and Technology Institute). 2025b. Calculation guidance for Scope 3 emissions in the semiconductor industry (in Korean).
- KEPCO (Korea Electric Power Corporation). 2025. Structure of the electricity industry (in Korean) [accessed 2025 Aug 4] <https://www.kepcoco.kr/home/business/salesbus.do>
- KOSIF (Korea Sustainability Investing Forum). 2025. KOSIF's Commentary on the 5th meeting of the ESG finance promotion task force (in Korean) [accessed 2025 Jun 12]. https://kosif.org/bbs/board.php?bo_table=s4_6&wr_id=45
- Manouchehrinia B, Dong Z, Gulliver TA. 2020. Well-to-propeller environmental assessment of natural gas as a marine transportation fuel in British Columbia, Canada. *Energy Rep* 6: 802-812.
- ME (Ministry of Environment). 2020. Allocation plan for national emissions allowances, phase 3 (2021-2025) for the emissions trading system (draft) (in Korean).
- MOEF (Ministry of Economy and Finance), ME (Ministry of Environment). 2024. The 4th basic plan for the emissions trading system (in Korean).
- NREL (National Renewable Energy Laboratory). 2021.

- Life cycle greenhouse gas emissions from electricity generation:update.
- Radman Šelmić R, Simić A, Stokić D, Mitrović S. 2024. CBAM step-by-step guideline. Western Balkans 6 Chamber Investment Forum.
- Schäfer M, Cerdas F, Herrmann C. 2024. Towards standardized grid emission factors: Methodological insights and best practices. *Energy Environ Sci* 17(8): 1754-5692. doi: 10.1039/D3EE04394K
- Seol SH, Lim JH, Kim EJ, Kim HY, Jang WM. 2024. A survey analysis for the development of Scope 3 greenhouse gases emissions calculation guidelines in Korea (in Korean with English abstract). *J Clim Change Res* 15(6): 1063-1072. doi: 10.15531/KSCCR.2024.15.6.1063
- SK Ecoplant. 2024. SK ecoplant sustainability report (in Korean).
- The HYUNDAI. 2024. Hyundai department store sustainability report 2024 (in Korean).
- US EPA (The United States Environmental Protection Agency). 2023. The emissions & generation resource integrated database. eGRID Technical guide with year 2023 data.
- US EPA (The United States Environmental Protection Agency). 2025a. Power market structure; [accessed 2025 Jun 23]. <https://www.epa.gov/green-power-markets/power-market-structure>
- US EPA (The United States Environmental Protection Agency). 2025b. Emission factor for greenhouse gas inventories.
- US SEC (The United States Securities and Exchange Commission). 2025. SEC votes to end defense of climate disclosure rules; [accessed 2025 Apr 12]. <https://www.sec.gov/newsroom/press-releases/2025-58>
- WBG (World Bank Group). 2024. Global evolution of power market designs.
- Wintergreen J, Delaney T. 2006. ISO 14064, international standard for GHG emissions inventories and verification.
- WRI (World Resources Institute). 2004. Accounting for indirect emissions from purchased electricity.
- WRI (World Resources Institute). 2015. GHG Protocol Scope 2 guidance.
- WRI (World Resources Institute), WBCSD (World Business Council for Sustainable Development). 2011. Corporate value chain (Scope 3) accounting and reporting standard. Supplement to the GHG Protocol corporate accounting and reporting standard.
- WRI (World Resources Institute), WBCSD (World Business Council for Sustainable Development). 2013. Technical guidance for calculating Scope 3 emissions (version 1.0). Supplement to the corporate value chain (Scope 3) accounting and reporting standard.