

제11차 전력수급기본계획과 대안적 전원 구성 시나리오의 통합평가에 관한 연구

최현태* · Mickjeon Haewon** · 박상인***†

*서울대학교 행정대학원 박사과정, **카이스트 녹색성장지속가능대학원 부교수, ***서울대학교 행정대학원 교수

An integrated assessment of the 11th basic plan for long-term electricity supply and demand and alternative power generation mix scenarios

Choi, Hyuntae* · McJeon Haewon** and Park, Sangin***†

*Ph.D Candidate, Graduate School of Public Administration, Seoul National University, Seoul, Korea

**Associate Professor, Graduate School of Green Growth & Sustainability, KAIST, Daejeon, Korea

***Professor, Graduate School of Public Administration, Seoul National University, Seoul, Korea

ABSTRACT

The Korean government is faced with the dual challenges of ensuring a stable electricity supply and achieving substantial greenhouse gas (GHG) reductions in the power sector. In response, the 11th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand, announced in February 2025, proposes to increase the share of carbon-free power sources to 71% by 2038. This study employs the Integrated Assessment Model (GCAM SNU) to simulate the projected emissions pathway under the current policy scenario and test whether the plan can meet Korea's 2030 Nationally Determined Contribution (NDC) target for the power sector —a 45.9% reduction in GHG emissions from 2018 levels—and support deeper emissions cuts through 2035. Furthermore, an alternative scenario (CoalOut - HighRE), which phases out coal-fired power by 2035 and accelerates the deployment of renewable energy centered on offshore wind, is developed and analyzed. The results show that the current plan is unlikely to achieve the 2030 NDC target, whereas the alternative scenario can not only ensure reliable power supply but also achieve the 2030 NDC and reduce power sector GHG emissions by 83% by 2035. These findings demonstrate the feasibility of deep emissions reductions while maintaining a stable electricity supply under an ambitious coal phase-out and renewable energy expansion strategy. This highlights the importance of integrated planning for electricity transition and climate goals in guiding effective NDC implementation.

Key words : Integrated Assessment Model (IAM), Power Sector Decarbonization, Coal Phase-Out, Offshore Wind Power, Nationally Determined Contributions (NDC)

1. 서론

2015년 파리협정(Paris Agreement)이 채택됨에 따라 모든 당사국은 자발적으로 온실가스 감축목표(NDC)를 설정하여 5년마다 갱신할 의무를 지닌다. 2020년 12월 한국은 파리협정의 당사국으로서 2030년의 온실가스 배출량을 2018년 대비 24.4% 감축하는 목표를 유엔기후변화협약에

제출하였으며, 이후 2021년 10월과 2023년 3월 두 차례에 걸쳐 2030년 NDC를 수정하였다(Table 1). 2021년 10월 수정안에서는 감축목표를 2018년 대비 40%로 상향하였으며, 전환, 산업, 건물, 수송 등 부문별 세부 목표를 제시하였고, 2023년 3월 수정안에서는 부문별 세부 목표를 조정하면서 제1차 국가 탄소중립·녹색성장 기본계획을 통해 부문별 세부 목표를 달성하기 위한 감축대책을 마련하였다.

†Corresponding author : sanpark@snu.ac.kr (Graduate School of Public Administration, 1 Gwanak-ro, Gwanak-gu, Seoul, 08826, Korea. Tel. +82-2-880-5623)

ORCID 최현태 0009-0007-3917-9713
Mickjeon Haewon 0000-0003-0348-5704

박상인 0009-0002-1190-5801

Table 1. Timeline of policy submission, announcement, and release

Time	Policy
December 2020	Initial submission of 2030 NDC
	Announcement of the 9 th BPESD
October 2021	Submission of the updated 2030 NDC
January 2023	Announcement of the 10 th BPESD
March 2023	Submission of the second update to the 2030 NDC
April 2024	Release of the 1 st National Basic Plan of Carbon Neutrality and Green Growth
March 2025	Announcement of the 11 th BPESD

이 중 전환 부문은 2018년 기준 총배출량의 37.1%를 차지하는 주된 배출원일 뿐만 아니라 전력수급기본계획을 중심으로 한 정부 주도의 계획 수립이 가능하기 때문에 핵심적인 감축 부문으로 고려된다. 구체적으로 전환 부문에는 2021년 10월 수정된 NDC에서는 44.4%, 2023년 3월 수정된 NDC에서는 45.9%의 감축 목표가 설정되었다. 전력수급기본계획(The Basic Plan for Long-Term Electricity Supply and Demand, 이하 ‘기본계획’ 또는 ‘BPESD’)은 안정적인 전력 수급과 경제성, 환경성을 목표로 한 향후 15년간의 발전설비 및 송전망에 대한 계획으로 2년마다 수립되며, 전력 부문의 세부 목표를 달성하기 위한 핵심적인 이행계획이다(Choo et al., 2024).

그런데 전력수급기본계획이 2030년 온실가스 감축 목표를 달성하기에 충분한지에 대해서는 지속적으로 의문이 제기되었다. Kim et al. (2022)는 2020년 12월 발표된 제9차 기본계획(2030년 석탄 발전 29.9%, 무탄소에너지 45.8%)을 시나리오로 구성하여 시뮬레이션 한 결과 2030년 NDC를 달성하지 못한다는 결과를 제시하였다. 다만 이 연구에서는 전력수급기본계획 뿐만 아니라 친환경차 기본계획 등 다른 부문의 정책도 시나리오에 반영하였고, 전력 부문의 배출량을 별도로 확인하지 않고 전체 순배출량을 2030년 NDC와 비교하였기 때문에 제9차 기본계획에 대한 직접적인 평가라고 보기는 어렵다.

Hultman et al. (2023)은 2023년 1월 발표된 제10차 기본계획(2030년 석탄 발전 19.7%, 무탄소에너지 54%)을 분석한 결과, 한국의 2030년 NDC가 파리협정의 목표를 달성하기에 적절한 수준이지만, 한국의 전력 부문과 산업 부문의 감축 목표가 너무 낮게 설정되어 있으며, 특히 제

10차 기본계획에서 무탄소에너지 비중이 낮고 석탄 발전 배출이 지연되고 있음을 지적한다. 그러나 Hultman et al. (2023)의 연구는 제10차 기본계획의 발전량 전망을 직접 시나리오에 반영하지 않고, 지구평균기온 상승을 1.5도씨 이하로 억제한다는 제약을 통합평가모형에 입력하여 전력공급믹스를 산출한 뒤 제10차 기본계획과 비교하였기 때문에 제10차 기본계획에 따라 나타나는 전력 부문의 온실가스 배출경로를 확인한 연구는 아니다.

2025년 3월 발표된 제11차 기본계획은 명시적으로 2030년 NDC를 반영하여¹⁾, 2024년부터 2038년까지의 전력 수요 전망, 발전원 구성, 온실가스 감축 경로 등을 제시하고 있다. 그러나 제11차 기본계획에 제시된 전원 구성만으로 전환 부문의 감축 목표가 실제로 달성 가능한지에 대해서는 여전히 검토가 필요하다. 해당 계획은 발전기별 배출계수를 적용하여 연도별로 배출량을 산정했다고 밝히고 있으나, 석탄(0.8384 tCO₂eq/MWh)과 LNG(0.3800 tCO₂eq/MWh)의 평균 배출계수만 제시되어 있을 뿐, 수소나 암모니아 혼소 등의 구체적인 배출량 산정 방식은 명확하게 제시하지 않는다.

따라서 제11차 기본계획의 발전량 전망을 시나리오로 구성하여 모형을 통해 전력 부문의 배출경로를 확인할 필요가 있다. 본 연구는 제11차 기본계획을 시나리오(CurPol)로 구성한 뒤 통합평가모형인 GCAM-SNU를 통해 2035년까지 전력 부문의 온실가스 배출경로를 확인해 본다. 연구 결과, 제11차 기본계획의 발전량 전망은 2030년 NDC에 나타난 전력 부문 목표를 달성하지 못할 뿐만 아니라 2030년 이후 온실가스 배출경로가 제11차 기본계획에 나타난 감축 목표를 지속적으로 달성하지 못하는 것으로 나타난다. 이는 전력 부문에서 추가적인 감축 수단을 탐색할 필요성을 제기한다.

전력수급기본계획을 바탕으로 추가적인 감축수단을 탐색한 연구들이 존재한다. Park et al. (2025)은 석탄 발전을 2035년까지 완전히 퇴출하는 동시에 온실가스 배출량 목표를 반영한 시나리오를 분석하여 2035년에 80%의 무탄소에너지 비중이 달성될 수 있음을 보인다. Kim et al. (2022)는 제9차 기본계획을 바탕으로 2050년 탄소중립을 달성하기 위한 재생에너지·원자력·CCS 간의 대체관계를 분석한다.

그러나 선행연구들은 온실가스 배출에 대한 제약을 시나리오에 반영한 다음, 제약을 만족시키는 전원구성을 모

1) 제10차 전력수급기본계획부터 명시적으로 국가온실가스감축목표를 반영하고 있다.

형에서 도출하기 때문에 전력수급기본계획을 기반으로 적실성 있는 정책 변화를 탐구한 뒤 그 효과를 분석한 연구는 아니다. 특히 2023년 수정된 NDC를 제출한 이후 나타난 국내외의 정책적 흐름의 변화를 토대로 제11차 기본계획에서 추가적인 정책 도입이 가져올 효과를 분석한 연구²⁾는 찾아보기 어렵다.

본 연구는 제11차 전력수급기본계획에 따라 나타나는 2035년까지의 온실가스 배출경로를 통합평가모형을 통해 분석한 최초의 논문이라는 의미를 지닌다. 기존 연구들이 감축경로에 대한 제약 하에서 도출되는 전원구성을 분석한 반면, 본 연구는 발전원별로 실현 가능한 정책을 검토한 뒤, 시나리오를 구성하여 감축 효과를 분석했다는 점에서 정책의 적실성에 초점을 두고 있다. 본 연구는 2023년 이후 국내외의 정책 변화 흐름을 반영하여 석탄 조기 퇴출과 가속화된 재생에너지 확산을 포함한 CoalOut-HighRE 시나리오를 제안하고, 이에 따른 전력 부문 배출경로뿐 아니라 탄소가격과 설비투자까지 분석함으로써, 추가 감축 전략에 따르는 사회적 비용을 정량적으로 평가하였다.

대안적 시나리오에서는 2030년 NDC가 달성될 뿐만 아니라 2035년까지 전력 부문에서 83%의 감축이 이루어진다. 이는 전력 부문의 추가 감축 전략이 2030년 NDC 이행뿐 아니라 2035년 감축목표 수립을 위해 활용될 수 있음을 시사한다. 특히 2030년 NDC는 국제감축이 전체 감축량의 13%를 차지하는데, 전력 부문에서 추가적인 감축 수단의 발굴은 2035년 NDC 수립에서 국제감축에 대한 의존을 줄이고 목표 달성의 불확실성을 낮추는 데 기여할 수 있다(Schneider et al., 2017).

본 논문의 구성은 다음과 같다. 제2장에서는 본 연구에 활용된 통합평가모형과 데이터에 대해 설명하고 제3장 시나리오를 설계한 뒤, 제4장에서는 시나리오별 분석 결과를 전력공급믹스, 온실가스 배출경로, 탄소가격, 설비투자 항목별로 비교한다. 마지막으로 제5장에서는 분석 결과에 기반한 정책적 시사점을 도출하고 결론을 제시한다.

2. 분석모형과 자료

2.1. 모형

본 연구에 사용된 GCAM-SNU는 미국 북서태평양 국립연구소(PNNL, Pacific Northwest National Laboratory)에서 개발한 GCAM (Global Change Analysis Model)에서 전력 부문의 주요한 모수를 한국의 특성을 반영하여 조정한 통합평가모형이다³⁾. 이 절에서는 먼저 GCAM의 원리를 설명한 다음, GCAM-SNU에서 구체적으로 GCAM의 어떤 모수를 조정했는지 기술한다.⁴⁾

GCAM은 2020년부터 2100년까지 5년 단위로 경제, 에너지, 수자원, 토지 이용, 기후 시스템 간의 상호작용을 통합적으로 시뮬레이션하는 통합평가모형으로⁵⁾, 각각의 시스템은 다양한 지리적 범위를 가진 계층화된 시장 구조로 이루어져 있다. 특히 경제 및 에너지 시스템은 국제적 수준의 사회경제 및 에너지 흐름을 분석하기에 적합한 32개의 지정학적 지역으로 구분된다⁶⁾. 각각의 시스템은 에너지 시장을 통해서 연결되는 것으로 이해할 수 있는데, 이 하에서는 에너지 부문을 중심으로 개별 시장의 수요와 공급, 계층화된 시장 구조, 부문 간의 연결에 대해 설명한다.

각 시점에서 GCAM은 모든 시장의 수요와 균형을 일치시키는 가격 벡터를 찾을 때까지 해를 찾는 과정을 반복한다. 각 지정학적 지역의 에너지 수요는 산업, 건물, 수송, 농업 등 다양한 부문에서 발생하는데, 지역내 부문별 에너지 수요는 지역내총생산과 에너지 가격에 따라 (1)과 같이 결정된다. 분석의 단순화를 위해 인구와 1인당 소득 수준은 외생 변수로 주어지며, 지역내총생산은 두 요인의 곱으로 계산된다.

$$X_{i,t} = B_{i,0} \times \left(\frac{P_{E,t}}{P_{E,0}} \right)^{\epsilon_{P_{E,i}}} \times Y_t^{\epsilon_{Y,i}} \quad (1)$$

여기서 $X_{i,t}$ 는 시점 t 에서 부문 i 의 에너지 수요를, $B_{i,0}$ 은

2) Zhao et al. (2024)는 미국을 대상으로 실현 가능한 대안적인 정책 시나리오를 구성한 뒤 통합평가모형을 활용하여 분석한다.

3) 기존에 GCAM 모형에서 한국과 관련된 부분을 변형한 모형으로 GCAM-Korea (Jeon et al., 2021)와 GCAM-KAIST가 존재한다. GCAM-Korea는 GCAM 모형을 시도 단위로 세분화한 모형으로, Roh et al. (2022)은 GCAM-Korea를 이용하여 2030년 NDC를 달성하기 위한 신재생에너지 비중을 시도별로 분석하는데 사용하였다. GCAM-KAIST는 GCAM에서 한국 지역의 발전, 산업, 수송 부문의 모수를 조정한 모형으로, 전술한 Kim et al. (2022)은 분석에 GCAM-KAIST를 활용한다.

4) 이 절에서 GCAM 모형에 대한 설명은 Edmonds and Reilly (1983), Brenkert et al. (2003), Clarke and Edmonds (1993), 그리고 Calvin et al. (2019)을 참고하여 정리한 것이다.

5) 모형의 결과값은 1975년부터 존재하지만 2015년까지는 과거의 데이터를 이용하여 결과값이 보정(calibration)되어 있기 때문에 실질적으로 시뮬레이션은 2020년부터 이루어진다.

6) 물과 토지 시스템은 물-농업 간 상호작용을 정밀하게 반영하기 위해 총 384개의 토지-수자원 지역으로 세분화된다.

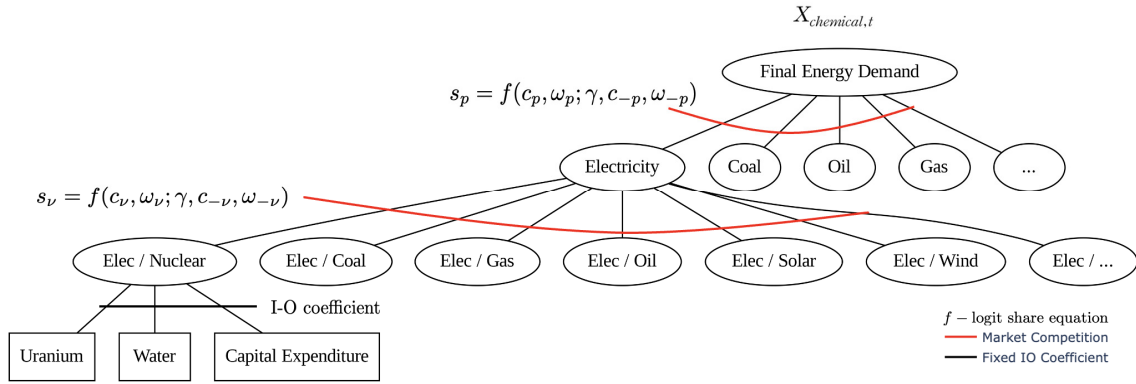


Fig. 1. Conceptual framework of sectoral energy demand and supply

기준시점 t_{-1} 의 에너지 소비량을 의미한다. $P_{E,t}$ 는 시점 t 의 에너지 가격, $P_{E,0}$ 는 기준시점의 에너지 가격, Y_t 는 지역내총생산, $\epsilon_{P_{E,i}}$ 는 에너지 수요의 가격 탄력성, $\epsilon_{Y,i}$ 는 에너지 수요의 소득 탄력성을 나타낸다. 에너지 수요는 에너지 가격에 대해 부(-)의 상관관계를 지니고, GDP에 대해 정(+)의 상관관계를 지닌다. 정리하면, 부문별 에너지 수요를 결정하는 외생변수는 지역별 1인당 소득수준과 인구이며, P_t 는 Fig. 1과 같이 계층적 시장 구조를 통해 모형 내에서 결정된다.

예를 들어, 시점 t 에 석유화학산업에서 에너지 수요가 $X_{chemical,t}$ 로 주어졌다고 할 때(Fig. 1), 이 수요는 전기, 석탄, 석유, 가스, 수소 등 다양한 에너지원을 통해 충족될 수 있다. 전기를 이용한 에너지 공급을 $elec$ 이라고 표현할 때, 전기의 공급 비중 s_{elec} 는 식 (2)에 따라 결정된다.

$$s_{elec} = \frac{\omega_{elec} \exp(\lambda c_{elec})}{\sum_i \omega_i \exp(\lambda c_i)} \quad (2)$$

Clarke and Edmonds (1993)는 완전경쟁시장에서 무수히 많은 수요자가 존재하고 각 수요자가 가장 낮은 가격의 공급 방식을 선택하며, 공급 방식 n 의 가격 p_n 이 서로 독립적인 베이불 분포(Weibull distribution)를 따르는 경우 n 의 비중이 식 (2)와 같이 로짓 비중(logit share)으로 나타나는 것을 보이고 있다.

여기서 c_{elec} 는 전기($elec$)의 단위 비용, λ 는 비용 민감도를 나타내는 로짓 계수(logit coefficient), ω_{elec} 는 전기에서 비용 이외 요소를 반영한 비중 가중치(share-weight)이다. 비중 가중치는 지역적 선호의 차이나 경로 의존성 등 비용으로는 설명하기 어려운 다양한 요인을 반영한다. 즉,

석유화학산업에서 에너지 수요를 충족시키기 위한 다양한 공급 방식의 비중(share)은 주로 해당 공급 방식의 상대가격에 의존한다.

이 때 전기의 공급 비중이 고정되어 있지 않음에 유의할 필요가 있다. 지역내 부문별 에너지 수요는 전기뿐만 아니라 석탄(발전용이 아닌 최종 에너지원), 석유, 가스, 수소 등 다양한 에너지원을 통해 공급될 수 있다. 만약 전기 가격이 시나리오의 가정으로 인해 상승할 경우, 전기 공급이 감소하고 다른 에너지원으로 대체가 나타난다.

그런데 전기 가격은 전기를 공급하는 다양한 발전 방식의 비용을 가중평균하여 계산한다. 즉, 원자력을 $elec/nuclear$, 석탄 발전을 $elec/coal$, 태양광 발전을 $elec/solar$ 라고 나타낼 때 c_{elec} 은 식 (3)에서와 같이 각 방식의 발전비용 c_n 을 발전비율 s_n 로 가중평균한 가격이 된다.

$$c_{elec} = (s_{elec/nuclear} \times c_{elec/nuclear}) + (s_{elec/coal} \times c_{elec/coal}) + (s_{elec/solar} \times c_{elec/solar}) + \dots \quad (3)$$

석유화학 에너지를 공급하기 위해 필요한 전기량은 하위 시장에서 원자력, 석탄 발전, 태양광과 같이 다양한 발전 방식에 의해 공급되어야 한다. 이 때 전기량은 하위 시장에서 전기 수요가 되고, 다양한 발전 방식의 공급 비중은 다시 식 (2)와 같은 로짓 비중을 따른다. 예를 들어 주어진 전기 수요를 충족시키기 위한 원자력 비중은 식 (4)로 나타난다. 이렇게 GCAM 내에서 각 부문은 계층화된 수요-공급의 관계를 형성하고 있다.

$$s_{nuc} = \frac{\omega_{nuc} \exp(\lambda c_{nuc})}{\sum_i \omega_i \exp(\lambda c_i)} \quad (4)$$

Table 2. GCAM model input & output

Model Input	
Population & GDP per Capita	GDP determines energy demand
Efficiency & Capital Cost	Unit capital cost and input coefficient
Extraction Cost & Resource	Grade specific availability and extraction cost
Policy Assumption	Ceiling, Floor, Fixed Output, ...
Model Output	
Price Vector	Clears Market
Energy Demand and Supply	Shares of supply technologies meeting demand
GHG Emission	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, F-Gases

이제 원자력 발전 방식에 대해 살펴보자. 원자력 발전을 위해서는 원료인 우라늄, 발전 설비, 그리고 냉각수 등이 필요하다. 따라서 원자력 발전 비용은 단위 발전량당 우라늄 조달 비용(기술 효율성), 설비 투자 비용, 그리고 냉각수 조달 비용 등으로 구성된다. 따라서 원자력 발전의 효율성이나 설비 투자 비용에 관한 기술적 가정이 원자력 발전의 비용을 결정하는 주된 외생변수라고 할 수 있다.

주어진 원자력 발전량을 공급하기 위해 필요한 우라늄과 냉각수는 각각 우라늄 자원에 대한 수요와 물에 대한 수요를 구성하는 요인이다. 이 때 우라늄 자원에 대한 공급은 자원의 등급별 추출 비용에 기반한 곡선으로 이루어져 있다. 또한 물의 공급 역시 유사하게 등급별 비용에 기반한 곡선으로 이루어져 있으나 가장 낮은 등급의 물 자원은 거의 무한히 존재한다고 가정하는 차이가 있다. 우라늄 가격과 물 가격은 다양한 부문에서 나타나는 자원에 대한 수요와 공급이 일치하는 수준에서 결정된다.

계층화된 시장을 상향식으로 탐색해 보면 식 (1)에서 $P_{E,i}$ 가 어떻게 결정되는지 이해할 수 있다. 먼저 최하위 시장에서 원자력 발전의 비용은 우라늄과 냉각수 가격, 그리고 설비 투자 비용에 의해 결정된다. 그 상위 시장에서 전기 가격은 발전 기술별 공급 비중을 가중치로 발전 비용을 가중평균하여 계산된다. 최상위 시장에서는 부문 i 의 수요를 충족시키기 위한 각 에너지원의 비중을 가중치로 비용을 가중평균하여 에너지 가격 $P_{E,i}$ 를 구성할 수 있다. 그런데 최하위 시장에서 원자력 발전의 비용은 기술 효율성, 비용 곡선, 자원 가용량에 따라 결정되므로, 이들은 에너지 공급을 결정하는 주된 외생변수이다.

GCAM은 각 시점(일반적으로 5년 단위)에서 주어진 외생변수를 바탕으로 모든 시장의 에너지 수요와 공급을 동시에 일치시키는 가격 벡터를 수치적 해법(numerical methods)으로 계산한다. 이 결과는 다음 시점의 초기 조건

으로 이월되며, 다음 시점에서 모형은 초기 조건과 다른 외생변수를 토대로 해를 찾는다.

GCAM은 시물레이션 과정에서 정책이 제약조건(constraint)으로 주어질 경우, 이를 시장의 균형을 달성하는 동시에 해당 제약 조건을 만족하는 가격 벡터를 찾는다. 제3장의 시나리오에서 발전원에 대한 가정은 모형에 상한(ceiling) 또는 하한(floor)이라는 제약으로 반영된다. 제약 조건은 부문 간 상호작용을 통해 모형의 결과에 영향을 미친다. Table 2는 모형의 주요한 입력과 출력을 정리한 것이다.

GCAM-SNU는 본 연구의 목적에 비추어 GCAM v7.1에서 한국의 전력 부문을 수정한 모형이다. 먼저 GDP 및 인구 경로를 COVID-19 이후 통계청 예측에 기반하여 조정하였고, 한국전력통계에 제시된 2020년 발전원별 발전량을 이용하여 2020년 결과를 보정(calibration) 하였다. 이를 통해 발전 부문에 대한 시나리오 분석의 현실 적용성을 제고하였다.

전력 부문 내 다양한 공급 방식에 대한 비중 가중치(ω) 역시 한국의 에너지 정책 및 현실에 맞게 조정하였다. 먼저 원자력 발전의 경우, GCAM에서 2020년 이후 비중 가중치가 점진적으로 증가하는 경로를 따르고 있다. 이는 2020년 이후 한국에서 원자력 발전에 대한 정책적·사회적 선호가 증가한다는 가정에 기반한 것이다.

그러나 본 연구에서 사용한 GCAM-SNU에서는 원자력 발전에 대한 향후 정책 방향이 국내에서 안정적으로 정립되지 않았고, 사회적 수용성이나 제도적 요인에 있어 불확실성이 지속되고 있음을 고려하여, 원자력 발전의 비중 가중치를 1로 설정하였다. 이를 통해 원자력 기술에 대한 중립적인 시각에서 분석을 진행하였다.

한국에서는 집광형 태양열 발전(CSP) 기술이 상용화되어 있지 않고, 실증 가능성 또한 낮기 때문에, 비중 가중

치를 0으로 설정하였다. 2020년 신재생에너지백서 역시 태양열의 시장잠재량을 계산할 때 계통 접속용은 시장 가능성이 낮다고 판단하여 제외하고 있다(Ministry of Trade, Industry and Energy, 2021).

바이오매스 및 유류 기반 발전에서의 탄소 포집 및 저장(CCS) 기술 역시 국내 도입 가능성이 낮다고 판단하여, 비중 가중치를 0으로 설정하였다. 유류 발전은 2023년 한국 전체 발전량의 0.6%만을 차지할 뿐만 아니라 CCS를 도입하기에 적절한 100 MW 이상의 발전기의 경우 2007년 이후 준공되지 않고 있다. 또한 Min et al. (2022)에 의하면 바이오매스 열병합 발전은 가동률 55%, 목재칩 가격 95,000원/톤의 조건에서 수익률이 1%에 불과한 것으로 나타나 추가로 CCS를 도입할 유인이 매우 낮다.

GCAM의 코드는 글로벌변화공동연구소(Joint Global Change Research Institute, JGCRI)의 Github에 공개되어 있으며, GCAM-SNU의 코드는 저자의 Github⁷⁾에 공개되어 있다.

2.2. 자료

본 연구는 한국의 태양광 시장잠재량 분석을 위해 유럽연합 코페르니쿠스 토지감시서비스(Copernicus Land Monitoring Service)의 글로벌 토지피복 자료(Global Land Cover 2019)와 코페르니쿠스 기후 데이터 저장소(Copernicus Climate Data Store)의 지역 추출 자료(Cutout 2013)를 함께 활용하였다(European Centre for Medium-Range Weather Forecasts, 2013; European Union, 2019).

2020년 신재생에너지백서(Ministry of Trade, Industry and Energy, 2021)에서 이미 한국의 태양광 잠재량을 분석한 적이 있지만, 자가소비용 태양광과 발전사업용 태양광을 구분하지 않았다. 제11차 기본계획에서는 발전사업용 태양광과 자가소비용 태양광을 구분하고 있으며, 발전량 전망에서는 전자만 포함시키고 있다. 따라서 본 연구의 분석을 위해서는 발전사업용 태양광 잠재량을 분리하여 확인할 필요가 있다.

그러나 신재생에너지백서의 잠재량 산출시 활용한 데이터가 공개되어 있지 않으므로, 본 연구는 별도의 데이터를 활용하여 발전사업용 태양광의 잠재량을 계산하였다. 다만 분석 과정에서 신재생에너지백서에 나타난 방식

과 일관성을 유지할 수 있는 방식을 취했고, 타당성 검증을 위해 분석 결과를 신재생에너지백서와 비교한다.

코페르니쿠스 글로벌 토지피복 자료는 유럽연합의 코페르니쿠스 지구관측 프로그램(Copernicus Earth Observation Program)에서 제공하는 고해상도 공간 데이터셋으로, 전 세계 토지피복 정보를 위성 영상을 기반으로 분류한 자료이다. 본 연구에서는 해당 자료 중 한국 지역에 해당하는 100 m² 해상도의 격자 데이터를 사용하여, 각 셀이 나타내는 토지이용 유형을 토지피복 코드로 파악하였다.

태양광 설치에 적합한 지역으로는 선행연구(Hörsch and Brown, 2017, Hörsch et al., 2022; Parzen et al., 2023)를 참고하여 덤불 및 관목지(코드 20), 초지 및 목초지(30), 경작지(40), 희박한 초목지(60), 초본 습지(90), 이끼로 덮인 지역(100)을 선정하였다. 이 때 건축 밀집 지역(50)은 발전사업용 태양광 설치에 적합하지 않다고 판단하여 제외하였다.

주어진 토지피복 유형에 해당하는 셀을 선별하여 설치 가능 면적을 계산한 다음, 한국에너지공단에서 적용한 환산계수인 14.9 m²/kW를 적용하여 기술적 잠재량을 도출하였다. 이후 한국에너지공단에서 산정한 태양광 규제요인 계수인 0.153을 곱하여 시장잠재량을 산정하였다.

Table 3에는 시도별로 태양광의 시장잠재량을 집계한 결과가 나타나 있는데, 태양광 잠재량의 총합은 182.8 GW로 추정되었다. 이는 한국에너지공단에서 집계한 잠재량의 57.4% 수준⁹⁾이다. 비슷한 방식으로 육상풍력의 잠재량을 계산하면, 17.1 GW(한국에너지공단 집계량의 71.3%)로 나타난다.

태양광, 육상풍력 및 해상풍력의 연간 발전량을 추정하기 위해, 본 연구에서는 2013년 기준 코페르니쿠스 지역 추출 데이터를 바탕으로 8760시간(연간 총 시간 기준)의 설비이용률(capacity factor)을 산정하였다. 이 때 설비 이용률은 주어진 설비에 대한 실제 발전량의 비율을 의미하는데, 대안적 시나리오에서 재생에너지의 설비량에 대한 가정을 발전량으로 변환하기 위해 필요하다. 이 데이터는 위성 기반 토지피복 정보뿐 아니라, 기후 조건(일사량, 풍속 등)을 포함하여 각 지역의 재생에너지 발전 가능성을 시공간적으로 정밀하게 분석할 수 있도록 구성되어 있다. 본 연구에서는 한국 전역을 대상으로 해당 값을 시간대별

7) <https://github.com/JGCRI/gcam-core>

8) <https://github.com/choiHenry/gcam-core/tree/cht/proj/korea-power>

9) 한국에너지공단에서 집계한 잠재량(발전사업용+비사업용)은 369 GW이지만 2023년 전체 태양광 설비(28.033 GW) 중 발전사업용(24.186 GW)이 차지하는 비중이 86.3%이므로 369 GW의 86.3%인 318.4 GW를 기준으로 비교하였다.

Table 3. Eligible area and potential by province: Solar PV and onshore wind

Province	Solar PV		Onshore Wind	
	Area (km ²)	Potential (MW)	Area (km ²)	Potential (MW)
Seoul	26.7	274.4	159.5	32.6
Incheon	298.6	3069.3	593.6	121.4
Gyeonggi-do	2446.1	25141.2	7537.3	1541.7
Gwangwon-do	1165.8	11982.2	15162.9	3101.5
Daejeon	43.1	442.9	354.3	72.5
Sejong	147.1	1511.8	375.7	76.9
Chungcheongbuk-do	1273.5	13089.2	6443.7	1318.0
Chungcheongnam-do	2513.6	25834.9	6523.3	1334.3
Jeollabuk-do	2181.3	22419.4	6782.0	1387.2
Jeollanam-do	2628.0	27010.9	9802.6	2005.1
Gwangju	125.1	1285.6	310.1	63.4
Daegu	111.0	1140.9	633.9	129.7
Gyeongsangbuk-do	3022.6	31066.5	16921.9	3461.3
Gyeongsangnam-do	1469.3	15101.2	9073.9	1856.0
Busan	103.7	1065.7	465.7	95.2
Ulsan	127.5	1310.2	818.0	167.3
Jeju	106.7	1096.9	1474.8	301.7
Total	17789.6	182843.3	83433.3	17065.9

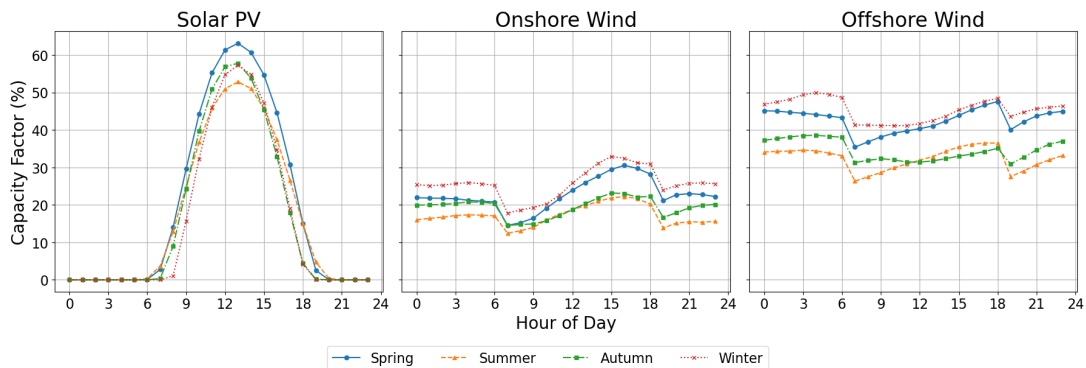


Fig. 2. Seasonal capacity factor of South Korea, 2013

로 평균한 발전원별 설비이용률을 계산하였고, 이를 설비용량에 적용하여 연간 발전량(MWh/yr)을 산정하였다. Fig. 2는 태양광, 육상 및 해상풍력 설비이용률을 계절별로 나타낸다.

3. 시나리오 설계

3.1. 제11차 기본계획 시나리오(CurPol)

본 연구는 전력 부문에 대한 현행 정책 시나리오로서,

제11차 전력수급기본계획에서 제시된 발전량 전망을 Fig. 3과 같이 반영하여 CurPol 시나리오를 구성하였다. 기본계획은 발전원별로 석탄, 원자력, LNG, 청정수소 및 암모니아, 태양광, 풍력의 발전량을 2023년(실측), 2030년, 2035년에 대해 제시한다. 제11차 기본계획은 수소 및 암모니아의 합계 발전량만을 제시하고 있기 때문에 수소와 암모니아 각각의 기여를 산정하기 위해 제10차 기본계획에 나타난 수소와 암모니아의 발전량 전망을 가중치로 활용하였다.

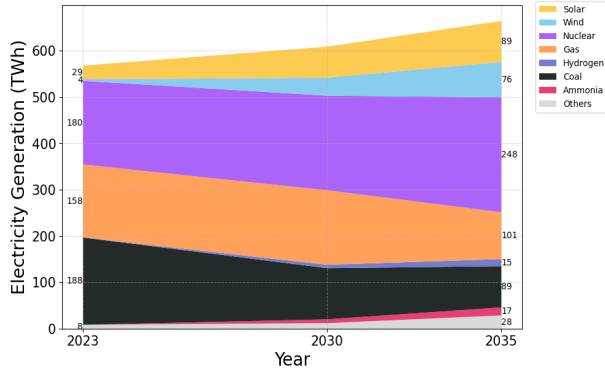


Fig. 3. Electricity generation mix in the 11th BPESD

앞에서 모형을 설명할 때 언급한 것처럼 발전량에 대한 가정은 GCAM-SNU에서 제약식으로 반영된다. 석탄과 LNG, 원자력 발전의 경우 상한, 태양광과 풍력의 경우 하한이 설정된다.

Fig. 1에서 석탄 발전의 경우, 2023년 188.5 TWh에서 점차 감소하여 2035년에는 88.9 TWh로 축소된다. 따라서 석탄발전이 점진적으로 퇴출된다고 볼 수 있지만, 2024년 G7 정상회의에서 합의된 2035년 석탄 발전소 전면 폐쇄 방침과 비교했을 때, 퇴출 속도가 충분하지에 대한 검토가 필요하다(World Economic Forum, 2024). 또한 2030년 국가 온실가스 감축목표(NDC) 달성을 위해서는 보다 빠른 감축이 필요할 수 있다.

한편 석탄-암모니아 혼소 발전의 경우, 암모니아 기여분은 2030년 8.2TWh에서 2035년 17.4 TWh로 확대된다. 그러나 20% 수준의 낮은 혼소율로 인해 온실가스 감축 효과는 제한적이며, 혼소 기술의 도입이 오히려 석탄 발전의 퇴출을 지연시키는 것인지 확인이 필요하다.¹⁰⁾

LNG 발전은 2023년 157.7 TWh에서 증가하여 2030년 161.0 TWh를 정점으로 하여 2035년에는 101.1 TWh로 줄어드는 것으로 나타난다. 이는 석탄 발전의 감축을 일시적으로 보완하기 위한 방안이며, LNG-수소 혼소 발전의 경우 수소 기여분은 2030년 7.25 TWh에서 2035년 15.4 TWh로 확대된다.

원자력 발전은 2023년 180.5 TWh에서 지속적으로 증가하여, 2035년에는 약 236 TWh에 도달한다. 이는 탈원전 기조를 반영했던 제9차 기본계획이나 다소 점진적인 증가세를 보인 제10차 계획과 달리, 원전 확대라는 정책

기조를 반영한 결과로 해석된다.

태양광 설비는 2023년 31.9GW에서 2035년 70.8 GW로 확장된다. 이는 제10차 기본계획보다 빠른 확대로 보이지만, 한국이 COP28에서 재생에너지 설비를 3배 확대하겠다고 서약한 점에 비추어 보면 여전히 부족한 수준이다. 특히 해상풍력의 법적 기반이 정비되지 않은 상황에서 발전 단가가 비교적 낮고 설치가 용이한 태양광 설비의 조기 확대가 필요하다.

풍력 발전 부문에서는 2023년 현재 육상풍력이 전체 설비의 대부분을 차지하고 있으나, 제11차 기본계획은 향후 해상풍력을 중심으로 보급을 확대하는 전략을 제시하고 있다. 2025년부터 해상풍력 설비는 빠르게 증가하며, 2030년 이후에는 해상풍력 설비가 육상풍력의 3배 이상 수준으로 유지될 것으로 계획되어 있다. 특히 2025년 2월 해상풍력특별법이 통과됨에 따라 해상풍력 입지 선정과 사업자 결정 절차가 간소화되었으며, 향후 관련 법·제도 정비가 빠르게 이뤄질 경우, 해상풍력의 추가적인 보급 확대 가능성도 열려 있다(Solutions for Our Climate, 2025).

3.2. 대안적 시나리오(CoalOut-HighRE)

Table 4는 제11차 기본계획 시나리오(CurPol)와 후술할 네 개의 대안적 시나리오의 발전량 가정을 요약하여 나타낸다.

본 연구는 제11차 전력수급기본계획에서 추가적인 감축 수단을 확보하기 위해, 석탄 발전의 전면 퇴출과 재생에너지 확대를 결합한 대안 시나리오인 CoalOut-HighRE를 설계하였다. 이 시나리오는 탄소포집·저장 기술(CCS)이 적용되지 않은 석탄 발전을 2035년까지 단계적으로 퇴출시키고, 이에 따른 전력 공급 공백을 태양광과 해상풍력 중심의 재생에너지 설비 확대로 보완하는 경로를 제시한다.

CoalOut-HighRE 시나리오에서는 석탄 발전이 2025년 이후 선형적으로 감소하여 2035년에는 완전히 퇴출된다. 석탄 발전에 대한 퇴출 정책은 2024년 G7 정상회의에서 채택된 “2035년까지 석탄화력 발전소 전면 폐쇄” 공동 합의와 부합하도록 설정한 것이다(World Economic Forum, 2024). 암모니아 혼소는 온실가스 감축 효과가 미미하다

10) 또한 암모니아 혼소는 대기오염을 악화시키고 인근 지역 주민의 건강에 부정적 영향을 줄 수 있음이 최근 보고서에서 지적되었다. Kelly et al. (2024)에 따르면 한국 정부의 암모니아 혼소 정책이 미세먼지(PM2.5) 배출을 최대 85%까지 증가시킬 수 있으며, 암모니아 미연소 분출(Ammonia slip)은 초미세먼지 형성의 핵심 요인이 되어 공중보건에 심각한 위협이 될 수 있다.

Table 4. Core generation mix assumptions by scenarios (TWh)

Scenario	CurPol				
Year	Coal	Ammonia	Coal w/ CCS	Solar PV	Offshore Wind
2030	110.5	8.2	No Policy	67.1	49.7
2035	88.9	17.4	No Policy	88.7	87.1
Scenario	LoWind				
Year	Coal	Ammonia	Coal w/ CCS	Solar PV	Offshore Wind
2030	110.5	8.2	No Policy	67.1	No Policy
2035	88.9	17.4	No Policy	88.7	No Policy
Scenario	HighRE				
Year	Coal	Ammonia	Coal w/ CCS	Solar PV	Offshore Wind
2030	110.5	8.2	No Policy	82.3	72.5
2035	88.9	17.4	No Policy	97.0	142
Scenario	CoalOut				
Year	Coal	Ammonia	Coal w/ CCS	Solar PV	Offshore Wind
2030	77.1	No Policy	8.2	67.1	49.7
2035	0	No Policy	17.4	88.7	87.1
Scenario	CoalOut-HighRE				
Year	Coal	Ammonia	Coal w/ CCS	Solar PV	Offshore Wind
2030	77.1	No Policy	8.2	82.3	72.5
2035	0	No Policy	17.4	97.0	142

는 판단에 따라, 본 시나리오에서는 이를 배제하고 CCS를 적용한 발전 방식으로 대체한다. CCS 발전량은 제11차 전력수급기본계획에서 암모니아 혼소가 담당했던 발전량과 동일한 수준으로 설정된다.

태양광 부문에서는 COP28에서 서약한 바와 같이, 2022년 대비 2030년까지 설비용량을 3배로 확대한 이후 2030년부터 2035년까지는 제11차 기본계획에 나타난 태양광 보급속도에 따라 확대되는 것으로 가정하였다. 이에 따라 태양광 설비 용량은 2035년 78.7 GW가 되는데, 이는 전술한 발전사업용 태양광의 시장잠재량인 182.8 GW 보다 낮기 때문에 설치가 가능하다고 판단된다.¹¹⁾ 이렇게 설정된 태양광 설비 용량은 2013년 코페르니쿠스 지역 추출 데이터를 활용해 산정된 태양광 설비이용률(capacity factor)을 기반으로 발전량으로 전환되어 모형에 반영된다.

풍력 부문의 경우, 육상풍력과 해상풍력 중 어떤 기술을 중심으로 보급할 것인지를 결정하는 것이 핵심이다. 지금까지 한국은 육상풍력을 중심으로 풍력 발전을 확대해왔지만, 2013년 기준 육상풍력의 평균 설비이용률은

13.5%에 불과하며, 2023년 한국전력통계에 따르면 실제 이용률도 약 18% 수준에 그치고 있다(Korea Electric Power Corporation, 2024). 또한, 한국은 산지가 많은 지형적 특성상 대규모 육상풍력 단지를 조성하는 데 물리적 한계가 존재한다(Park and Jeon, 2022).

이러한 자연적 제약과 효율성 문제를 고려하여, 정부는 제10차 전력수급기본계획 수립 과정에서부터 해상풍력을 주요 보급 대상으로 설정하였다. 전력정책심의회는 2022년 10월 회의에서 2035년까지 해상풍력 설비를 26.7 GW, 육상풍력은 7.4 GW 수준¹²⁾으로 제한하는 계획을 확정하였다. 이를 반영하여 CoalOut-HighRE 시나리오 또한 육상풍력 설비는 제11차 기본계획과 동일하게 유지하면서 해상풍력 중심의 보급 확대 전략을 채택한다.

특히, 2025년 산업통상자원부가 발표한 해상풍력 경쟁 입찰 로드맵에 따르면, 2024년 하반기부터 2026년 상반기까지 7~8 GW 규모의 입찰이 추진될 예정이다(Ministry of Trade, Industry and Energy, 2025b). 이를 기반으로 본 연구에서는 2025년 이후 매년 4 GW씩 해상풍력 설비가

11) 2020년 신재생에너지백서에서는 자가소비용을 포함한 태양광의 시장잠재량을 369 GW라고 분석하였는데, 대안적 시나리오의 2035년 태양광 설비는 이보다 낮다.

12) 태양광과 마찬가지로 제2장 제2절에서 계산한 육상풍력의 시장잠재량 17.1 GW보다 낮기 때문에 설치가 가능하다고 판단된다.

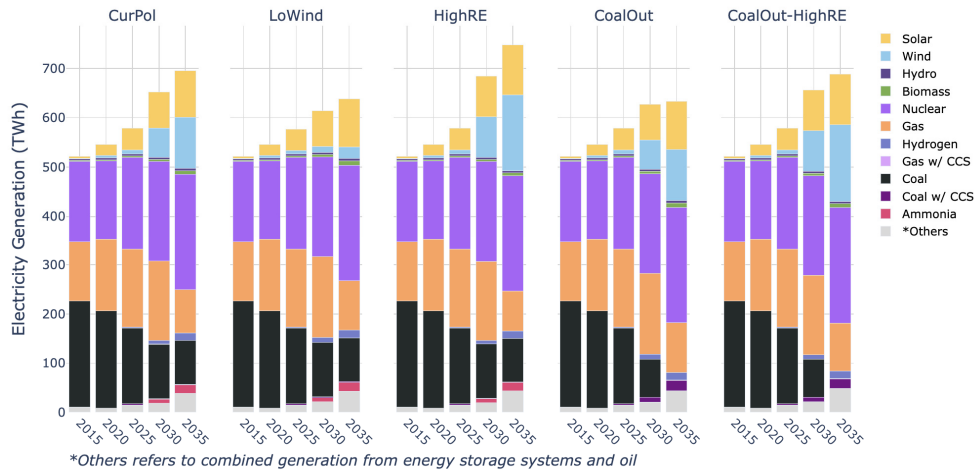


Fig. 4. Electricity generation mix, 2015 ~ 2035

추가 도입되는 정책을 고려하였으며, 이에 따라 2025년부터 2035년까지 총 20 GW의 해상풍력 설비가 보급된다.

이와 함께, 본 연구는 정책 효과의 비교 분석을 위해 세 가지 보조 시나리오를 추가로 구성하였다. 첫 번째는 LoWind 시나리오로, 해상풍력 확대 정책이 존재하지 않는 경우를 가정한다. 이 시나리오에서는 육상풍력 설비는 제11차 계획과 동일하게 증가하지만, 해상풍력 설비의 확대는 별도의 정책 개입 없이 시장에 맡겨진다. 두 번째는 CoalOut 시나리오로, 재생에너지 확대 없이 CCS 없는 석탄 발전만을 2035년까지 퇴출시킨다. 세 번째는 HighRE 시나리오는 석탄 발전은 유지하되, 태양광과 해상풍력을 확대한다고 가정한다.

네 가지 대안적 시나리오 구성은 석탄 발전의 퇴출 여부와 재생에너지 보급 수준이라는 두 정책 축을 기준으로 교차 분석이 가능하도록 설계되었으며, 해상풍력 확대 정책이 존재하지 않는 경우를 추가하여 해상풍력 보급 정책의 영향을 별도로 확인할 수 있다.

4. 결과 분석

본 장에서는 모형 시뮬레이션 결과를 (1) 전력공급믹스, (2) 온실가스 배출경로, (3) 탄소가격, (4) 설비투자 네 가지 분석 항목으로 구분하여 제시한다.

먼저 시나리오별 전력공급믹스를 비교하여, 각 시나리오가 연도별 전력 수요를 충족할 수 있는지를 검토하고, 재생에너지 및 무탄소에너지의 비중 변화를 확인한다. 이어서 CurPol과 CoalOut-HighRE 시나리오의 온실가스 배

출경로를 비교 분석하여, 2030년 국가감축목표(NDC)의 충족 여부를 평가하고 2035년 감축 수준을 전망한다. 다음으로 감축 경로를 모형에 대입하여 도출한 연도별 탄소 가격을 확인하고, 이를 바탕으로 탄소가격 기반 정책의 한계를 짚는다. 마지막으로 시나리오별 발전원 구성에 따라 요구되는 설비 투자 수준을 비교함으로써, 재생에너지 보급 확대를 위한 실현 가능성과 과제를 논의한다.

4.1. 전력공급믹스

Fig. 4는 시나리오별 전력공급믹스의 연도별 변화를 보여준다. CurPol, LoWind, HighRE 시나리오에서는 CCS가 적용되지 않은 석탄 발전이 점진적으로 감소하지만, 2035년에도 여전히 88.5 TWh의 발전량이 남아 있다. 반면, CoalOut과 CoalOut-HighRE 시나리오에서는 2035년까지 CCS가 없는 석탄 발전이 완전히 퇴출된다.

CurPol 시나리오에서는 석탄 발전의 감소에 따른 전력 공급의 공백을 원자력, LNG, 재생에너지의 확대를 통해 보완하는 방식이다. LoWind 시나리오는 해상풍력 확대 정책이 배제되었기 때문에, 풍력 보급 속도가 CurPol 대비 현저히 낮아지며, 2035년에는 제11차 기본계획이 예측한 전력 수요 대비 약 50 TWh 적은 발전량이 나타난다.

발전량이 기본계획의 예측 수요에 미치지 못하는 이유는 해상풍력에 대한 확대 정책이 존재하지 않기 때문에 시장에서 에너지 수요를 전력 대신 다른 에너지원으로 대체하기 때문이다. 즉, 발전 시설을 새로 건설하여 전력을 추가로 공급하는 것보다 다른 에너지원으로 전력을 대체하는 비용이 싸기 때문에, 전력 발전량이 줄어든다. 이 경

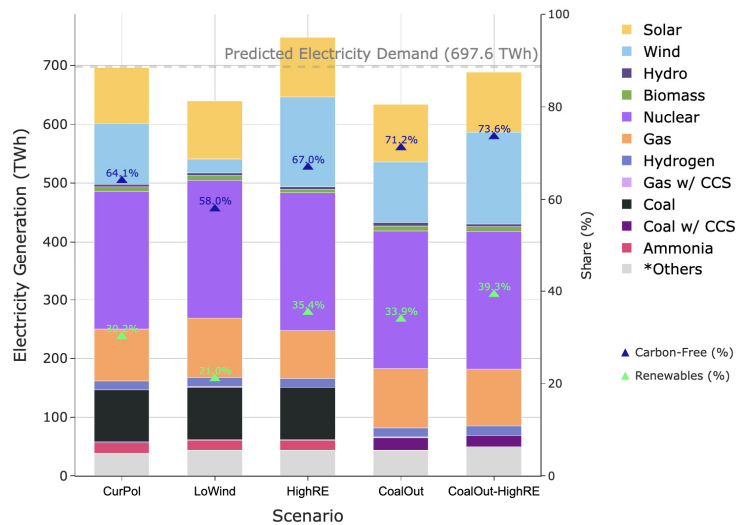


Fig. 5. Electricity generation mix in 2035

우 다른 에너지원은 주로 화석연료이기 때문에 다른 에너지원을 통한 대체로 전력 외 부문의 온실가스 배출이 증가한다.

CoalOut 시나리오에서는 CCS가 없는 석탄 발전의 완전 퇴출로 인해 2030년 이후 발전량이 제11차 기본계획에서 예상한 전력 수요에 미치지 못한다. CoalOut 시나리오는 재생에너지 확대가 없는 조건이므로, CurPol 대비 발전량이 2030년에는 약 20 TWh, 2035년에는 70 TWh 부족하다.

LoWind 시나리오와 CoalOut 시나리오는 재생에너지 보급이 뒤따르지 않을 경우 앞서 언급한 것처럼 전력 외 부문에서 온실가스 배출이 증가할 뿐만 아니라 예상 전력 수요를 충족시키지 못하여 전력 수급 안정성에 문제가 나타날 수 있음을 보여준다.

반면 HighRE 시나리오는 해상풍력과 태양광의 가속화된 보급을 통해 발전량이 CurPol보다 약 50 TWh 많아지는 것으로 나타난다. 특히 2035년 수소 및 암모니아 발전량이 33 TWh임을 고려할 때, 재생에너지의 확대로 수소·암모니아 혼소 발전을 상당 부분 대체할 수 있는 가능성을 시사한다. CoalOut-HighRE 시나리오에서는 재생에너지의 빠른 확대를 통해 발전량이 CurPol 수준에 근접하게 유지되므로, 석탄 발전이 조기에 퇴출되더라도 해상풍력의 가속화된 보급을 통해 안정적인 전력 수급이 가능할 수 있음을 보여준다.

Fig. 5는 2035년 시점에서의 전력공급믹스를 시나리오별로 제시한다. 그래프 상단의 회색 점선은 제11차 전력

수급기본계획에서 제시한 기준 수요를 나타내는데, 기본계획상 발전량은 수요 관리 목표를 감안하지 않은 기준 수요를 기준으로 산정된다. LoWind 시나리오와 CoalOut 시나리오는 기준 수요에 미달하여 전력 수급의 안정성을 확보하기 어려운 반면, HighRE 시나리오는 발전량이 기준 수요를 초과하여 송전망 확충이 가속화되지 않을 경우 과잉 공급과 출력 제어(curtailment)의 가능성이 존재한다. 반면, CoalOut-HighRE 시나리오는 기준 수요에 근접한 수준의 발전량을 유지하기 때문에 전력 공급 부족과 과잉 출력 모두를 피하는 균형 잡힌 시나리오로 평가된다.

한편 재생에너지 및 무탄소에너지의 비중을 비교하면, 2035년 기준 CurPol 시나리오에서 재생에너지 비중은 30.2%, 무탄소에너지는 64.1%로 나타난다. CoalOut-HighRE 시나리오에서는 재생에너지 비중이 39.5%까지 확대되며, 무탄소에너지 비중은 73.8%에 달해 전력 부문의 탈탄소화 수준이 가장 높은 시나리오로 분석된다.

4.2. 온실가스 배출경로

Fig. 6은 한국 전력부문의 온실가스 배출량 추이를 보여준다. 배출량은 1990년 이후 지속적으로 증가하여, 2018년에는 278.8 MtCO₂e로 정점을 기록한다. 배출 가스 구성은 대부분 이산화탄소(CO₂)가 차지하고 있으며, 메탄(CH₄)과 아산화질소(N₂O)는 극소수의 비중을 보인다. 2018년 전력 부문 배출량은 전체 에너지 부문 배출량의 45.6%를 차지하며, 이는 1990년 이후 가장 높은 수준 중

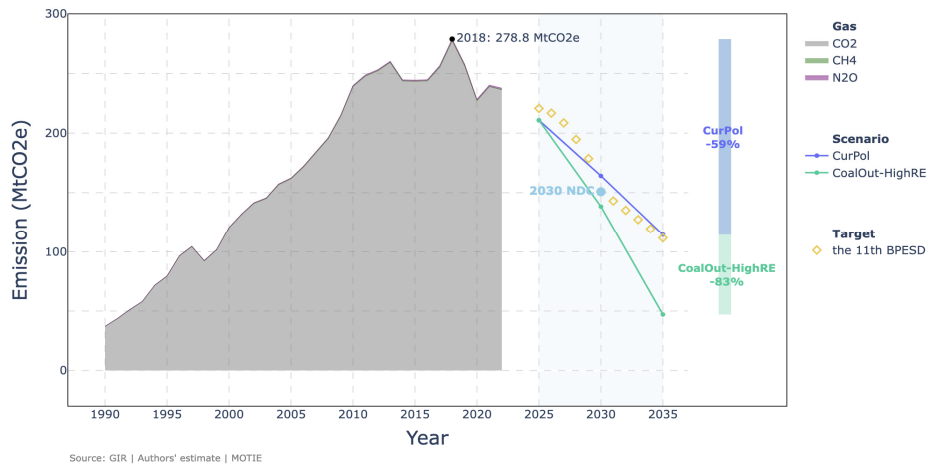


Fig. 6. Greenhouse gas emissions: Power sector

Table 5. Emission coefficient by generation technology

Emission Coefficient (tCO ₂ eq/MWh)	Coal	Coal-Ammonia Blend (20%)	Coal w/ CCS	LNG	LNG-H ₂ Blend (50%)	LNG w/ CCS
11 th BPESD	0.8384	-	-	0.3800	-	-
GCAM-SNU	0.9587	0.6530	0.1249	0.3323	0.1552	0.0472

하나로, 최종 에너지 소비가 확대되면서 전력화가 심화된 결과로 해석할 수 있다.

Fig. 6에서 제시된 노란색 다이아몬드는 제11차 기본계획에 기반한 전력 부문의 공식 배출경로를 나타낸다. 이 경로는 2030년 국가 감축목표(NDC)와 일치하는 것으로 확인되며, 계획 수립 당시 정부는 해당 전원 구성으로 2030년 목표를 충족할 수 있다고 보고하였다. 그러나 동일한 전원 구성을 모형에 적용한 CurPol 시나리오에서는 2030년 배출량이 제11차 계획 수치보다 13.3 MtCO₂e 더 높게 나타난다. 이는 배출계수 적용 방식의 차이에서 기인한 것으로 판단되며, 특히 수소나 암모니아 혼소 발전에 대한 배출량 산정 방식이 공식 문서에서는 명확히 제시되지 않아 직접적인 비교에 어려움이 있다.

Table 5는 제11차 기본계획과 GCAM-SNU에서 발전원별 배출계수에 대한 가정을 나타낸다. GCAM-SNU에서는 제11차 기본계획에 비해 석탄 발전의 배출계수는 다소 높게, LNG 발전의 배출계수는 다소 낮게 가정하고 있다. 다만 제11차 기본계획에서는 석탄과 LNG 이외에 다른 발전 방식의 배출계수는 구체적으로 제시하지 않고 있다. GCAM-SNU에서 암모니아 혼소 발전은 석탄 발전에 비해 배출계수가 67.4% 수준이며, CCS가 적용된 석탄은 배출

계수가 암모니아 혼소 발전의 20% 수준이다. 수소 혼소 발전의 경우 배출계수가 LNG에 비해 50% 미만이며, CCS가 적용된 LNG는 배출계수가 수소 혼소의 30% 수준이다.

Fig. 6에서 2035년 감축 수준을 비교하면, CurPol 시나리오에서는 2018년 대비 59% 감축이 이루어진다. 이는 이론상 2050 탄소중립 달성을 위한 선형 경로상 2035년 감축 목표치인 53.1%보다 높지만, 전력 부문에서 보다 높은 감축 책임이 요구된다는 점, 국제감축 대체 수단의 불확실성을 고려하면 충분한 수준이라고 보기는 어렵다. 반면, CoalOut-HighRE 시나리오는 2030년 NDC를 초과 달성함은 물론, 2035년에는 2018년 대비 83%의 감축을 달성하며, 가장 강력한 온실가스 감축 성과를 나타낸다.

2018년 대비 2035년의 발전원별 감축량을 비교한 결과 (Fig. 7), CurPol 시나리오에서는 석탄 발전에서 약 150 MtCO₂e(54%)의 감축이 이루어지며, 암모니아 혼소 등 저감조치를 적용한 석탄 발전에서는 38.4 MtCO₂e(14%)의 감축이 추가적으로 발생한다. 반면, CoalOut-HighRE 시나리오에서는 석탄 발전에서 212.7 MtCO₂e(76%)가 감축되며, CCS가 적용된 석탄 발전에서는 16.4 MtCO₂e(6%)의 감축이 나타난다. 이는 CCS가 암모니아 혼소보다 배출계수가 낮음에도 불구하고, CurPol 시나리오에서는 저

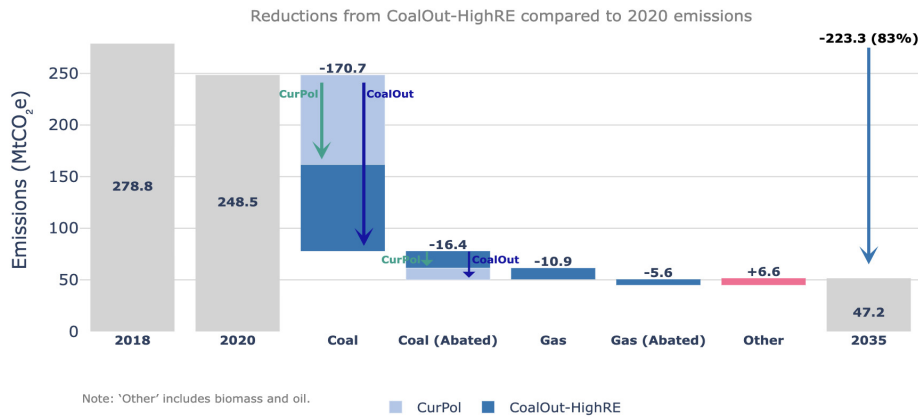


Fig. 7. GHG reductions by source

감된 석탄 발전량이 더 많아 결과적으로 감축량이 더 크게 나타난 것으로 해석된다.

4.3. 탄소가격

제2절에서 제시된 시나리오별 온실가스 감축경로를 GCAM-SNU에 배출량 제약으로 반영하면, 각 시나리오에서 목표 배출경로를 유도하기 위한 탄소가격 수준을 확인할 수 있다. GCAM-SNU는 전력 부문의 이산화탄소 배출을 별도 항목인 *CO2_ELEC*으로 정의하고 있으며, 본 연구에서는 시나리오별 감축경로를 *CO2_ELEC*의 연도별 상한값으로 입력하였다. 이로써 도출된 탄소가격은, 배출권 거래제가 시행될 경우 목표 감축경로를 달성하기 위해 요구되는 이론상 가격 수준으로 해석된다.

Fig. 8에 따르면, 시나리오별 탄소가격은 2025년부터 2035년까지 지속적으로 증가하는 경향을 보인다. 이는 온실가스 감축속도가 기술 발전속도를 초과하면서, 점점 더

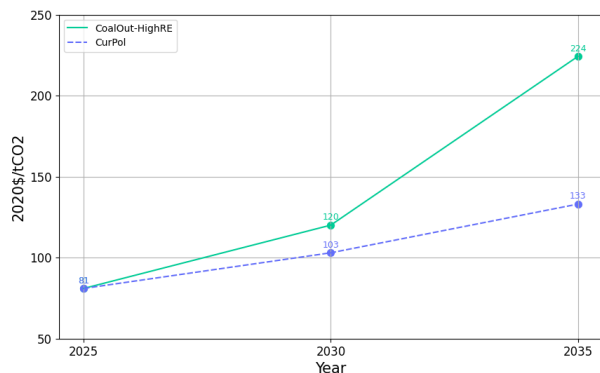


Fig. 8. Carbon price in the power sector

많은 탄소감축 비용이 발생함을 의미한다. 특히 2035년 기준으로 보면, CoalOut-HighRE 시나리오의 탄소가격은 CurPol 대비 약 68% 높다. 이는 석탄 발전의 전면 퇴출이 탄소가격의 급격한 상승을 수반할 수 있음을 보여주는 결과이다.

이러한 결과는 단순히 탄소가격에 의존한 석탄 퇴출 정책이 사회적 수용성과 효율성 측면에서 한계가 있음을 시사한다. 한국의 경우 석탄 발전은 소수의 발전공기업에 집중되어 있으며, 정부가 적극적으로 탈석탄 정책을 추진할 경우, 탄소가격만으로 유도하는 것보다 더 낮은 사회적 비용으로 구조 전환이 가능할 수 있다. 예컨대 석탄 발전 부문 인력을 해상풍력 등 신재생 부문으로 재배치하고, 발전 공기업 내 조직 전환을 병행하는 정책 수단이 활용될 수 있다.

본 연구는 시장 기반 접근(배출권 거래제)과 정부 개입 방식의 우열을 단정하지는 않으나, 탄소가격의 급등이 초래할 수 있는 사회적 전환 비용을 고려할 때, 정부 개입이 현실적인 대안이 될 수 있음을 제시한다. 특히 한국처럼 이해관계자의 수가 제한적이고, 정책 집행력이 강한 국가에서는 보다 적극적인 제도 개입을 통해 전환 속도를 높이는 것이 가능할 것이다.

4.4. 설비투자

태양광 발전의 경우, 제11차 전력수급기본계획은 2025년부터 2035년까지 연평균 3.88 GW의 설비 증가를 계획하고 있다(Table 6). 이는 2017년부터 2024년까지의 연평균 설치 속도인 3.24 GW보다 약 37% 빠른 수준이다. 반면, CoalOut-HighRE 시나리오에서는 연평균 4.67GW의

Table 6. Average annual capacity investments (GW/year)

Category	Historical (2017 ~ 2025)	CurPol (2025 ~ 2035)	CoalOut-HighRE (2025 ~ 2035)	CoalOut-HighRE (Early Deployment, 2025 ~ 2030)
Solar PV	3.24	3.88	4.67	6.32
Wind	0.12	2.81	4.61	-

설비가 추가되며, 특히 2025년부터 2030년까지는 연평균 6.32 GW가 설치되는 것으로 가정되어, 기존의 보급 속도의 2배에 가깝다.

이와 같은 태양광 설비 확대를 실현하기 위해서는, 현재 보급의 주요 제약요인 중 하나인 이격거리 규제의 개선이 필요하다. 일부 지방자치단체는 태양광 발전소를 주거지, 도로, 하천 등으로부터 일정 거리 이상 이격하여 설치하도록 규제하고 있으며, 이는 실제 보급 가능한 부지를 크게 제한하는 결과를 낳고 있다. 예를 들어, 도시지역으로부터 100 m 이상의 이격거리를 적용할 경우 태양광 설비 잠재량은 103.7 GW로 제한되는데, 현재 규제 수준에서 제11차 계획이 2030년까지 목표로 하는 70.8 GW는 잠재량의 68.2% 수준이다. 따라서 환경 및 사회적 수용성을 고려하되, 과도한 규제로 인해 실현 가능한 보급량이 제한되지 않도록 이격거리 기준의 합리적 조정이 요구된다.

풍력 발전의 경우, CurPol 시나리오에서는 2024년부터 2035년까지 연평균 2.8 GW, CoalOut-HighRE 시나리오에서는 4.6 GW의 신규 설비 투자가 필요하다. 그러나 2017년부터 2024년까지 연평균 설비 증가 속도가 0.12GW에 불과했던 점을 고려하면, 이러한 보급 목표는 전례 없는 속도의 확대를 요구하는 것이다. 특히 해상풍력의 경우, 복잡한 인허가 절차, 긴 개발 기간, 어업·환경 갈등, 계통 연계 문제 등으로 인해 보급 속도가 지체되고 있다.

현재 해상풍력 발전소 건설을 위해서는 환경영향평가, 해역이용협의, 전력계통 연계 승인 등 10개 이상의 인허가 절차를 거쳐야 하며, 이 과정에서 5년 이상의 기간이 소요되는 경우도 많다. 또한, 지역 주민 및 어업인의 반대와 보상 기준 부재 등은 갈등 요인으로 작용하고 있다. 송전망의 미비 또한 대규모 해상풍력 설비의 안정적 계통 연계를 어렵게 만드는 제약이다.

따라서 해상풍력 설비 확대를 위해서는 인허가 절차의 간소화, 사업 기간 단축, 갈등 조정을 위한 제도적 장치 마련이 시급하다. 미국은 포괄적 환경영향평가(PEIS) 도입, 개발 구역의 사전 지정, 세계 지원등을 통해 해상풍력 사업의 예측 가능성과 속도를 높이고 있으며(Hansen et

al., 2024), 특히 BOEM과 같은 중앙 정부의 역할은 정책 일관성 확보에 중요한 기여를 한다.

한국에서도 유사한 접근이 필요하며, 2025년 2월 국회를 통과한 「해상풍력 보급 촉진 및 산업 육성에 관한 특별법」(해상풍력특별법)은 중요한 전환점이 될 수 있다. 이 법은 해상풍력 개발구역 지정, 인허가 절차 일원화, 주민 및 어업인 보상 기준 명확화 등을 골자로 하며, 향후 해상풍력 보급의 제도적 기반으로 작용할 것으로 기대된다.

아울러, 해상풍력특별법의 시행에 맞추어 정부·지자체·주민·사업자가 참여하는 해상풍력 거버넌스 체계를 구축하고, 장기적인 해상풍력 개발 로드맵 수립, 송전망 투자 확대, 계통 연계 정책 강화 등이 병행되어야 한다. 이러한 제도적·기술적 기반이 마련될 경우, 해상풍력은 한국의 재생에너지 전환을 견인할 핵심 전원으로 기능할 수 있을 것이다.

5. 결론

본 연구는 통합평가모형(GCAM-SNU)을 활용하여 제11차 전력수급기본계획이 시행될 경우의 전력공급믹스 및 온실가스 배출경로를 시뮬레이션하고, 그 결과를 2030년 국가온실가스감축목표(NDC)와의 정합성 측면에서 분석하였다. 이어, 한국의 지형적·제도적 조건을 고려하여 석탄 발전의 퇴출과 해상풍력 보급의 가속화를 중심으로 하는 대안 시나리오(CoalOut-HighRE)를 구성하고, 이를 통해 보다 강도 높은 감축전략의 효과성을 평가하였다. 아울러 시나리오별로 탄소가격과 설비투자를 살펴보고, 추가 감축에 따르는 사회적 비용을 정량적으로 평가하였다.

모형의 결과에 따르면, 제11차 기본계획 시나리오(CurPol)은 2030년 NDC에 나타난 전력 부문 목표를 달성하지 못할 뿐만 아니라, 2035년까지 감축량 목표를 지속적으로 달성하지 못하는 것으로 나타난다. 반면 CoalOut-HighRE 시나리오는 전력 수요를 안정적으로 충족하면서 2030년 NDC를 달성할 수 있으며, 2035년까지 전력부문 온실가스 배출량을 약 82% 감축하는 것이 가능하다.

분석 결과에 기반하여 본 연구는 다음 세 가지 정책적 시사점을 도출한다.

첫째, 2035년까지 저감조치가 적용되지 않은 석탄발전을 완전히 퇴출하고, 해상풍력 설비를 연간 4 GW씩 확대하는 경우, 전력공급 안정성을 유지하면서 전력부문에서 약 82%의 온실가스 감축을 실현할 수 있다. 시나리오별 비교 결과는 단순한 재생에너지 확대만으로는 감축목표 달성이 어려우며, 특히 암모니아 혼소를 포함한 석탄발전의 단계적 퇴출이 필수적임을 보여준다. 이 과정에서 재생에너지는 전력공급 공백을 보완하는 핵심 전원이 되며, 한국의 자연적·제도적 특성을 고려할 때 해상풍력이 육상 풍력보다 더 효율적으로 석탄발전을 대체할 수 있다.

둘째, 배출권 거래제만을 활용해 석탄발전을 퇴출시키려 할 경우, 2035년 기준으로 톤당 200~220달러 수준의 탄소가격이 요구되는 것으로 나타났다. 한국의 석탄 발전이 주로 발전공기업에 의해 운영되고 있다는 점을 고려할 때, 높은 탄소가격에 의존하기보다는 발전공기업 내 석탄 관련 조직의 전환, 노동자의 직무 전환 지원 등 정부 주도의 정책 수단이 함께 마련되어야 한다. 과도한 탄소가격 상승은 경제 전반에 부담을 초래할 수 있으며, 이는 시장 기반 정책과 정부 개입을 적절히 병행할 필요성을 시사한다.

셋째, 재생에너지 설비 확대를 뒷받침하기 위한 제도적 기반 정비가 시급하다. 태양광 발전의 경우, 주거지역 등과의 이격거리 규제가 설치 가능한 부지를 과도하게 제한하고 있으며, 이는 시장잠재량을 현저히 감소시키는 요인이 된다. 따라서 이격거리 기준의 합리화와 사회적 수용성을 높이기 위한 다층적 거버넌스 체계 구축이 요구된다. 해상풍력의 경우, 개발구역 지정, 인허가 절차 간소화, 보상 기준 명확화 등을 포함한 종합적 제도 정비가 필요하며, 2025년 2월 제정된 「해상풍력 보급 촉진 및 산업 육성에 관한 특별법」은 이러한 기반 마련에 중요한 전환점이 될 것이다. 아울러, 정부·지자체·어업인·환경단체·사업자 간 협력 체계를 제도화한 ‘한국형 해상풍력 거버넌스’를 구축하고, 중장기 개발 로드맵을 수립함으로써 해상풍력이 한국의 지속가능한 주력 재생에너지원으로 자리매김할 수 있도록 해야 한다.

본 연구는 GCAM-SNU 모형을 구축한 후, 전력 부문에서 실현 가능한 대안적 시나리오를 설계한 뒤, 이를 통합적으로 평가하였다. 그런데 전력은 경제 발전에 필요한 핵심 에너지원으로서 산업 부문과 직결된다. 본 연구에 활용된 모형과 시나리오는 향후 산업 부문으로 확장하여 산업 정책의 효과를 확인하는데 사용될 수 있을 것이다.

특히 전력 부문의 시나리오에 따라 산업 정책이 제조업 생산과 온실가스 배출에 미치는 영향을 분석하여 산업 정책의 정량적 평가에 활용될 수 있다.

한국은 2050년 탄소중립과 2030년 NDC를 달성하기 위해 전력 부문뿐만 아니라 산업, 수송, 건물, 수소, 폐기물 등 다양한 부문에서 기후 정책을 추진하고 있다. 본 연구에서 활용한 모형과 시나리오에 전환 외 부문의 정책을 추가한 시나리오를 구축하여 그 효과를 분석한다면, 부문 간 상호작용을 반영한 정합성 있는 국가 차원의 감축 전략 수립과 2035년 NDC 제안의 근거를 마련할 수 있을 것이다.

사사

이 연구는 서울대학교 한국행정연구소의 지원을 받아 수행되었습니다. 본 논문을 위해 유익한 조언을 해주신 익명의 심사자 세 분에게 깊이 감사드립니다. 논문에 대해 건설적인 조언을 해주신 한국행정연구원의 황덕연 박사님, 서울대학교의 유지원 박사님, Federal Reserve Board of Governors의 김유식 박사님, KAIST의 엄지용 교수님과 김선휘 교수님께도 깊이 감사드립니다. 아울러 본 연구에 필요한 서버 자원을 기꺼이 제공해 주신 명지대학교 오민식 교수님께도 깊은 감사를 드립니다.

Reference

- Brenkert A, Smith SJ, Kim S, Pitcher H. 2003. MiniCAM user's guide: MiniCAM documentation. Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory.
- Calvin K, Wise M, Kyle P, Patel P, Clarke L, Edmonds J. 2019. GCAM v5.1: Representing the linkages between energy, water, land, climate, and economic systems. *Geosci Model Dev* 12: 677-698. doi: 10.5194/gmd-12-677-2019
- Clarke L, Edmonds J. 1993. Modelling energy technologies in a competitive market: A comparison of approaches. *Energy Econ* 15(2): 123-129. doi: 10.1016/0140-9883(93)90031-L
- Choo H, Kim, YG, Kim, D. 2024. Power sector carbon reduction review for South Korea in 2030. *Renewable Sustainable Energy Rev* 196: 114348. doi:

- 10.1016/j.rser.2024.114348
- Edmonds J, Reilly J. 1983. A long-term global energy-economic model of carbon dioxide release from fossil fuel use. *Energy J* 4(3): 21-42.
- European Centre for Medium-Range Weather Forecasts. 2013. Copernicus Climate Data Store (CDS); [accessed 2025 May 12]. <https://cds.climate.copernicus.eu>
- European Union. 2019. Copernicus global land cover 100m: Collection 3. Copernicus Land Monitoring Service; [accessed 2025 May 12]. <https://land.copernicus.eu/global/products/lc>
- Hansen T, Zindel A, Breyer C. 2024. Enabling offshore wind deployment: Strategic grid planning and policy support for large-scale integration. *Renew Sustain Energy Rev* 185: 113536. doi: 10.1016/j.rser.2023.113536
- Hörsch J, Brown T. 2017. The role of spatial scale in joint optimisations of generation and transmission for European renewable scenarios. in *Proceedings of 2017 14th International Conference on the European Energy Market*; 2017 Jun 6–Jun 9; Dresden, Germany: IEEE. doi: 10.1109/EEM.2017.7982024
- Hörsch J, Brown T, Schlachtberger D. 2022. PyPSA meets Earth: A model of the global electricity system. Zenodo. doi: 10.5281/zenodo.7520440
- Hultman N, Frisch C, Kimmel S, Bodnar P. 2023. How to accelerate net-zero transitions: Design principles and tradeoffs for effective climate policy. College Park, MD: Center for Global Sustainability, University of Maryland.
- Jeon S, Roh M, Kim S. 2021. The derivation of sectoral and provincial implications from power sector scenarios using an integrated assessment model at Korean provincial level: GCAM-Korea. *Energy Strategy Rev* 38: 100694. doi: 10.1016/j.esr.2021.100694
- Kelly J, Jeong S, Oh D. 2024. Threat of toxic substances: Increased particulate matter and health hazards from ammonia co-firing. Seoul: Solutions for Our Climate.
- Kim H, McJeon H, Jung D, Lee H, Bergero C, Eom J. 2022. Integrated assessment modeling of Korea's 2050 carbon neutrality technology pathways. *Energy Clim Change* 3: 100075. doi: 10.1016/j.egycc.2022.100075
- Korea Electric Power Corporation. 2024. 2023 Korea electric power statistics. Naju: KEPCO.
- Min K, An H, Byun S. 2022. Economic feasibility of using forest biomass as a local energy source. *J Korean Soc For Sci* 111(1): 177-185. doi: 10.14578/jkfs.2022.111.1.177 (in Korean with English abstract)
- Ministry of Trade, Industry and Energy. 2021. The 10th basic plan for long-term electricity supply and demand (2022-2036). Sejong: Ministry of Trade, Industry and Energy.
- Ministry of Trade, Industry and Energy. 2025b. Announcement of public-led offshore wind power bidding plan. Press release, March 20. Sejong: Ministry of Trade, Industry and Energy.
- Park SW, Jeon EC. 2022. Major barrier analysis and implications of wind power projects in South Korea: From the perspective of the wind power business entity. *J Clim Change Res* 13(1): 11-21. doi: 10.15531/KSCCR.2022.13.1.011 (in Korean with English abstract)
- Park WY, Song YH, Abhyankar N, Moon HS, Paliwal U, Kim E, Khanna N, et al. 2025. A clean energy Korea by 2035: Transitioning to 80% carbon-free electricity generation. *Cell Rep Sustainability* 2(1): 100262. doi: 10.1016/j.crsus.2024.100262
- Parzen M, Hörsch J, Deane P, Gardumi F, Hörsch B, Becker S, Breyer C. 2023. PyPSA-Earth: A new global open energy system optimization model demonstrated in Africa. *Appl Energy* 341: 121096. doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121096
- Roh M, Jeon S, Kim M, Kim S. 2022. An analysis of changes in power generation and final energy consumption in provinces to achieve the updated nationally determined contribution (NDC). *Environ Resour Econ Rev* 31(4): 865-885. doi: 10.15266/KEREA.2022.31.4.865 (in Korean with

English abstract)

- Schneider L, Füssler J, La Hoz Theuer S, Kohli A, Graichen J, Healy S, Broekhoff D. 2017. Environmental integrity under Article 6 of the Paris Agreement. Berlin, Germany: German Environment Agency (UBA). <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/environmental-integrity-under-article-6-of-the>
- Solutions for Our Climate. 2025. [Statement] South Korea's special act on offshore wind: A milestone, but real work begins now; [accessed 2025 May 12]. <https://forourclimate.org/ko/newsroom/1040>
- World Economic Forum. 2024. G7 nations agree 2035 coal exit: The week's top energy stories from renewables to batteries; [accessed 2025 May 12]. <https://www.weforum.org/stories/2024/05/energy-news-g7-coal-phaseout-renewables-batteries/>
- Zhao A, O'Keefe KTV, Binsted M, McJeon H, Bryant A, Squire C, Zhang M, et al. 2024. High-ambition climate action in all sectors can achieve a 65% greenhouse gas emissions reduction in the United States by 2035. *NPJ Clim Action* 3(1): 63. doi: 10.5281/zenodo.10425458