

국내 탄소가격과 원전정책 조합의 전기요금 및 발전 부문 온실가스 배출 영향 분석*

김재엽** · 조성진***

요약

지난 2021년 10월, 우리 정부는 '2030 국가 온실가스 감축목표(NDC)'를 상향하였다. 이에 따라 2030년 국내 전환(발전) 부문의 온실가스 배출 목표는 약 149.9백만CO₂ton 수준으로 설정되었다. 한편 최근 신정부 수립 후 탈원전 정책이 폐지되면서 원전 비중의 확대가 공식화되는 큰 변화가 있었다. 이에 2030 NDC 상향안의 발전 부문 온실가스 감축을 비용 효율적으로 달성할 수 있는 정책대안 효과 분석이 필요한 시점이다. 본 연구는 M-Core 전력시장 모의를 통해 원전 계속운전과 탄소세의 정책 조합이 전기요금과 발전 부문 온실가스 배출 변화에 미치는 영향을 정량적으로 분석·제시한다. 탄소세와 원전 계속운전 정책을 결합할 경우 탄소세 도입에 의한 전기요금 인상을 억제하면서 발전 부문 온실가스 감축을 지속적으로 추진할 수 있는 토대를 마련할 수 있을 것으로 기대된다. 연구 결과 온실가스 배출 단위당 2~4만원의 탄소세 부과는 전기요금 인상에 평균 98.7%의 영향을 미치며, 원전 계속운전은 전기요금 인하에 평균 1.3%의 영향을 미치는 것으로 추정되었다. 또한 2030년 발전 부문 온실가스 감축(발전 부문 2030 NDC 목표 달성)에 있어서는 탄소세가 44.3~67.4%, 원전 계속운전이 32.6~55.7%의 영향을 미치는 것으로 추정되었다.

주요 단어 : 탄소세, 원전 계속운전, 2030 NDC 상향안, 전기요금, 온실가스 감축, 탄소중립
경제학문헌목록 주제분류 : Q40, Q48

* 본 논문은 에너지경제연구원 2022년도 수시연구과제 “발전 부문 온실가스 감축을 위한 정책 대안 분석: 탄소가격과 원전정책을 중심으로”의 일부 내용에 기반하여 작성한 논문입니다.

** 에너지경제연구원 부연구위원(주저자) (e-mail: iamchamp@keei.re.kr)

*** 에너지경제연구원 선임연구위원(교신저자) (e-mail: chosj0327@keei.re.kr)

I. 서 론

지난 2021년 10월, 우리 정부는 ‘2030 국가 온실가스 감축목표(NDC)’를 상향하였다.¹⁾ 국가별 NDC는 국제사회의 신뢰에 기반하여 이행되고 있으며, 유엔기후변화협약 사무국에 제출된 감축목표의 후퇴나 하향 조정은 원칙적으로 금지된다. 따라서 우리 정부가 확정된 2030 NDC 상향안은 국제적 약속으로서 성실히 이행되어야 하며, 이에 따라 사회 각 부문별 온실가스 감축 목표도 상향되었다. 이 중 국내 전환(발전) 부문에서 2030년에 달성해야 할 온실가스 배출 목표는 약 149.9백만 CO₂ton이다. NDC가 상향되기 전 국내 발전 부문 온실가스 배출 목표(192.6백만 CO₂ton) 대비 약 43백만 CO₂ton을 추가적으로 감축해야하는 바, 2030 NDC 상향안은 수요관리, 화석연료 소비 감축, 암모니아 혼소, 재생에너지 비중 확대 등의 조치를 제시하고 있다. 문제는 발전 부문의 상향된 온실가스 배출 목표를 달성하기 위해 에너지 소비효율을 어떤 방식으로 개선해야 하며 화력발전 비중은 어떻게 줄어나갈 것인지와 같은 구체적 실행계획이 부재하다는 점이다. 특히 2030 NDC 상향안이 발표될 당시에는 정부의 탈원전 정책 기조가 강해 원전 신규건설이나 계속운전 등을 포함한 원전정책은 발전 부문 온실가스 감축목표 달성 수단에 포함되지 않았다.

전기화(electrification)는 탄소중립 달성을 위한 핵심 정책 수단들 중 하나다. 그러나 전력생산에 있어 저탄소화가 실현되지 않는다면 탄소중립을 위한 전기화는 그 의미와 효과가 적지 않게 훼손된다. 일반적으로 발전 부문의 탄소배출 저감을 위한 수단으로 석탄발전 상한제 등 직접규제 방식과 탄소배출에 대한 비용을 부담하게 만드는 시장기반 규제방식이 대표적으로 고려된다. 시장기반 규제에는 가격규제 형태의 탄소세와 물량규제 방식의 배출권 거래제가 있는데, 경제학적 관점에서는 탄소세와 같은 시장기반 규제가 직접규제 방식 대비 시장가격과 자원배분 왜곡을 최소화하는

1) 관계부처 합동(2021.10.18). 「2030 국가 온실가스 감축목표(NDC) 상향안」 참조

비용효과적 정책 수단으로 평가되고 있다. 이러한 측면에서 지난 정부에서는 전원믹스 조정을 통한 온실가스 감축 이행 외에 국내 탄소세 도입의 현실성과 도입 형태에 대한 고민이 있었던 것으로 파악된다.²⁾ 한편 2022년 신정부가 출범하면서 탈원전 정책이 공식 폐지되고 원전이 발전 부문 온실가스 감축 수단으로 대두되는 등 에너지정책 환경에 큰 변화가 발생했다. 이에 본 연구는 지난 정부에서 도입을 검토한 탄소가격 정책(탄소세)과 현(現) 정부의 원전 활성화 정책(원전 계속운전)을 조합하여 2030년 발전 부문 온실가스 저감에 기여하는 영향을 분석하고자 한다. 2030년을 분석대상으로 한 이유는 NDC 상향안과 제9차 전력수급기본계획(이하 제9차 수급계획)의³⁾ 온실가스 배출목표 달성 기준이 2030년으로 설정되어 있고, 이에 맞추어 제10차 전력수급기본계획(이하 제10차 수급계획) 등의 국가 에너지계획이 수립되고 있는 점을 고려하였기 때문이다. 또한 원전 활성화 정책 중에서 계속운전 조건만을 고려한 이유는 신정부에서 건설 재추진 방침이 확정된 원전(신한울 3·4호기)의 경우 2030년 이전에 상업 운전될 가능성이 상당히 낮기 때문이다. 마지막으로 여러 탄소가격 정책들 중 탄소세를 연구 대상으로 선택한 이유는 2015년부터 국내에서 배출권 거래제가 시행된 이래, 관련된 다양한 연구가 진행되었지만 국내 탄소세와 관련된 연구는 매우 부족하기 때문이다.⁴⁾ 적지 않은 선진국들이 배출권 거래제와 함께 탄소세를 병행적으로 도입한 사례가 있음에도 국내에서는 정책적 관심이 줄어들었고 관련 연구도 상대적으로 부족한 실정이다.

이하의 논의는 아래와 같은 구성으로 진행된다. 먼저 제II장에서 일련의 탄소저감 정책(원전 계속운전, 탄소세 등)이 발전 부문에 미치는 영향을 분석한 선행연구를 정리한다. 이어 제III장에서는 탄소세와 원전 계속운전 정책조합이 발전 부문에 미치는 영향을 분석하기 위한 주요 전제와 방법론을 설명한다. 제IV장에서는 제III장의

2) 머니투데이(2021) 및 한국조세재정연구원(2022) 참조

3) 산업통상자원부(2020.12.28). 「제9차 전력수급기본계획」 참조

4) 탄소세가 산업에 미치는 영향을 분석한 연구에는 2010년 전후로 발표된 김성태 외(2010) 및 강만옥 외(2011)가 있으며, 이들 연구들은 주로 산업 부문에 대한 탄소세의 영향을 검토하고 있다. 탄소세에 대한 직접적인 연구는 아니지만 정재현 외(2019)는 수송, 발전, 난방 부문의 환경에너지세제의 상대가격 왜곡 정도를 분석하였으며, 분석 결과를 토대로 부문 간 과세 형평성 제고 방안을 제시하였다.

전제와 방법론으로 전력시장을 모의한 결과를 정리하고, 마지막 제V장에서 정책적 시사점과 한계점을 제시하면서 연구를 마무리한다.

Ⅱ. 주요 선행연구

1. 원전 계속운전의 전기요금 및 발전 부문 영향

원전 계속운전이 전력시장가격과 환경에 미치는 영향을 분석한 선행연구는 조성진·정연제(2016)와 조성진 외(2019)가 대표적이다. 먼저 조성진·정연제(2016)는 원전 계속운전 범위에 따라 전기요금이 3~40% 인상될 수 있다고 평가하였다. 동(同) 연구는 원전 계속운전을 10년 허용하는 경우, 20년 허용하는 경우, 허용하지 않는 경우, 그리고 가압형 경수로와 중수로 원전에 대해 선별적 계속운전을 허용하는 경우 등으로 나누어 M-Core를 이용한 전력시장 모의를 진행하였다. 이를 통해 각 시나리오별로 장기 전기요금과 온실가스 배출량을 제7차 전력수급기본계획(이하 제7차 수급계획) 기반의 기준 시나리오와 비교하였다. 분석 결과 계속운전 허용 대상 원전이 많을수록, 그리고 계속운전 허용 기간이 길수록 전기요금 인상률은 완화되고 온실가스 배출량 저감 효과는 더 커지는 것으로 나타났다. 최종적으로 조성진·정연제(2016)는 원전의 계속운전 자체가 허용되지 않는 조건에서의 전기요금 인상률을 40% 수준으로 추정하였고, 원전의 계속운전을 20년 동안 허용한 조건에서의 전기요금 인상률은 3% 수준일 것으로 예상하였다. 또한 모든 원전의 20년 계속운전을 허용할 경우 원전 발전량은 증가하고 석탄·LNG 발전량은 감소하면서 온실가스 감축량이 크게 증가할 것으로 예상하였다. 한편 조성진 외(2019)는 제7차 수급계획 및 제8차 전력수급기본계획(이하 제8차 수급계획)의 설비구성과 전력수요를 토대로, 전 원구성에 변화를 가정할 경우 전기요금과 환경에 미치는 영향을 연구하였다. 동(同) 연구에 따르면 제7차 수급계획에서 탈원전 및 에너지전환 기조가 반영된 제8차 수

급계획으로의 전원구성 변화는 장기적으로 최대 15%의 전기요금 인상을 유발한다. 그러나 원전 계속운전을 가정한 시나리오에서는 전기요금 인상폭을 5% 이하로 전망하고 있다. 이러한 결과를 토대로 조성진 외(2019)는 에너지정책 수립 시 경제성과 환경성 간 상충관계를 완화하는 정책조합이 필요하다고 주장하였다.

2. 탄소세 등 기타 탄소저감 정책의 전기요금 및 발전 부문 영향

조성진(2022)은 탄소세 도입이 국내 발전 부문에 미치는 영향을 분석한 바 있다. 해당 연구는 국내 발전 부문에 탄소세를 도입하였을 때 예상되는 전기요금 및 온실가스 배출량 변화 등을 추정하였다. 즉 다양한 탄소세율 시나리오를 구성해 2030년 NDC 상향안의 발전 부문 온실가스 배출 목표를 달성하기 위한 탄소세율 수준을 검토하고, 탄소세율 수준에 따른 전기요금과 세수 변화를 분석한 것이다. 조성진(2022)에 따르면 제9차 수급계획의 전원구성으로 2030년 NDC 상향안의 발전 부문 온실가스 배출 목표를 달성 가능한 탄소세율은 약 2~4만원/CO₂ton 수준이다. 동(同) 연구에서는 발전 부문에 온실가스 배출 단위당 2~4만원의 탄소세가 부과될 경우, 제9차 수급계획 기준 시나리오보다 최소 10% 이상의 전기요금 인상이 발생할 것으로 전망하였다. 이를 바탕으로 조성진(2022)은 기 도입되어 운영 중인 배출권 거래제가 탄소배출 비용을 충분히 반영하지 못한다면 탄소세를 보완적으로 병행 운영하는 방안을 제언하였다.

한편 발전 부문 에너지세제 개편의 영향을 분석한 연구는 상대적으로 다양하다. 홍성훈 외(2014), 박광수·조성진(2014), 조성진·박광수(2018), 이동규(2018) 등이 대표적이며, 발전 부문 에너지세제 개편 영향 분석은 주로 연료원 간 과세 형평성, 세수 중립성, 환경 외부비용(주로 대기오염물질)의 합리적 반영 등을 목표로 다양한 세제개편 시나리오를 구성하고 각 시나리오 전제에 따른 전기요금 및 환경개선 영향을 분석하는 형태를 취하고 있다.

3. 본 연구의 차별성

발전 부문의 연료원별 상대가격을 조정하는 것은 환경성 개선과 재정확보 관점에서 탄소세를 부과하는 것과 유사한 효과를 유발할 것으로 판단된다. 또한 연료원별 상대세율 조정은 시장 메커니즘을 이용하므로 비용효과적이다. 그러나 에너지세제와 관련된 선행연구들은 대체로 현행 개별소비세 체계를 적용하고 있어 에너지 함량(발열량)을 바탕으로 한 분석이 대부분이다. 탄소세는 에너지 함량이 아닌 연료원별 탄소함량(온실가스 배출량)에 기반하고 있는 과세체계인 점을 감안할 때, 도입 효과를 판단하는 데 있어 차별화된 분석이 필요하다.

개념적으로 탄소세에는 온실가스 배출의 외부비용이 반영되고, 여기에 원전 계속 운전 정책을 조합했을 때 전기요금과 발전 부문 온실가스 배출량에 어떤 변화가 발생하는지를 분석한다는 점에서 본 연구의 차별점은 분명하다. 또한 원전은 온실가스를 거의 배출하지 않는 전원이므로 안정적 운영조건을 충족시키면서 계속운전을 한다면 탄소중립 과정에서 발생하는 전기요금 인상 압력을 일정 수준 완화할 수 있을 것으로 보인다. 이하에서는 전기요금 변동과 온실가스 배출에 탄소세와 원전 계속 운전이 미치는 영향을 정량적으로 분해·분석해보고자 한다.

Ⅲ. 주요 전제 및 연구 방법론

1. 정책조합 분석을 위한 주요 전제

1) 원전 계속운전 조건을 반영한 제9차 전력수급기본계획

제9차 수급계획에는 탈원전 및 탈석탄 정책기조가 강하게 반영되어 있다. 2030년까지 신재생에너지 발전비중을 20%까지 확대하고 석탄 발전소의 LNG 연료전환 등을 동시에 추진하여, 동년(同年) 발전 부문 온실가스 배출 목표인 192.6백만CO₂ton

을 달성하는 것이⁵⁾ 주요 내용이다. 따라서 제9차 수급계획의 설비계획과 발전믹스를 조합해보면 2021~2034년 기간 동안 원전의 이용률은 약 80~82%, 석탄화력발전의 이용률은 약 70% 수준이다. 그러나 제9차 수급계획 수립 이후 탄소중립 이슈가 대두되고 2030년 NDC가 상향되었으며, 2022년 신정부가 출범하면서 탈원전 정책이 공식적으로 폐지되는 등 에너지정책 환경에 큰 변화가 발생했다. 이는 2030년 NDC의 상향된 발전 부문 온실가스 배출목표(149.9백만CO₂ton) 달성을 위한 정책 조합 효과를 분석할 때 원전 역할의 확대를 고려하지 않을 수 없다는 의미다. 본 연구는 분석 당시 제10차 수급계획이 확정되지 않은 점을 고려, 제9차 수급계획의 설비 계획에서 원전 계속운전 조건을 반영한 2030년 전원믹스를 분석 전제로 활용한다. 특히 신정부의 원전 활성화 정책 기조를 고려해 제9차 수급계획에서 폐지하기로 결정된 모든 원전들이 2030년에 계속운전 되는 조건으로 전환하고⁶⁾ 원전 이용률 80% 수준을 가정한다. 경제성과 안전성 등 개별 원전의 계속운전 조건을 세부적으로 논의하는 것은 정치적 판단이 개입될 우려가 있어 본 연구에서는 가용한 모든 원전이 2030년에 계속운전 하는 것으로 간주한다.

2) 정책조합 시나리오 구성

본 연구의 주요 목표는 탄소가격과 원전정책 조합이 전기요금과 발전 부문 온실가스 배출에 미치는 영향을 정량적으로 분해해보는 것이다. 먼저 국내 탄소가격 정책은 아직까지 국내 발전 부문에 대한 효과가 분석된 바 없는 탄소세를 고려한다. 아울러 조성진(2022)의 분석 결과에 따라 2030년 NDC 상향안의 발전 부문 온실가스 배출 목표를 달성하기 위한 탄소세율(2~4만원/CO₂ton)을 적용한다. 원전정책은 분석 대상연도인 2030년에 신규 원전이 상업 운전될 가능성이 거의 없는 점을 고려해⁷⁾ 계속운전 조건만을 고려한다. 따라서 온실가스 배출 단위당 2~4만원의 탄소세와 원전 계속운전 정책을 조합해보면 크게 4가지의 ‘정책조합 시나리오’가 구성된다.⁸⁾ 먼

5) 물론 제9차 수급계획의 2030년 발전 부문 온실가스 배출 목표(192.6백만CO₂ton)는 2030 NDC 상향안 수립 이전의 전환 부문 온실가스 배출 목표에 해당한다.

6) 단 지난 정부에서 이미 폐지된 원전(고리 1호기, 월성 1호기)은 제외한다.

7) 신한울 3·4호기는 늦어도 2030년 초에 상업운전이 가능할 것으로 예상된다.

저 탄소세 없이 원전 계속운전 효과만을 반영한 경우를 검토해보고, 이후 동일한 원전 계속운전 조건에 2~4만원/CO₂ton의 탄소세를 각각 결합해 전기요금과 발전 부문 온실가스 배출에 탄소세가 미치는 영향을 분리해볼 것이다. 본 연구에서 고려하는 4가지 정책조합 시나리오를 정리하면 <표 1>과 같다.

<표 1> 발전 부문 탄소저감 정책조합 시나리오

시나리오 구분	시나리오 설명
S1	탄소세 없음 + 모든 원전 계속운전*
S2	S1 + 탄소세 2만원/CO ₂ ton
S3	S1 + 탄소세 3만원/CO ₂ ton
S4	S1 + 탄소세 4만원/CO ₂ ton

주: 이미 폐지가 확정된 고리 1호기와 월성 1호기 외 나머지 모든 원전의 계속운전을 허용

자료: 저자 작성

3) 전력수요의 가격탄력성

2030년 원전 계속운전으로 연료비가 상대적으로 저렴한 원전의 발전비중이 확대되면 발전 부문 총 정산금은 탈원전 정책기조가 반영된 기존 제9차 수급계획에서의 9) 총 정산금보다 낮아질 것이다. 이는 전기요금 인하요인으로 작용할 것이며, 동시에 전력수요의 상승을 유발하게 된다. 반대로 탄소세의 경우 발전비용 및 총 정산금 증가를 유발해 전기요금 인상과 전력수요 감소를 초래할 것이다. 이러한 전력수요의 영향을 분석하기 위해 본 연구는 조성진(2022)에서 추정한 ‘총 전력수요의 가격탄력성’ 추정 결과를 이용한다.

-
- 8) 발전 부문에 탄소세만을 도입했을 때의 영향은 조성진(2022)에서 이미 분석하였다. 이에 본 연구는 탄소세 단일 효과에 대한 분석을 별도로 다루지 않는다. 조성진(2022)에 따르면 발전 부문에 탄소세 도입만 반영할 경우 2030 NDC 목표 달성이 가능한 탄소세율은 원전 계속운전만을 고려했을 때 보다 높은 수준이다.
- 9) 제9차 수급계획에 반영되지 않은 원전 계속운전과 탄소세 정책조합의 순 효과를 분석해야 하므로 석탄계약발전 효과를 배제한 ‘기준 시나리오’를 중심으로 전기요금과 온실가스 배출 변화 효과를 살펴본다.

조성진(2022)은 에너지세제 개편 시나리오 분석으로부터 다양한 상황에서의 전기요금 인상률을 추정하고 이를 2030년 전력수요 전망에 적용해 전기요금 변화에 따른 평균적인 전력수요 변화를 도출하였다. 조성진(2022)에서 월별 총 전력수요, 냉난방도일, GDP, 전력가격 등을 바탕으로 추정한 전력수요의 가격탄력성은 -0.11 수준이며, 본 연구에서는 제9차 수급계획 기준 시나리오의 연료가격 대비 <표 1>의 시나리오별 연료가격 변화 비율을 ‘연료가격 변화계수’로 설정하고 여기에 조성진(2022)의 전력수요의 가격탄력성을 적용해 ‘전력소비 변화계수¹⁰⁾’를 추정한다. 이렇게 도출된 정책조합 시나리오별 전력소비 변화계수를 제9차 수급계획 기준 시나리오의 2030년 전력수요 전망치에 곱하면 탄소세와 원전 계속운전의 정책조합이 전기요금에 미치는 영향과 전력수요의 변화까지 분석에 반영할 수 있게 된다. 제9차 수급계획의 기준 시나리오와 본 연구의 탄소저감 정책조합 시나리오 분석에 반영된 2030년 전력수요를 정리하면 <표 2>와 같다.

<표 2> 가격탄력성을 반영한 2030년 시나리오별 전력수요 변화

시나리오 구분	연료가격 변화계수	가격탄력성	전력소비 변화계수	최대전력수요 (MW)	전력수요 (MWh)
9차 수급계획 (기준 시나리오)	-	-	-	104,047	562,101,206
S1	0.984	-0.11	1.002	104,234	563,109,341
S2	1.09	-0.11	0.991	103,065	556,795,857
S3	1.162	-0.11	0.984	102,339	552,875,963
S4	1.229	-0.11	0.978	101,716	549,509,963

주: ① 조성진·김재엽(2022)에 따라 연료가격변화계수는 시나리오별 전기요금 인상률을 계수화 한 것으로, 제9차 수급계획(기준 시나리오)의 연료가격 대비 각 시나리오의 연료가격 비율을 의미하며 전력소비변화계수는 ‘(연료가격변화계수)^(가격탄력성)’을 통해 추정
 ② 시나리오별 최대전력수요 및 전력수요는 제9차 수급계획(기준 시나리오)의 2030년 최대 전력수요 및 전력수요량 전망값에 추정한 전력소비변화계수를 곱하여 도출
 자료: 저자 추정

10) ‘연료가격 변화계수 = (탄소세 부과 후 연료가격) / (제9차 수급계획 기준 시나리오의 연료가격)’이고, ‘전력소비 변화계수 = (연료가격 변화계수)^(전력수요의 가격탄력성)’을 의미한다. 탄소세 부과 후의 전력수요는 제9차 수급계획 기준 시나리오의 전력수요에 전력소비 변화계수를 곱하여 산정한다.

2. 연구 방법론: M-Core를 이용한 국내 전력시장 모의

탄소세와 원전 계속운전의 정책조합이 국내 발전 부문의 전기요금 및 온실가스 배출에 미치는 정량적 영향을 각 정책요인별로 분해하기 위해 본 연구는 국내 도매전력시장 분석에 강점이 있는 계량분석 프로그램(M-Core)으로 시나리오 분석을 진행한다. M-Core는 장기 국내 전력시장 모의에 특화된 모형이며, 이동규 외(2022)는 에너지계획 수립에 있어 M-Core의 장기 전력시장 전망치에 대한 신뢰성이 일정 수준 확보된 것으로 평가한다.¹¹⁾

M-Core는 전력시장 모의 시 SUDP(Single Unit Dynamic Programming) 알고리즘을 적용한다. 세부적으로는 Lagrangian Relaxation(이하 LR) 기법을 바탕으로 발전기별 최소비용을 추정하며, Dynamic Programming(이하 DP)을 수행하여 각 발전기의 시간대별 기동여부를 결정한다. 아래 식 (1)은 LR의 목적함수로, 이차함수에서의 비용은 발전기의 변동비를 의미한다. 다시 말해 발전기의 변동비는 발전기별 출력에 대한 이차함수로 모델링 되는 것으로 이해할 수 있다. 이 때 이차항의 계수가 매우 작을 경우 일차식에 가까워지므로 이차함수 상태의 변동비는 발전기의 비용함수를 일차식으로 근사화하거나 구간을 나누어 선형화하는 방식으로 M-Core에 구현된다.¹²⁾

한편 M-Core를 이용한 전력시장 모의 시 전력계통 자체의 제약(열제약, 송전제약 등) 발전기별 특성정보(최대·최소출력, 증감발률, 열효율 등), 전력수요, 발전연료별 열량단가 등의 정보가 필요하다. 본 연구는 제9차 수급계획에서 원전 계속운전 조건만을 조정하였고, 그 외 나머지 정보에 대해서는 제9차 수급계획의 전제를 준용한다. 이 중 발전단가 결정에 주된 영향을 주는 열량단가 정보는 <표 3>과 같다.

11) M-Core의 연간 예측오차율은 -1.2%로, 타 프로그램의 연간 예측오차율(-3.07%)보다 낮다.

12) M-Core 모형과 관련된 자세한 설명은 이동규 외(2022)의 p.12 설명을 참조

국내 탄소가격과 원전정책 조합의 전기요금 및 발전 부문 온실가스 배출 영향 분석

$$\min Cost = \sum_{i \in ALLGEN} \sum_{t=1}^{t \leq NT} ((a_i p_{i,t}^2 + b_i p_{i,t} + c_i) \times FC_i \times ON_{i,t} \times SC_i \times UP_{i,t}) \quad (1)$$

ALLGEN: 총발전기그룹

NT: 분석시간

a_i : 발전기(*i*)의 비용 2차 함수

b_i : 발전기(*i*)의 비용 1차 함수

c_i : 발전기(*i*)의 비용상수

$p_{i,t}$: 발전기(*i*)의 *t*시간에서의 출력

FC_i : 발전기(*i*)의 열량단가

$ON_{i,t}$: 발전기(*i*)의 *t*시간에서의 운전여부(1 운전, 0 정지)

SC_i : 발전기(*i*)의 기동비용

$UP_{i,t}$: 발전기(*i*)의 *t*시간에서의 기동여부(1 기동, 0 비기동)

〈표 3〉 주요 발전용 연료의 기준 열량단가 정보 요약

(단위: 천원/Gcal)

연료	열량단가
원자력	2.4
유연탄	24.3
LNG	40.9 ~ 49.6

주: ① 미래 연료가격 전망은 본 연구의 목적이 아니며, 미래 연료가격의 정확한 추정도 현실적으로 불가능한 점을 감안해 분석대상 연도(2030년)의 에너지원별 연료가격은 제9차 수급계획 수립 전후의 실제 가격정보가 동일하게 유지되는 것으로 가정

② LNG의 경우 가스공사 평균요금을 적용받는 발전기와 직도입 가격을 적용받는 발전기로 나누어 열량단가를 차등 적용

자료: EPSIS 열량단가 실적치와 민간 발전사 열량단가 관련 내부자료를 활용하여 저자 작성(박우영 외(2021), p.54 표와 동일)

Ⅳ. 탄소세 및 원전정책 조합의 영향

1. 시나리오별 발전믹스 변화

각 시나리오의 탄소세 및 원전 계속운전 전제(<표 1> 참조)와 전력수요의 가격탄력성을 고려한 시나리오별 2030년 전력수요 추정치 등을 토대로 2030년 전력시장을 모의해보면 <표 4>와 같은 발전믹스가 도출된다. 먼저 탄소세 부과 없이 원전 계속운전만을 고려할 경우(S1) 2030년 총 발전량에서 원자력 발전이 차지하는 비중은 약 33.7%, 석탄화력발전이 차지하는 비중은 약 31.8%, LNG 복합발전이 차지하는 비중은 약 13.3%로 추정되었다. 제9차 수급계획(기준 시나리오)과 비교해보면 원전이 석탄과 LNG 발전량의¹³⁾ 약 16.5%를 대체한 것으로 판단된다. 원전의 화력발전 대체 및 발전비중 확대는 제9차 수급계획 대비 발전비용 저감으로 이어져 전력수요를 소폭 상승시켰을 것이며(<표 2> 참조), 이는 제9차 수급계획 대비 총 발전량의 증가로 이어졌다(588.6TWh → 590.2TWh).

다음으로 원전 계속운전 조건에 온실가스 배출 단위당 2~4만원 수준의 탄소세를 추가로 부과할 경우 화력발전(석탄, LNG, 유류 발전) 부문에 비용 부담이 가중되고, 이는 전기요금 상승 압력을 유발해 2030년 연간 전력수요와 총 발전량 감소가 발생한 것을 확인할 수 있다. 또한 탄소세 부과 수준이 높아질수록(S2~S4) 석탄과 LNG 발전량 감소가 뚜렷하게 나타난 반면, 탄소세의 영향을 받지 않는 원자력의 경우 발전량 및 발전비중에 유의미한 변화가 발생하지 않았다.¹⁴⁾

13) 확보할 수 있는 실적 자료를 토대로 M-Core 데이터베이스를 구축하였으나 발전기별 정보는 사실상 발전사들의 대외비 정보인 경우가 많아 정확한 데이터를 확보하는 것이 현실적으로 어렵다. 본 연구에서 제9차 수급계획의 기준 시나리오를 모의한 결과 LNG 복합화력의 발전 비중이 약 0.8%p 높게 나타났으나 연간 발전 부문 온실가스 배출량을 2억CO₂ton 수준에 맞추었으므로 연(年) 단위 분석에는 유의미한 차이를 발생시키지 않는다.

14) S1~S4의 발전믹스에서 원자력 발전비중은 34~36% 수준을 안정적으로 유지한다(<표 4> 참조).

한편 4만원/CO₂ton의 탄소세 시나리오(S4)에서는 LNG 발전이 석탄 발전을 대체 하면서 원자력과 거의 비슷한 수준의 발전량을 기록했다. 원전 이용률 80% 수준을 유지하는 제9차 수급계획의 전제 하에 온실가스 배출 단위당 4만원 이상의 탄소세를 부과할 경우, 석탄에서 LNG로의 급전순위 변동이 가장 급격하게 발생한 것이 주요 원인일 것이다. 특히 시나리오별로 석탄과 LNG의 열량단가 전제는 동일하게 적용 되었음에도 탄소배출량에 부과되는 탄소세 수준에 따라 석탄과 LNG의 단위 발전량 (kWh) 당 발전비용에서 시나리오 간 차이가 발생하였다. 석탄에 대한 LNG의 단위 발전량 당 발전비용의 상대적 관계를 살펴보면, 탄소세가 부과되지 않은 시나리오 (S1)에서 1.28 수준이었지만 탄소배출 단위당 3~4만원의 탄소세가 부과된 시나리오 (S3 및 S4)에서는 0.88~0.97로 나타나 석탄의 단위 발전량 당 발전비용이 LNG의 단위 발전량 당 발전비용을 역전한 것을 확인할 수 있다(<표 5> 참조).

〈표 4〉 전력시장 모의 - 시나리오별 2030년 발전믹스 변화

(단위: TWh)

구분	원자력	석탄	LNG	유류	신재생	기타	합계
9차 기준	146.6	199.9	116.8	0.2	121.7	3.4	588.6
S1	198.7	187.6	78.4	0.2	121.7	3.5	590.2
S2	201.0	156.9	99.8	0.2	121.7	3.5	583.1
S3	202.1	100.5	148.7	0.2	121.7	3.5	576.7
S4	203.0	38.8	204.6	0.2	121.7	3.5	571.9

주: 소수점 첫째 자리 절상

자료: 저자 추정

〈표 5〉 전력시장 모의 - 시나리오별 석탄 및 LNG 발전비용 및 상대적 비용 관계

구분	단위 발전량 당 발전비용 (원/kWh)		상대적 비용 관계 (LNG/석탄)
	석탄	LNG	
S1	52.5	67.4	1.28
S2	69.0	72.5	1.05
S3	77.6	75.5	0.97
S4	89.9	79.2	0.88

주: 상대적 비용 관계가 1보다 클 경우 LNG의 단위 발전량 당 발전비용이 석탄보다 비싸며, 상대적 비용 관계가 1보다 작을 경우는 석탄보다 LNG의 단위 발전량 당 발전비용이 더 싸다는 것을 의미

자료: 저자 추정

2. 전기요금에 미치는 영향

탄소세 및 원전 계속운전 조건에 따라 시나리오별로 전기요금에 미치는 영향은 <표 6>과 같이 요약된다. 전기요금에 대한 영향은 먼저 M-Core의 전력시장 모의를 통해 얻은 총 정산금 정보를 바탕으로 제9차 수급계획 대비 총 정산금 변화율을 추정하고, 여기에 2015~2020년의 한국전력공사(이하 한전) 총 수입액 중 박우영 외(2021)가 추정한 2001~2020년 유가 장기추세에 근접하는 연도를 중심으로 ‘총수입액 대비 구입전력비’의 평균 비중인 80%를 적용해 추정하였다.

탄소세 부과 없이 원전 계속운전 조건만을 고려한 시나리오(S1)에서는 제9차 수급계획 대비 약 1.8%의 총 정산금 감소가 발생하고, 이는 약 1.4%의 전기요금 인하로 이어지는 결과가 도출되었다. 앞서 예측한 바와 같이 탄소세 없이 2030년 가용(可用)한 모든 원전의 계속운전을 허용한다면 제9차 수급계획 대비 연료비 부담이 완화되고, 그 결과 약 1.4%의 전기요금 인하를 기대할 수 있다. 그러나 탄소 배출 단위당 2~4만원의 탄소세 조건이 추가되는 시나리오(S2~S4)는 상당한 수준의 총 정산금 인상을 유발하였다. 2만원/CO₂ton의 탄소세를 부과한 S2에서는 약 8.3%의 전기요금 인상이, 4만원/CO₂ton의 탄소세를 부과한 S4에서는 약 19.9%의 전기요금 인상이 발생할 것으로 추정되었다. 동일한 규모의 원전 계속운전이 허용되고 있지만 탄소세의 전기요금 인상 요인이 원전 계속운전의 전기요금 인하 효과를 상쇄한 결과로 해석된다.

〈표 6〉 시나리오별 탄소저감 정책조합이 2030년 전기요금에 미치는 영향

(단위: %)

시나리오 구분	총 정산금 변화	2030년 전기요금에 대한 영향*
S1	-1.8	-1.4
S2	10.4	8.3
S3	18.5	14.8
S4	24.9	19.9

주: 2030년 전기요금에 대한 영향은 제9차 수급계획의 기준 시나리오 대비 각 시나리오의 전기요금 증감률을 의미

자료: 저자 추정

3. 발전 부문 온실가스 배출에 미치는 영향

탄소세 및 원전 계속운전 정책 조합이 2030년 발전 부문 온실가스 배출에 미치는 영향은 다음과 같이 추정되었다. 원전 계속운전만을 고려할 경우(S1) 2030년 발전 부문 온실가스 배출량은 약 178.8백만CO₂ton으로 추정되어 제9차 수급계획 대비 약 11.7%의 감소율을 나타냈다. 탄소세와 같은 추가적인 탄소저감 정책 없이 원전 계속운전 정책을 최대한 활용하면서 석탄 발전소 24기를 폐지하면 제9차 수급계획 수립 당시의 2030년 발전 부문 온실가스 감축목표인 192.6백만CO₂ton을 어렵지 않게 달성하는 것으로 평가할 수 있다. 그러나 2030년 NDC 상향안의 발전 부문 온실가스 감축목표(149.9백만CO₂ton)는 달성이 어렵다. 이에 2~4만원/CO₂ton의 탄소세를 추가적으로 부과하면(S2~S4) 2030년 발전 부문 온실가스 배출량은 98.3~160백만 CO₂ton 수준으로 크게 감소하였다. 특히 온실가스 배출 단위당 3만원의 탄소세를 부과한 S3에서는 2030년 NDC 상향안의 배출 목표를 충분히 달성하는 것으로 나타났다(<표 7> 참조). 따라서 정책 당국이 원전 계속운전 정책을 최대한 활용하고 2~3만원/CO₂ton 사이의 탄소세를 발전 부문에 부과한다면, 2030년 NDC 상향안 달성을 위한 추가적인 재생에너지 확대 또는 신규 LNG 발전소 건설에 대한 부담이 일부 완화될 것으로 예상된다.¹⁵⁾ 러-우크라이나 사태로 국제 유가 및 가스가격의 변동성이 커진 상황에서 탄소세와 원전 계속운전 정책의 적절한 조합은 작금의 글로벌 에

너지시장 교란이 심화되더라도 기후변화대응을 건실히 이행할 수 있는 대안이 될 수 있을 것이다.

〈표 7〉 시나리오별 탄소저감 정책조합이 2030년 발전 부문 온실가스 배출에 미치는 영향

(단위: 백만CO₂ton)

시나리오 구분	2030년 온실가스 배출량
9차 기준 시나리오	202.4
S1	178.8 (- 11.7%)
S2	160.0 (- 20.9%)
S3	130.0 (- 35.8%)
S4	98.3 (- 51.4%)

주: ()는 제9차 수급계획(기준 시나리오)대비 발전 부문 온실가스 배출량 감소 비율을 의미
자료: 저자 추정

4. 2030년 발전 부문 탄소저감 정책 조합의 요인별 영향 분해

지금까지 살펴본 바와 같이 탄소세와 원전 계속운전 정책은 모두 발전 부문의 온실가스 배출을 감소시키는 정책이지만(<표 7> 참조) 전기요금 측면에서는 상반된 효과를 유발한다(<표 6> 참조). 본 연구의 2030년 발전 부문 탄소저감 정책 조합이 전기요금 변화와 온실가스 배출 감축에 얼마만큼의 영향을 주었는지를 정리하면 <표 8> 및 <표 9>와 같다. 탄소세 부과 없이 원전 계속운전 조건만을 고려한 S1에서의 전기요금 및 온실가스 배출에 대한 영향을 탄소세와 원전 계속운전 정책을 동시에 반영한 S2~S4에서 차감하면 탄소세의 영향을 분리할 수 있다. 무탄소 전원인 원자력은 탄소세에 영향을 받지 않으므로 원전 정책과 탄소세 정책 각각의 영향을 분

- 15) 현재 국내에서는 탄소세가 아닌 배출권 거래제를 통해 탄소배출 비용을 전력 부문에 일부 전가하고 있다. 그러나 현행 배출권 거래제는 유상할당 비율이 10% 수준으로, 탄소배출의 외부비용을 적절히 반영하지 못하고 있다. 정책 당국이 탄소세가 아닌 배출권 거래제를 통해 발전부문의 2030 NDC 목표를 달성하고자 한다면 해당 부문에 대한 유상할당 비율을 대폭 인상하고 배출권 가격의 가격변동성과 불확실성 완화를 위한 제도적 보완책을 마련할 필요가 있다.

리하여 살펴볼 수 있기 때문이다.

1) 전기요금에 대한 영향 분해

먼저 2030년 전기요금 측면에서 원전 계속운전 자체는 제9차 수급계획 대비 약 1.4%의 전기요금 인하를 유발한다. 이를 탄소세와 원전 계속운전을 동시에 고려한 시나리오의 전체 전기요금 증가율에서 역산해보면 2~4만원/CO₂ton의 탄소세 부과는 S2에서 8.4%, S3에서 15%, S4에서 20.2%의 전기요금 인상을 유발하는 것을 알 수 있다. 그러나 원전 계속운전으로 인한 1.4%의 전기요금 인하요인은 S2에서 0.1%p, S3에서 0.2%p, S4에서 0.3%p의 인하를 가져온 것으로 추정되었다(<표 8> 참조). 탄소세와 원전 계속운전 정책조합에 의한 전기요금 변화율을 100%로 두고 각 탄소저감 정책의 전기요금 변화에 대한 영향(가중치)을 추산해보면 탄소세는 98.5~98.8%, 원전 계속운전은 1.2~1.5% 수준으로 나타났다([그림 1] 참조).¹⁶⁾

〈표 8〉 2030년 발전 부문 온실가스 저감 정책수단별 전기요금 영향 분해

시나리오 구분	탄소세	전체 전기요금 증감률 (9차 대비, %)	탄소세 (%)	원전계속 (%)p
S1	-	-1.4	-	-1.4
S2	2만원	8.3	8.4	-0.1
S3	3만원	14.8	15.0	-0.2
S4	4만원	19.9	20.2	-0.3

주: ① 전체 전기요금 증감율에서 원전 계속운전의 전기요금 인하율로 역산해 탄소세의 순 영향 추정

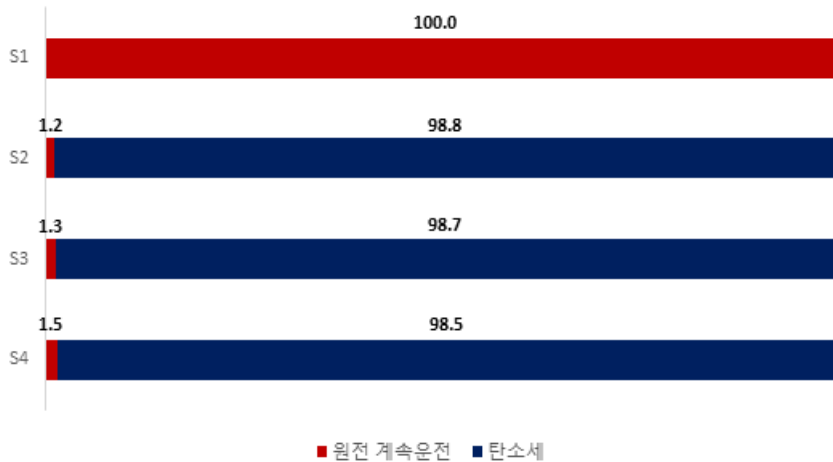
② 소수점 둘째자리에서 절상

자료: 저자 추정

16) 원전 계속운전에 따른 전기요금 인상 완화 효과는 전력판매회사(한전)와 발전자회사 사이의 수익 배분에 적용되는 정산조정계수에 따라 달라질 수 있다는 점에 주의가 필요하다. 다만 2030년에 적용된 탄소세와 원전 계속운전의 영향으로 정산조정계수가 변화할 수 있겠지만 2030년의 전력판매회사와 발전자회사 간 수익 배분 구조를 예측하는 것은 현실적으로 어렵다. 이에 따라 본 연구에서는 제9차 수급계획 수립 당시의 정산조정계수를 적용하였으며, 이는 2030년 원전 계속운전의 전기요금 인상 완화 효과를 과소추정하는 요인으로 작용할 수 있다.

[그림 1] 2030년 발전 부문 온실가스 저감 정책별 전기요금 변화에 대한 영향(가중치)

(단위: %)



자료: 저자 작성

2) 발전 부문 온실가스 배출에 대한 영향 분해

2030년 발전 부문 온실가스 배출 측면에서 원전 계속운전 자체는 제9차 수급계획 대비 약 23.6백만CO₂ton의 온실가스 감축을 가져온다(<표 9> S1 참조). 따라서 탄소세를 부과한 S2~S4의 발전 부문 온실가스 총 배출량에서 원전 계속운전에 따른 온실가스 감축량을 차감하면 탄소세에 의한 온실가스 감축분이 도출된다(<표 9> S2~S4 참조). 원전 계속운전으로 각 시나리오에서 약 23.6백만CO₂ton의 온실가스가 감축되면 2030년 NDC 상향안의 발전 부문 온실가스 배출 목표인 149.9백만 CO₂ton을 달성하기 위한 2~3만원/CO₂ton의 탄소세 부과는 약 18.8~48.8백만 CO₂ton의 온실가스 감축효과를 보인다(S2 및 S3). 이에 따라 2030년 발전 부문 온실가스 감축 및 NDC 상향안 목표 달성에 있어 탄소세는 약 44.3~67.4%의 영향을 미치며 원전 계속운전은 32.6~55.7%의 영향을 미치는 것으로 추정된다(<표 9> S2 및 S3 참조).

〈표 9〉 2030년 발전 부문 온실가스 저감 정책수단별 온실가스 감축 기여도

(단위: 백만CO₂ton)

시나리오 구분	탄소세	총 배출량	9차 대비 감축량	탄소세 감축량	원전 계속운전 감축량
9차 기준 시나리오		202.4	-	-	-
S1	-	178.8	23.6	-	23.6 (100.0)
S2	2만원	160.0	42.4	18.8 (44.3)	23.6 (55.7)
S3	3만원	130.0	72.4	48.8 (67.4)	23.6 (32.6)
S4	4만원	98.3	104.1	80.5 (77.3)	23.6 (22.7)

주: ()는 9차 수급계획 대비 전체 온실가스 감축량에서 각 정책수단이 유발한 감축량이 차지하는 비중이며 단위는 %

자료: 저자 추정

V. 결론 및 토의

본 연구에서는 탄소세와 원전 계속운전의 정책조합이 2030년 전기요금과 발전 부문 온실가스 배출에 미치는 영향을 분석하였다. 눈여겨 볼 점은 크게 두 가지로, 먼저 2030년 NDC 상향안의 발전 부문 온실가스 배출 목표(약 149.9백만CO₂ton) 달성은 원전 계속운전 정책만으로 달성하기 어렵다는 점이다. 이에 대해 일각에서는 신규 원전을 추가하는 방안을 주장할 수 있지만, 2022년 현재 신규 원전 건설이 가능하더라도 실제 운영은 2030년 이후부터 가능하다. 따라서 신규 원전설비 추가는 발전 부문의 2030년 NDC 목표 달성에 효과적인 선택지로 보기 어렵다. 이 지점에서 발전 부문에 대해 탄소세 등 추가적인 탄소저감 정책을 도입해야 할 필요성이 대두된다.

다음으로 주목할 점은 탄소세와 원전 계속운전 정책을 조합할 경우 전기요금과 발전 부문 온실가스 감축에 대한 원전의 역할이다. 원전 계속운전 시 탄소세와 결합하면 발전 부문에서 2030년 온실가스 배출량의 획기적인 감축을 유도할 수 있다. 그러나 탄소세는 상당한 수준의 전기요금 인상을 수반하므로, 발전 부문에 한정적으로

탄소세를 도입하더라도 국민 경제와 발전 산업에 대한 충격을 우려하지 않을 수 없다. 이러한 측면에서 원전의 활용은 탄소세 도입으로 인한 전기요금 인상을 일정 수준 완화하면서 발전 부문 온실가스 감축을 동시에 달성하는 데에 유의미한 역할을 할 것으로 기대된다. 즉 원전 계속운전 정책은 탄소세 부과로 인한 전기요금 인상을 완화하는 데 있어 제한적인 역할을 수행하지만, 발전 부문 온실가스 배출 감축 측면에서는 상당한 기여를 한다는 점을 본 연구의 분석 결과로부터 명확히 확인할 수 있다. 중단기적으로 전력계통 보강 및 안정성 유지 등의 문제와 맞물려 재생에너지 발전비중을 무작정 확대하는 것이 쉽지 않은 점을 고려할 때, 원전 계속운전 정책은 탄소세 부과 시 발생할 전기요금 인상을 완화하는 측면에서 다소 제한적인 역할을 하겠지만 온실가스 감축에 상당한 효과가 있다는 점에서 유용한 정책 수단으로 평가할 수 있다. 한편 본 연구가 최근 발표된 제10차 수급계획의 전제(설비구성, 전력수요 전망 등)와 최근 국제 에너지가격 변동 등을 반영하지 못하고, 배출권 거래제와의 관계도 상세히 다루지 못한 것은 다소 아쉬운 부분이다. 그러나 향후 정책 당국이 발전 부문 탄소중립과 2030년 NDC의 지속가능한 이행을 위한 정책조합을 검토할 때 본 연구가 미약하나마 유의미한 잣대(yardstick)로 활용될 수 있기를 기대해 본다.

접수일(2023년 2월 10일), 수정일(2023년 3월 10일), 게재확정일(2023년 3월 11일)

◎ 참 고 문 헌 ◎

- 강만옥·강광규·조경환(2011). 탄소세 도입 및 에너지세제 개편방안 연구. 세종 : 한국환경연구원(前 한국환경정책·평가연구원).
- 관계부처 합동(2021.10.18). 2030 국가 온실가스 감축목표(NDC) 상향안. 서울 : 관계부처 합동.
- 김성태·임병인·강만옥(2010). “탄소세 도입이 산업별 가격경쟁력에 미치는 효과 분석.” 2010년 한국재정학회 춘계 학술대회. 서울. 3월 : 1-24.
- 머니투데이(2021). “탄소세 도입 연구용역, 연말 마무리...내년 공론화.” 4월 22일.
- 박광수·조성진(2014). 에너지 세제개편의 전력시장 영향 및 민감도 분석. 울산 : 에너지경제연구원.
- 박우영·이상림·김재엽(2021). 전원구성을 고려한 연료가격 충격의 전력 도매가격 안정성 영향 분석. 울산 : 에너지경제연구원.
- 산업통상자원부(2020.12.28). 제9차 전력수급기본계획. 세종 : 산업통상자원부.
- 이동규(2018). 발전용 에너지 제세부담금 체계 합리적 조정방안 연구. 세종 : 한국조세재정연구원.
- 이동규·김재엽·조성진·강성훈(2022). “탄소중립에 따른 발전부문 에너지세제의 중장기 세수 전망과 시사점.” 예산정책연구 11(1) : 1-36.
- 정재현·성명재·이동규(2019). 환경에너지세제 발전방향 연구-발전 및 난방부문 세제 개편을 중심으로. 세종 : 한국조세재정연구원.
- 조성진(2022). 전환부문의 탄소가격 부과체계 개편방안 연구. 울산 : 에너지경제연구원.
- 조성진·김재엽(2022). 발전 부문 온실가스 감축을 위한 정책대안 분석 연구. 울산 : 에너지경제연구원.
- 조성진·박광수(2018). 발전부문 에너지전환 달성을 위한 세제 개편 방안 연구. 울산 : 에너지경제연구원.
- 조성진·윤태연·김윤경(2019). “제7차 및 제8차 전력수급기본계획 전원 구성전환에 따른

- 경제성 및 환경성 변화 분석 연구.” 자원·환경경제연구 28(2) : 201-229.
- 조성진·정연제(2016). 원전 계속운전 정책의 중장기 전력수급 및 전력 시장 영향 연구. 울산 : 에너지경제연구원.
- 한국전력공사(2015~2020). 각 연도 전기요금 원가정보. 나주 : 한국전력공사.
- 한국조세재정연구원(2022). 탄소가격 부과체계 개편방안 연구. 세종 : 한국조세재정연구원.
- 홍성훈·강성훈·허경선(2014). 에너지세제 및 공공요금체계 조정의 경제적 효과. 세종 : 한국조세재정연구원.

ABSTRACT

An Analysis of the Effects of Domestic Carbon Price and Nuclear Power Plant Policy Combination on Electricity Prices and Greenhouse Gas Emissions in the Korean Power Sector*

Jae Yeob Kim ** and Sung-jin Cho ***

As the denuclearization policy was officially abolished after the establishment of the new government, it is time to analyze the effectiveness of policy alternatives to achieve cost-effectively the greenhouse gas reduction in the power generation sector of 2030 NDC. This study quantitatively analyzes the impact of the policy combination of continuous operation of nuclear power plants and carbon tax on changes in greenhouse gas emissions and the electricity price through M-Core power market simulation. According to the results, both the carbon tax and the continuous operation of nuclear power plants contribute effectively to the reduction of greenhouse gases. It is, however, difficult to achieve both the alleviation of electricity-price increases and the reduction of greenhouse gases with a single policy. Therefore, if the carbon tax and the nuclear power plant operation policy are appropriately combined, it is expected to lay the groundwork for continuing to reduce greenhouse gas emissions in the power generation sector while suppressing electricity-price hikes by introducing the carbon tax.

Key Words : Carbon Tax, Nuclear Power Plant Policy, Electricity Price, 2030 NDC, Greenhouse Gas Reduction, Carbon Neutrality

* This work used some results of the following policy report of Korean Energy Economics Institute: "A Study on Carbon Emission and Price Effects in Electric Power Sector of the Imposition of Carbon Taxes and the Adjustment of Nuclear Policy," with significant contents and issues.

** Associate Research Fellow, Electricity Policy Research Team, KEEI (First author), iamchamp@keei.re.kr

*** Senior Research Fellow, Electricity Policy Research Team, KEEI (Corresponding author), chosj0327@keei.re.kr

