

국내 계약종별 전기요금 체계의 가격신호 회복에 따른 환경편익 분석[†]

김재엽* · 정연제**

요약 : 국내 전기요금 체계는 연료비 인상 등 원가 변동에 연계될 수 있는 제도적 근거가 마련되어 있음에도 물가상승 등 국민경제적 부담 등을 고려해 적기에 인상되지 못하는 상황이 발생하고 있다. 이처럼 전기요금이 정상적으로 조정되지 않음에 따라 우리나라 전기요금은 전 세계적으로 낮은 수준을 기록하고 있으며, 가격신호 전달 기능을 상실해 비효율적인 전력소비가 발생하는 문제점이 있다. 본 연구는 2017~2020년 연료비와 발전원별 발전량 등 실적 자료를 바탕으로 계약종별 전력의 공급원가(총괄원가) 수준을 추산하였으며, 이를 바탕으로 2030년 전기요금이 조정되어 가격신호 왜곡 문제가 해소될 경우 전력소비가 얼마나 변화하는지를 추정해 보았다. 추정 결과 전기요금이 공급원가(총괄원가)를 모두 회수할 수 있는 수준으로 조정된다면 전력소비는 9,000GWh 가량 절감될 것으로 나타났다. 이는 발전 부문의 온실가스 배출량을 약 3.82백만CO₂ton 감축시키는 효과로 이어졌다.

주제어 : 계약종별 전기요금, 전기요금 체계개편, 가격신호 왜곡, 전환 부문, 온실가스 감축

JEL 분류 : D40, L94, Q48

접수일(2022년 11월 30일), 수정일(2022년 12월 18일), 게재확정일(2022년 12월 19일)

[†] 본 논문은 에너지경제연구원 2022년도 자체연구과제 “계약종별 전기요금 체계의 가격왜곡에 따른 환경비용 추정: 제9차 전력수급기본계획을 중심으로”의 주요 결과를 활용하여 작성하였습니다. 아울러 본 논문의 보안을 위해 아낌없는 도움을 주신 익명의 심사위원들께 감사의 말씀을 드립니다.

* 에너지경제연구원 전력정책연구팀 부연구위원, 제1저자(e-mail: iamchamp@keei.re.kr)

** 에너지경제연구원 전력정책연구팀 연구위원, 교신저자(e-mail: yeonjei@keei.re.kr)

An Analysis of the Environmental Benefits of the Price Signal Recovery under the Current Electricity Tariff in Korea[†]

Jae Yeob Kim* and Yeonjei Jung**

ABSTRACT : Although the electricity tariff for each customer class in Korea has an institutional basis which can be linked to cost fluctuations caused by the increase in fuel cost, there is a situation in which it cannot be raised in a timely manner, considering the national economic burden such as inflation. There can be some disagreements about unconditionally raising electricity rates when cost increases occur. It is, however, well known that Korean domestic electricity rates are very low around the world and are in an environment in which rates are not easily adjusted. Moreover, as Korean electricity rates cannot be easily raised due to various factors, domestic electricity rates for each customer class itself have not delivered a desirable price signal for power consumption. Based on historical data such as fuel costs and power production by power source from 2017 to 2020, this study estimated how much power consumption would change if electricity rates were adjusted in 2030 and price signal distortion was resolved. As a result of the estimation, power consumption will be reduced by 9,000 GWh if the current electricity bill is adjusted to a level which can be 100% recovered even with the supply cost alone. This led to a reduction of about 3.82 million CO₂tons of greenhouse gas emissions in the Korean power sector.

Keywords : Electricity rates by customer class, Electricity tariff reform, Price signal distortion, Power sector, Greenhouse gas reduction

Received: November 30, 2022. Revised: December 18, 2022. Accepted: December 19, 2022.

[†]This work used some main results of the following research report of Korean Energy Economics Institute: “An Analysis on the Environmental Costs from Energy Price Distortion of Korean Electric Rates by Purpose: Focusing on the 9th Basic Plan on Electricity Demand and Supply in Korea.” We would like to thank anonymous referees for their sincerely helpful comments to improve this work.

* Associate Research Fellow, Electricity Policy Research Team, Korea Energy Economics Institute, First author (e-mail: iamchamp@keei.re.kr)

** Research Fellow, Electricity Policy Research Team, Korea Energy Economics Institute, Corresponding author (e-mail: yeonjei@keei.re.kr)

1. 서론

최근 러시아-우크라이나 사태 장기화로 글로벌 에너지 공급망에 교란이 발생하면서, 국제 에너지 가격이 급등하는 현상이 이어지고 있다. 석탄과 LNG 가격이 일제히 상승하면서 한국전력(이하 한전)의 전력구입비도 크게 증가하였으며, 이로 인해 올해(2022년) 한전은 창사 이래 최대폭의 적자를 기록할 것으로 전망된다. 독점적 전력판매사업자인 한전의 재정건전성이 이토록 악화된 데에는 여러 가지 요인이 작용했을 것이다. 그러나 기본적으로는 연료비 등 전력공급비용이 증가했을 때 이를 전기요금으로 적절히 회수하지 못한 것이 적자의 주요 원인이 되었을 것으로 예상된다.

현행 전기요금 산정기준에 따르면 전기요금은 적정 수준의 전력공급 원가와 적정 투자보수를 회수하는 수준에서 결정되는 것을 원칙으로 한다. 하지만 과거 전기요금 조정 추이를 살펴보면 전력공급비용 변동 요인이 발생하더라도 전기요금이 적기에 조정되지 못한 경우가 많았다. 이는 현행 전기요금 산정기준이 전기요금 조정 시기에 대한 원칙이나 세부 기준을 명확히 담고 있지 못하기 때문이다. 총괄원가 보상주의에 의거해 총괄원가를 보상하는 수준에서 전기요금이 결정되어야 하나, 이를 준수해야 하는 의무 규정이 없으며 요금산정 대상 기간에 대한 구속력도 없다. 또한 총괄원가와 실제 전력 판매수입 간에 불일치가 발생할 경우 차년도 전기요금 조정 시 불일치 부분을 보정·정산해야 하지만 실제로 사후정산이 시행된 사례는 없다.

전력공급 원가를 적정 수준에서 회수할 수 있도록 전기요금이 조정되어야 함에도 정책적 판단에 의해 전기요금이 동결되거나 할인 혜택 등이 부여된다면 전기요금의 가격신호는 자연스럽게 왜곡될 수밖에 없다. 필수재인 전력은 공급비용 증가를 반영한 전기요금 인상이 발생할 경우 전력수요의 감소로 이어진다. 그러나 전기요금이 인상되어야 할 시기임에도 계약종별 전력 소비자의 경제적 부담 등을 고려해 특정 계약종 전력의 전기요금에 대한 인상이 동결되거나 별도의 할인혜택이 부여된다면, 줄어들어야 할 전력 소비가 여전히 소비되는 초과전력소비 문제가 발생할 수밖에 없다.

본 연구는 국내 주요 계약종별 전력 판매 과정에서 발생하는 고정비용과 변동비용을 바탕으로 전력공급비용을 추정해보고, 전기요금이 총괄원가를 100% 회수할 수 있는 수준으로 조정될 경우 전력소비량 및 발전 부문 온실가스 배출량에 어떤 변화가 나타나

는지를 분석해 볼 것이다. 먼저 제Ⅱ장에서 본 연구의 분석과 관련된 주요 선행연구들을 짚어보고 제Ⅲ장에서 이용 데이터와 연구 방법론을 정리한다. 제Ⅳ장에서는 분석 결과로 2017~2020년 평균적인 전기요금 수준이 2030년에 유지되었을 때 공급원가(총괄원가) 100% 회수를 위해 조정되어야 할 전력소비량과, 조정 후 발전 부문 온실가스 배출 변화를 살펴볼 것이다. 마지막 제Ⅴ장에서는 분석 결과를 토대로 국내 계약종별 전기요금 체계의 개선 방향과 정책적 시사점을 제시한다.

II. 선행연구 및 주요 전제

1. 전력공급 부문별 공급비용 구성

국내 계약종별 전기요금체계의 전력공급비용 추정을 위해서는 국내 전력공급체계의 각 부문별 공급비용이 어떻게 구성되는지를 이해해야 한다. 발전단에서 최종 소비자까지 이어진 전력공급 체계는 크게 발전, 송변전, 배전, 영업 및 판매 부문의 네 영역으로 구분된다.¹⁾

먼저 발전 부문의 전력공급비용은 발전연료비, 발전소 투자회수금액, 발전소 운전유지비 등을 포함한다. 이러한 발전 부문의 전력공급비용은 전력판매회사(한전) 관점에서 전력구입비용에 해당한다. 한편 전력구입비용은 에너지요금, 용량요금, 기타비용 등으로 구성되는데, 에너지요금은 계획발전량정산금과 제약비발전비용정산금 등을 포함하고 기타비용은 제약비발전비용정산금과 계통운영보조서비스 비용, 환경비용 등을 포함한다. 송변전 부문의 전력공급비용에는 송변전설비 투자비용(감가상각, 지급이자, 적정 투자보수 등), 송변전설비 운전유지비(인건비, 수선유지비, 경비 등), 손실비용²⁾ 등이 포함되며 배전 부문 전력공급비용은 배전설비에 대한 투자비용(감가상각, 지급이자, 적정 투자보수 등)과 운전유지비용(수선유지비, 경비 등), 배전 손실비용³⁾ 등으로 구성된다. 마지막으로 영업 및 판매 부문의 전력공급비용은 전력판매 영업에 필요한 설비투자, 운

1) 이하 내용은 한국산업조직학회(2018)를 바탕으로 정리한 것이다.

2) 송변전 부문 손실비용은 송변전 손실(송전단 전력구입량과 배분전력량 간의 차이)이 유발하는 비용을 의미

3) 배전단 전력량과 배전단 판매량 간 차이를 배전손실이라 하며, 배전손실비용은 이러한 배전손실이 유발하는 비용을 의미

영비, 계량 및 요금청구 비용, 수요관리비용 등으로 구성되어 있다. 통신 등 기타설비에 대한 비용과 수급관련 비용(인건비, 제세공과금 등)도 영업 및 판매 부문 전력공급비용에 해당되며 이상의 내용을 요약하면 <표 1>과 같다.

<표 1> 국내 전력공급 부문별 전력공급비용 구성 요약

비용 구분	구성요소	비용발생 지점
발전비용	· 발전연료비 · 발전소 투자비(감가상각비 및 이자 등) · 발전소 운전유지비(인건비, 수선유지비, 환경비용, 제세공과금 등)	발전회사
	· 전력시장 에너지요금, 용량요금, 기타비용 등	전력시장
송변전 비용	· 송변전설비 투자비용(감가상각비 및 이자 등) · 송변전설비 운전유지비(인건비, 수선유지비 등)	전력판매회사 (한전)
배전비용	· 배전설비 투자비용(감가상각비, 이자 등) · 배전설비 운전유지비(인건비, 수선유지비 등)	전력판매회사 (한전)
영업 및 판매비용	· 통신 등 기타 설비비용(감가상각비, 이자, 수선유지비 등) · 요금계량, 요금청구, 요금수급 관련 비용 등(인건비, 제세공과금 등)	전력판매회사 (한전)

자료: 김재엽·정연제(2022), p.8 표 재인용.

2. 주요 계약종별 전력수요의 가격탄력성

일반적으로 각 계약종별 전력은 전압 수준과 수전(受電) 위치 등에 따라 전력공급비용에 차이가 존재한다.⁴⁾ 그러나 국내에서는 정책적 목적에 따라 주택용, 일반용, 산업용, 교육용, 농사용 등 총 7개의 계약종별로 전기요금 수준을 다르게 적용하는 용도별 차등요금제를 적용하고 있다. 계약종별로 다른 수준의 요금이 적용되고 전기요금 조정이 적기에 이루어지지 못하는 국내 전기요금 체계의 특성을 고려할 때, 각 계약종별 전력의 공급원가(총괄원가)를 100% 회수하는 수준까지 전기요금이 인상 또는 인하될 경우의 ‘전력소비 필요조정량’은 각 계약종별 전력수요의 가격탄력성에 따라 달라질 것이다.⁵⁾

4) 산업용 전력의 경우 주로 송전단에서 수전하므로 배전비용이 적게 소요되고, 그 결과 송배전비용이 타 계약종 대비 낮게 책정된다. 그러나 주택용, 일반용, 교육용, 농사용 등 타 계약종의 경우 대체로 배전단에서 수전하므로 산업용 대비 송배전원가가 높은 편이다.

5) 박광수·남경식(2019)은 전력 공급원가를 총괄원가와 동일한 의미로 혼용하고 있다. 이에 본 연구도 전력 공급원가를 총괄원가와 동일한 개념으로 정의한다.

각 계약종별 전력이 지닌 고유의 특성을 인지하고 특정 계약종 전력수요(전력판매량)의 가격탄력성을 추정한 선행연구들이 적지 않다(<표 2> 참조). 이 중 박광수·남경식(2019)은 계약종별 이질성을 감안해 주요 계약종별(주택용, 일반용, 교육용, 산업용) 전력의 전력판매량을 바탕으로 가격탄력성을 추정한 가장 최근의 연구며, 정연제(2017)는 국내 농사용 전력수요의 가격탄력성을 추정한 대표적인 선행연구다.

<표 2> 국내 주요 계약종별 전력수요의 가격탄력성(단기) 추정값 정리

저자	연구논문	용도	가격탄력성
박광수·남경식 (2019)	가격왜곡의 에너지소비 비효율성에 미치는 영향 분석	주택용	-0.23
		일반용	-0.26
		산업용	-0.14
정연제 (2017)	농사용 전기요금 체계 개선방안 연구	농사용	-0.325 ~ -0.236
신동현 외 (2015)	소득 수준에 따른 한국 도시 가구의 전력소비형태 이질성과 전기요금개편 효과 분석	주택용	-0.17
권오상 외 (2014)	가구별 소비 자료를 이용한 전력수요함수 추정 및 요금제도 변경의 효과 분석	주택용	-0.21 ~ -0.34
임현진 외 (2013)	지구온난화가 가정 부문 에너지 소비량에 미치는 영향 분석 : 전력수요를 중심으로	주택용	-0.32
박준용 외 (2011)	선도추급과정을 이용한 새로운 예측기법 : 장기전력 수요 예측에의 응용	주택용	-0.27

자료: 박명덕(2020), 김재엽·정연제(2022).

박광수·남경식(2019)은 월간 계약종별 전력판매량 자료, 전력판매단가, 실질 GDP 등의 자료를 토대로 정준공적분회귀법(Canonical Cointegrating Regression)을 통해 주택용, 일반용, 교육용, 산업용 전력수요의 가격탄력성을 추정하였다. 추정 결과에 따르면 교육용을 제외한 주택용, 일반용, 산업용 전력수요의 가격탄력성이 모두 0~1사이의 음(-)의 값을 보여 경제학적 유의성을 확보하였다.⁶⁾

한편 정연제(2017)는 1990~2017년 농사용 전력판매량, 농림어업 부가가치, 농사용

6) 전기는 필수재적 성격을 지니므로 전력수요의 가격탄력성이 1보다 작아야 하고 명목 추정값은 음(-)의 값이어야 경제학적 유의성을 지녔다고 평가할 수 있다.

전력판매단가, 석유가격, 냉난방도일 등의 자료를 이용해 농사용 전력수요의 가격탄력성을 추정하였다. 해당 연구에 따르면 농사용 전력수요의 가격탄력성은 전력 상대가격을 반영할 경우 $-0.325 \sim -0.236$ 수준으로 추정되었다.

3. 발전원별 정책비용

전력공급비용을 정교하게 추정하기 위해 발전원별 고정비와 변동비 외에 정책비용을 반영할 필요가 있다. 발전용 연료의 개별소비세와 관세는 이미 연료비에 반영이 되어 있으므로 별도로 고려해야 할 정책비용은 지역자원시설세, 원자력 분야 법정부담금, 기후환경요금(RPS 의무이행비용 단가, 배출권 거래비용 단가, 비상대기예비력 비용 단가) 등이다.

먼저 지역자원시설세와 원자력 분야 법정 부담금 정보는 한국산업조직학회(2018)와 조성진·박광수(2020)의 결과를 참고하였다. 지역자원시설세는 원자력과 화력발전에 부과되는 제세부담금으로, 원자력에 대해 1.0원/kWh, 화력발전에 대해 0.3원/kWh 수준으로 부과된다. 한편 원자력 분야 법정 부담금은 사업자 지원사업, 원자력 연구 개발기금, 사용후핵연료 관리부담금, 방사성폐기물 관리비용, 원자력 안전관리 부담금, 원자력 발전소 해체 충당금 등을 포함하며, 본 연구는 한국산업조직학회(2018)와 조성진·박광수(2020)의 비용정보를 참고해 2017~2020년 평균 8.1원/kWh 수준의 원자력 분야 법정 부담금을 반영한다.

에너지전환 이행에 따라 발생하는 정책비용인 기후환경비용은 한국전력공사(2022.10.1)의 기후환경비용 산정 기준을 따르되,⁷⁾ 단가 산정에 필요한 세부 정보는 김남일(2020)과 한국전력거래소 자료 중 국회의원 의원실을 통해 언론에 공개된 자료⁸⁾를 활용한다. RPS 의무이행비용은 전기판매사업자인 한전이 신재생에너지 의무이행을 위해 지출한 비용으로, 연간 RPS 의무이행비용⁹⁾을 연간 전력판매량으로 나누어 RPS 의무이

7) 각 기후환경비용 단가의 주요 산출방식을 요약하였으며, 자세한 내용은 한국전력공사(2022.10.1)의 pp.110~112 내용 참조.

8) 전기신문(RPS 정산비용 지난해 3조원 육박...4년새 125% 급증, <https://electimes.com/article.php?aid=1625644528219944097>, 검색일: 2022.11.2.) 내용 중 운영석 국민의힘 의원실 입수 전력거래소 자료(신재생에너지 공급의무 비용 정산안) 수치를 참조하였다.

9) 2017~2020년 연평균 RPS 의무이행비용은 약 20,479억 원 수준이다.

행비용 단가를 도출한다. 배출권 거래비용 단가는 연간 배출권 거래비용¹⁰⁾을 연간 판매 전력량으로 나누어 추산한다. 마지막으로 비상대기예비력 비용¹¹⁾의 단가는 미세먼지 감축을 위해 가동이 제한된 석탄발전기가 비상대기상태를 유지하는 동안 투입된 연간 유지비 등을 연간 전력판매량으로 나누어 산출한다.¹²⁾ 지금까지 소개한 다섯 가지 발전 원별 정책비용을 2017~2020년에 대해 정리하면 <표 3>과 같다.

<표 3> 2017~2020년 발전원별 정책비용 반영 수준

(단위: 원/kWh)

연도	원자력	석탄	LNG
2017	9.17	4.06	4.06
2018	9.17	4.06	4.06
2019	9.17	4.25	4.25
2020	9.17	6.93	6.64

- 자료: ① 전기신문, 2021.7.7., “RPS 정산비용 지난해 3조원 육박...4년새 125% 급증”, <https://electimes.com/article.php?aid=1625644528219944097> (접속일: 2021.11.2.)
 ② 김남일(2020), p.53.
 ③ 한국전력공사 사이버지점 홈페이지 (<https://cyber.kepco.co.kr/ckepco/front/jsp/CY/H/C/CYHCHP00211.jsp>, 접속일: 2022.11.4.)
 ④ 김재엽·정연제(2022), p.49 표 재인용.

III. 자료 및 연구방법론

1. 2017~2020년 전력공급비용 추정 방법론

2030년 기준으로 계약종별 전기요금 체계의 가격신호 왜곡이 해소되었을 때의 전력 소비 필요조정량을 추정하려면 일단 2017~2020 평균 전기요금 수준이 유지되었을 경우 각 계약종별 전력의 공급비용 수준을 대략적으로 가늠해야 한다. 이에 본 연구는 앞서 선행연구에서 정리한 바와 같이 전력공급 부문별로 계약종별 전력의 공급비용을 살펴 보고자 하며, 이때 한국산업조직학회(2018)의 공급비용 추정 방법론을 준용할 것이다.

10) 2017~2020년 연평균 배출권 거래비용은 약 2,351억 원 수준이다.

11) 전력계통 안정을 위해 대기(standby)하는 자원에 대한 정산비용에 해당한다.

12) 2020년 비상대기예비력 비용은 약 1,436억 원 수준이다.

1) 전력수요와 공급

발전 부문의 전력공급량은 기본적으로 전력판매량(수요)에 영향을 받는다. 이에 한국 산업조직학회(2018)는 계약종별 전력 소비자의 시간대별 전력소비 행태를 바탕으로 대표일에 대한 ‘하루 부하곡선 및 패턴’을 먼저 작성하였다. 따라서 본 연구도 2017~2020년 한전의 계약종별 월시간대별 전력소비행태 추정자료와 같은 기간 한국전력통계의 계약종별 전력판매량 실적을 토대로 각 년도 계약종별 전력의 시간대별 연평균 부하 및 부하패턴을 도출하고, 이를 하나로 통합하여 ‘단순화 한 대표일 수요곡선’으로 활용한다. 한편 발전기는 대표일 시간대별 전력수요를 최소비용으로 공급하는 것을 가정한다. 즉 경제급전의 원칙에 따라 신재생 발전량을 우선적으로 할당한 뒤, 연료비 단가가 저렴한 원자력과 석탄화력은 기저발전을 담당하고 응동력이 뛰어난 LNG 복합화력은 첨두 부하 발전을 담당하는 것을 의미한다.

2) 발전 부문 변동비 및 고정비 단가

(1) 발전 부문 변동비 단가

발전 부문 변동비 단가는 발전원별 연료비 단가와 정책비용 단가의 합으로 구성된다. 발전원별 연료비 단가는 전력거래소 전력통계정보시스템(EPsis)의 2017~2020년 발전원별 연료비 단가를 적용하고(<표 4> 참조) 연간 발전원별 정책비용 단가에는 발전 부문 제세부담금과 기후환경비용 등을 반영한다(<표 3> 참조). 이후 발전원별 변동비 단가(연료비 단가+정책비용 단가)와 대표일 시간대별 원별 발전량 및 부하비중 등을 고려해 대표일의 시간대별 변동비 단가를 도출한다.

<표 4> 2017~2020년 발전원별 연료비 단가 정보

(단위: 원/kWh)

연도	원자력	유연탄	무연탄	유류	LNG
2017	5.73	47.62	61.23	139.70	85.85
2018	5.84	54.34	64.81	164.57	97.87
2019	5.94	56.42	66.17	181.98	93.38
2020	6.04	50.62	60.46	175.53	71.83

자료: 전력통계정보시스템(<https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkmaFucUpfChart.do?menuId=040100>, 자료추출일: 2022.11.1)

한편 대표일의 시간대별 변동비 단가는 각 시간대별 발전 부문의 변동비로 이해할 수 있다. 이를 대표일의 계약종별 시간대별 전력판매량(수요)에 맞추어 배분한 후 대표일 전체 시간에 대해 합산하면 각 계약종별 변동비 단가를 추정 가능하다.

(2) 발전 부문 고정비 단가

고정비 단가는 발전원별 전력구입단가에서 변동비 요소를 제외하는 방식으로 추정 가능하다. 전력구입단가는 한국전력통계의 2017~2020년 발전원별 구입단가 자료를 이용하며(<표 5> 참조), 변동비 단가는 연료비 단가와 정책비용 단가를 합해 구할 수 있다. 이후 2017~2020년 한전 전력소비행태 자료에서 추정한 각 계약종별 전력소비 패턴으로부터 최대부하와 평균부하 정보(<표 6> 참조)를 도출하고, 각 계약종별 전력의 부하 비율에 따라 고정비 성격의 비용을 할당하면 계약종별 고정비를 추정할 수 있다.

<표 5> 2017~2020년 발전원별 구입단가 실적

(단위: 원/kWh)

연도	원자력	유연탄	무연탄	유류	LNG
2017	60.76	83.77	95.89	165.40	112.95
2018	62.18	82.94	106.49	173.37	121.39
2019	58.39	87.47	102.85	228.79	119.13
2020	59.69	82.13	81.47	193.12	98.83

자료: 한국전력통계 제87호~제90호(각 호 발전원별 전력구입실적) 참조.

<표 6> 2017~2020년 주요 계약종별 전력 부하정보 추정값

연도	구분	주택용	일반용	교육용	산업용	농사용
2017	최대부하(MW)	12,968	20,728	2,117	42,730	3,007
	평균부하(MW)	8,703	14,491	1,081	34,893	2,153
2018	최대부하(MW)	16,025	22,658	2,110	43,337	3,182
	평균부하(MW)	9,218	15,079	1,119	34,797	2,299
2019	최대부하(MW)	14,285	21,348	2,040	43,488	3,153
	평균부하(MW)	8,231	13,403	978	36,765	2,114
2020	최대부하(MW)	14,869	20,692	2,097	42,515	3,141
	평균부하(MW)	9,350	14,298	981	33,004	2,298

주: 시간대별 평균을 취해 부하평준화를 하였으므로 실제 최대, 평균부하 값과는 다소 차이가 있을 수 있으나 계약종 전력 간 상대적 크기는 거의 유사할 것으로 예상.

자료: 김재엽·정연제(2022), p.50 표 일부 재인용.

3) 송변전·배전 및 영업비용

한국산업조직학회(2018)는 2017~2020년 한전 전기요금 원가정보(결산기준)와 결산서(연결기준)의 송변전·배전 부문 투자비용 및 영업비용 정보를 토대로 각 부문의 공급비용을 추정한다. 전력판매사업자인 한전 입장에서 송변전·배전 원가에 해당하는 요소는 인건비, 판관비, 감가상각비, 수선유지비, 적정투자보수 등을 포함한다.

한편 한국산업조직학회(2018)는 산업용 전력에 대해 전체 산업용 전력판매량의 60%가 송전단으로부터 수전되는 것으로 전제한다. 이는 대규모 수용가의 전력사용 점유율이 매우 높은 산업용 전력의 특징으로부터 기인한 가정이라 판단된다. 일반용 전력의 경우 대규모 복합건물의 송전단 수전 상황을 고려해 송전단 수전비율을 약 10% 수준으로 전제한다. 그 외 나머지 타 계약종별 전력은 모두 배전단에서만 수전하는 것으로 가정한다. 한국산업조직학회(2018)의 전제를 종합해보면, 송변전·배전 및 영업 부문 비용은 대체로 전체 전력공급비용에서 각 계약종별 전력 배전단 판매량 비중(15~20%) 만큼 차지한다. 이는 전력 소비의 계량 및 수요관리 부담이 전압이 낮은 배전망 쪽에 집중되는 특징이 반영된 결과로 추정된다.

2. 전기요금 가격신호 회복의 환경편익 분석 방법론

본 연구는 2017~2020년 평균 전기요금 수준이 2030년까지 유지된다는 가정하에, 만약 전기요금이 총괄원가를 모두 회수할 수 있는 수준으로 조정된다면 발전 부문 온실가스 배출량에 어떠한 변화가 나타날지를 살펴보고자 한다. 전기요금 및 전력수요 변화에 따른 발전 부문 온실가스 배출량 변화를 분석하기 위해 본 연구는 장기 국내 전력시장 모의에 강점이 있는 M-Core 모형을 활용한다. 참고로 이동규 외(2022)는 과거 국가 에너지계획 수립 시 M-Core의 장기 전력시장 전망 결과에 대한 신뢰성이 일정 수준 확보된 것으로 평가하고 있다.¹³⁾

M-Core는 SUDP(Single Unit Dynamic Programming) 알고리즘에 기반하여 전력시장 모의를 진행한다. 이 과정에서 Lagrangian Relaxation(이하 LR) 기법을 통해 발전기

13) 이동규 외(2022)에 따르면 M-Core의 연간 예측오차율은 -1.2% 수준이다. 이는 타 프로그램의 연간 오차율 -3.07%보다 우수한 예측력에 해당한다.

별 최소비용을 추정하고, Dynamic Programming(이하 DP)을 수행해 각 발전기의 시간 대별 기동여부를 결정한다. LR의 기본 목적함수는 아래 식 (1)과 같다. 이차함수에서의 비용은 발전기의 변동비를 의미하는데, 이때 변동비는 발전기 출력에 대한 이차함수로 모델링 한다. 그러나 이차항의 계수가 매우 작으면 일차식에 가까운 상태가 되므로 이차 함수 형태의 변동비는 발전기의 비용함수를 일차식으로 근사화하거나 구간을 나누어 선형화하는 방법으로 M-Core에 반영된다.¹⁴⁾ 한편 DP는 단가가 낮은 발전기부터 순서 대로 1대씩 투입해 총 5단계를 거치며(<표 7> 참조) 발전기별 최소 발전기 기동 및 정지 시간에 대한 최적해를 도출하는 과정이다.

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

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 7> M-Core SUDP 5단계 알고리즘 수행 절차 요약

SUDP 수행 단계	단계별 발전기 DP 주요 수행 내용
1단계	공급 가능용량이 90% 수준일 때 발전 평균비용이 낮은 순(順)으로 발전기들의 기동 우선순위를 결정
2단계	모든 발전기들의 시간대를 초기화(OFF 상태, ON/OFF 중 택일)
3단계	하한 및 고정제약 조건이 적용되는 발전기는 제약시간대의 기동정지계획 상태를 'ON' 상태로 설정
4단계	지역별(수도권, 비수도권, 제주) ON 상태 발전기들의 공급 가능 용량 합과 실질수요, 전체 지역 ON 상태 발전기들의 공급 가능 용량 합과 총 실질수요를 초기화
5단계	모든 시간대의 각 지역 한계가격을 높은 값으로 설정

자료: 김재엽·정연제(2022), p.60 표 재인용.

14) 자세한 내용은 이동규 외(2022), p.12 참조.

M-Core를 통한 전력시장 모의 시 열제약, 송전제약 등 전력계통 자체의 제약과 발전 기별 특성정보(열효율, 최대·최소 출력, 증감발률, 등), 전력수요, 발전연료별 열량단가 정보 등이 포함된다. 본 연구에서는 제9차 전력수급기본계획(이하 제9차 수급계획)의 발전설비계획 하에 전기요금의 가격신호 회복에 따른 전력소비 변화가 발전 부문 온실가스 배출에 미치는 영향을 볼 것이다. 따라서 제9차 수급계획 수립 당시의 열량단가를 준용한다(<표 8> 참조).

〈표 8〉 주요 발전용 연료의 기준 열량단가

(단위: 천원/Gcal)

연료	열량단가
원자력	2.4
유연탄	24.3
LNG	40.9 ~ 49.6

자료: EPSIS 열량단가 실적치와 민간 발전사 열량단가 관련 내부자료를 활용하여 저자가 직접 작성하였으며, 김재엽·정연제(2022), p.69 표와 동일.

3. 2030년 계약종별 전력판매량

본 연구의 주요 목적은 2030년에도 2017~2020년 평균 수준의 계약종별 전기요금 체계가 유지되었을 때 전기요금이 전력공급원가(총괄원가)만이라도 100% 회수할 수 있는 수준으로 가격신호가 회복될 경우, 전력소비 변화량을 추정하고 그에 따른 발전 부문의 온실가스 배출량 변화를 분석하는 것이다. 또한 본 연구는 제9차 수급계획과 2030 NDC 상향안 등에서 2030년을 기준으로 온실가스 배출목표를 설정한 점에 착안하여 분석 대상 연도를 2030년으로 설정하였다. 그러나 2030년 전력판매량을 전망하는 것은 고려해야 할 변수와 가정이 너무 많고 본 연구의 목적 달성에도 크게 기여하기 힘들다. 더 나아가 경직적 조정체계를 가진 국내 계약종별 전기요금 체계하에서 2030년 미래의 전력판매량을 계약종별로 달리 전망하는 것 또한 불가능에 가깝다. 이에 본 연구는 에너지 전환정책이 본격화된 2017년부터 결산 기준의 한전 전기요금 원가정보를 활용할 수 있는 2020년까지의 계약종별 전력판매량 평균 비중이 2030년에도 유지되는 것으로 가정한다.¹⁵⁾ 국내 계약종별 전력판매량 실적을 살펴보면 2006~2021년 기간 계약종별 전력의 연간 판매량 비중에는 큰 차이가 없다. 아울러 우리나라의 산업구조는 제조업 중심이

며 향후 10년 이내에 산업구조에 큰 전환이 발생하기 쉽지 않은 점 등을 감안하면 2030년에 2017~2020년의 평균적인 계약종별 전력판매량 비중이 유지될 것으로 가정하는 것에 큰 무리는 없다고 판단된다.¹⁵⁾ 한편 2030년의 총 전력판매량은 제9차 수급계획의 2030년 목표수요를 따른다. 이를 5대 계약종별 전력(주택용, 일반용, 교육용, 산업용, 농사용)에 대해 정리하면 <표 9>와 같다.

<표 9> 계약종별 전력판매량 실적 및 2030년 전력판매량 가정

구분	주택용	일반용	교육용	산업용	농사용	9차 목표수요 (GWh)
2017	68,544	111,298	8,316	285,970	17,251	507,746
2018	72,895	116,934	8,678	292,999	18,504	526,149
2019	72,639	116,227	8,561	289,240	18,882	520,499
2020	76,303	113,639	7,515	278,660	19,029	509,270
2030	76,320	120,376	8,687	301,382	19,358	542,307
'17~'20 평균비중	14.1%	22.2%	1.6%	55.6%	3.6%	-

자료: 한국전력통계 제91호 및 산업통상자원부(2020.12)를 바탕으로 직접 작성.

IV. 분석 결과

1. 2017~2020년 주요 계약종별 전력의 총괄원가

2017~2020년 4대 계약종별 전력(주택용, 일반용, 산업용, 농사용)의 발전 부문 공급 원가(총괄원가)를 추정한 결과는 <표 10>과 같다. 연료비 단가와 정책비용 단가를 합친

- 15) 이하에서 진행될 ‘전기요금 가격신호 회복에 따른 환경편익 분석’은 제9차 전력수급기본계획의 전력시장 전제를 따른다. 제9차 전력수급기본계획은 제8차 전력수급기본계획의 에너지전환정책 기조가 강화된 에너지계획이며 2030 NDC 상향안의 전환 부문 온실가스 배출 목표도 제9차 전력수급기본계획의 전제를 대체로 따르고 있다. 따라서 본 연구는 국내 에너지전환정책이 본격화된 2017년 이후의 계약종별 전력판매량 통계를 활용한다. 또한 2017년 이후의 계약종별 전력판매량 실적을 활용함으로써 탈원전·탈석탄 등 에너지전환 추진비용이 전기요금에 최대한 반영된 기간의 자료를 활용한 효과도 누릴 수 있다.
- 16) 설령 2030년의 계약종별 판매량 비중에 큰 변화가 발생하더라도 본 연구의 주요 결론에 미치는 영향은 매우 제한적일 것이다. 본 논문은 전기요금의 총괄원가 수준에 미달해 발생하는 문제점을 다루고 있기 때문이다.

4대 계약종별 전력의 2017~2020년 연평균 발전 부문 변동비 단가는 61.9원/kWh, 발전 부문 고정비 단가는 34.8원/kWh 수준이었다. 일반용과 산업용의 송전 수전비율을 각각 10%, 60%로 가정할 때 송변전·배전 및 영업 비용 단가는 총 전력판매량에서 각 계약종별 배전단 판매량이 차지하는 비중과 상관관계가 클 것으로 예상된다. 따라서 발전 부문 전력공급원가(총괄원가)의 17.6~25% 사이에서 송변전·배전 및 영업비용 단가가 형성될 것으로 짐작된다.¹⁷⁾

〈표 10〉 2017~2020년 4대 계약종별 부문별 공급원가(총괄원가) 추정 결과

(단위: 원/kWh)

구분	연도	주택용	일반용	산업용	농사용
발전_변동비 단가	2017	58.5	59.9	58.1	56.9
	2018	69.0	70.7	58.1	56.9
	2019	67.2	68.8	66.7	65.2
	2020	58.7	60.2	58.5	56.8
발전_고정비 단가	2017	35.7	36.4	35.4	34.9
	2018	37.9	36.2	34.0	34.7
	2019	33.1	32.2	36.6	30.7
	2020	35.5	35.6	34.0	34.2
송변전·배전·영업_단가	2017~2020	17.5~24.7	17.7~25	16.8~23.8	16.3~23.2

자료: 저자 직접 작성.

한국산업조직학회(2018)의 방법론에 따를 때 2017~2020년 각 연도의 계약종별 전력 공급원가(총괄원가)는 먼저 해당 기간 각 연도의 대표일 전력수요에 맞는 전력공급량 및 발전믹스를 도출하고, 그에 따른 발전 부문의 변동비 단가와 고정비 단가, 필요 전력 공급량을 조달하는 과정에서 발생하는 단가(송변전·배전·영업비용 단가)를 추정 후 각 부문별 단가(<표 10> 참조)를 합산한 값에 해당한다. 이러한 원리에 따라 추정된 2017~2020년 각 연도의 계약종별 전력공급원가(총괄원가)에서 각 연도 계약종별 전력 판매단가 실적이 차지하는 비중(원가회수 수준)을 추산하여 4개년(2017~2020년) 산출

17) 한전의 영업비에서 송배전 부문을 분할할 수 있는 정보가 없으므로 부득이 총 전력판매량에서 각 계약종별 배전단 판매량 비중과 송전 수전비율을 바탕으로 송변전·배전 및 영업비 단가 범위를 대략적으로 가늠할 수밖에 없었다.

평균을 취했고, 이 비중이 2030년에도 유지되는 것으로 가정한다.¹⁸⁾ 2017~2020년 계약종별 전력의 평균적인 원가회수 수준과 가격탄력성, 2030년 계약종별 전력의 판매량을 곱하면 전력공급원가(총괄원가) 수준으로 전기요금 가격신호가 회복될 때 전력소비가 얼마나 변화되어야 하는지(전력소비 필요조정량)를 추정해 볼 수 있을 것이다.

2. 전기요금 가격신호 회복에 따른 전력소비 필요조정량

본 연구는 전기요금 가격신호 회복에 따른 전력소비 필요조정량을 산정하기 위해 가장 최근에 계약종별 전력수요의 가격탄력성을 회귀분석 방법론 등으로 추정한 박광수·남경식(2019)과 정연제(2017)의 결과를 채택한다. 다만 박광수·남경식(2019)에서 교육용 전력수요의 가격탄력성은 회귀분석 결과 유의미하지 않은 탄력성 추정치로 판별된 바, 교육용 전력은 본 연구의 최종 분석에서 배제한다. 정연제(2017)의 농사용 전력수요의 가격탄력성 추정치 중에서는 가장 보수적인 수치인 -0.236을 채택하여¹⁹⁾ 본 연구의 분석 결과가 탄력성 수치에 크게 영향을 받은 것이 아니라는 점을 보여주하고자 한다. 따라서 이하의 결과 분석에서 적용할 계약종별 전력의 종류와 전력수요의 가격탄력성은 <표 11>과 같다.

<표 11> 결과 분석에 활용될 4대 계약종별 전력 및 가격탄력성

구분	주택용	일반용	산업용	농사용
가격탄력성	-0.231	-0.263	-0.135	-0.236

자료: 박광수·남경식(2019), 정연제(2017).

2030년에 전력공급원가(총괄원가)를 100% 회수하는 수준으로 전기요금의 가격신호가 회복되면 각 계약종별 전력수요의 가격탄력성, 분석 시점의 전력판매량, 그리고 2017~2020년 평균 전기요금 수준에서 각 계약종별 전력이 전력공급원가(총괄원가)를 회수해왔던 수준에 따라 전력소비량이 변화할 것이다.²⁰⁾ 이러한 원칙으로 4대 계약종

18) 이는 2017~2020년의 계약종별 전력판매량의 평균 비중과 전기요금 수준이 2030년에 유지되는 것으로 가정하고 있기 때문이다.

19) 농사용 전력소비의 가격탄력성 추정치 -0.236을 가장 보수적인 값이라 표현한 이유는 정연제(2017)가 추정한 여러 농사용 전력수요의 가격탄력성 추정치들 중 절대값이 가장 작기 때문이다.

별 전력에 대해 전력공급원가(총괄원가)만이라도 100% 회수할 수 있도록 전기요금의 가격신호가 회복되었을 때, 조정되어야 할 전력소비는 <표 12>와 같다. 조정 규모로 볼 때 농사용 전력의 전력소비 조정폭이 가장 크고 주택용과 일반용 전력이 그 뒤를 잇는다. 송전 수전비율이 높은 산업용 전력의 경우 조정되어야 할 전력소비 폭이 가장 작았다. 또한 주택용, 일반용, 산업용, 농사용 전력 전체의 전기요금이 조정되어 가격신호 왜곡이 해소된다면 2030년 총 8,817GWh의 전력소비가 감소할 것이다. 이를 2017~2020년 평균 송배전 손실율 3.55%로 보정하면 송전단 기준으로 약 9,141GWh의 발전량이 감소하게 되는데, 이는 2030년 발전 부문 온실가스 감축에 일정 수준 기여하게 될 것이다.

<표 12> 2030년 계약종별 전기요금 가격신호 왜곡 해소 시 전력소비 변화량

(단위: GWh)

구분	주택용	일반용	산업용	농사용	합계
가격탄력성	-0.231	-0.263	-0.135	-0.236	-
전력판매량	76,320	120,376	301,382	19,358	517,436
전력소비 변화량	-2,439	2,189	-1,837	-6,729	-8,817 (-9,141)

주: ()는 송배전 손실율(3.55%)로 보정한 송전단 기준 발전량.

자료: 저자 직접 작성.

3. 전력소비 조정에 따른 발전 부문 온실가스 배출량 변화

지금까지 2017~2020년 평균 전기요금이 유지될 때 계약종별 전력의 시간대별 부하와 송전단 수전율, 연료비, 정책이행 비용 등을 바탕으로 전력공급 부문별 공급원가(총괄원가)를 추정해보았다. 비록 한전이나 전력거래소의 자료협조 없이 송변전·배전 및 영업비용 단가 정보를 정확히 파악하기는 어려웠지만 발전 부문의 변동비 및 고정비 단가는 발전믹스와 계약종별 전력의 시간대별 수요량, 연료비 단가 실적 등을 통해 간접적으로나마 추정해볼 수 있었다.

한편 2017~2020년 전력판매량, 전기요금 원가정보 실적치 등으로부터 추정된 전력공급원가(총괄원가)를 기준으로, 가격신호 왜곡을 해소하는 수준의 전기요금 조정이 이

20) 계약종별 전력수요의 가격탄력성과 전력판매량 및 원가회수 수준의 과거 실적으로 전기요금의 가격왜곡이 유발한 비효율적 전력소비 분석은 박광수·남경식(2019)에서 먼저 시도한 바 있다.

루어진다면 2030년에는 주택용, 일반용, 산업용, 농사용 전력을 중심으로 연간 약 8,817 GWh의 전력소비가 감소할 것으로 전망된다. 본 연구는 전기요금의 가격신호 왜곡 해소 시 감소해야 할 8,817GWh 전력소비량을 제9차 수급계획의 2030년 목표수요에서 차감해 M-Core 전력시장 모의를 진행해보았다.²¹⁾ <표 13>의 2030년 전력시장 모의 결과에서 나타난 바와 같이, 본 연구에서는 제9차 수급계획의 2030년 설비계획을 전제하고 있으므로 전력수요가 조정되어도 발전원별 발전량 비중에는 큰 변화가 발생하지 않았다. 그러나 2030년 전기요금 가격신호 회복으로 8,817GWh의 전력소비가 절감되면서 석탄과 LNG 발전량은 총 8,211GWh 감소하였다. 이는 제9차 수급계획의 목표 시나리오에서의 온실가스 배출량(약 1.9억 톤²²⁾) 대비 약 3,822,074CO₂ton의 온실가스 감축으로 이어졌다(<표 13> 참조). 약 3.82백만CO₂ton의 온실가스 감축은 500MW급 석탄화력 또는 LNG 복합화력 설비 1기를 제10차 수급계획 총괄분과위 실무안의 설비이용률(석탄화력 46.9%, LNG 복합화력 25.3%)로 1년 동안 가동할 경우 통상 석탄화력에서 약 1.73백만 CO₂ton, LNG 복합화력에서 약 0.39백만CO₂ton의 온실가스가 배출되는 점을 고려할 때 500MW급 석탄화력 발전기 2기 내지는 500MW급 LNG 복합화력 발전기 10기에서 배출되는 온실가스를 감축한 것과 같은 효과다.

<표 13> 2030년 전기요금 조정 시 발전믹스 변화 및 온실가스 배출량

(단위: GWh, 백만CO₂ton)

구분	원자력	석탄	LNG	유류	기타	합계	CO ₂ 배출량
전기요금 조정 전 (9차 목표 시나리오)	146,799	175,124	143,037	231	125,158	590,348	191.5
전기요금 조정 후	145,984	173,062	136,888	231	125,158	581,323	187.6

주: 전기요금 조정은 전력공급원(총괄원가)가 100% 회수되는 수준까지 가격신호 왜곡이 해소된 것을 의미.
자료: 저자 직접 작성.

21) M-Core는 전력계통 특성을 고려하여 전력시장 모의를 진행하므로 제9차 수급계획의 2030년 목표수요에서 전기요금 가격신호 회복에 따른 전력소비 조정량(8,817GWh)을 차감 후 송전단 전력수요에 맞는 수치로 보정(송배전 손실량 만큼을 더해준 전력수요)하여 M-Core 전력시장 모의에 반영해야 한다.

22) 본 연구는 제9차 수급계획의 2030년 전원믹스는 동일하게 유지되는 상태에서 공급원(총괄원가) 100%를 회수하는 수준으로 전기요금이 조정 이루어졌을 때 수요변화에 의한 온실가스 순 변화를 살펴보는 것이므로 2030 NDC 상향안 등 최신 전원믹스를 적용했는지 여부가 분석 결과에 큰 영향을 미치지 않는 것으로 판단된다.

V. 결론

2050 탄소중립 및 2030 NDC 상향안 등을 이행하는 과정에서 여러 가지 사회적 비용이 발생하고 있다. 또한 기후변화대응과 탄소중립은 전 세계 에너지 정책 의제의 구심점을 형성하고 있으나 그 이행 과정이 순탄하지만은 않다. 국가 내부적으로 보면 산업 간 갈등과 계층 간 갈등 요소를 내포하고 있고, 국가 간에도 개도국과 선진국 간 이행 온도차가 상당히 큰 편이기 때문이다. 특히 탈탄소 사회 실현의 일환으로 탈석탄 정책을 추진하다보면 기존 석탄산업 종사자들과 사업자들에 대한 보상 논의가 수면 위로 올라올 수밖에 없고, 탈탄소 사회로의 전환비용을 사회 구성원 전체가 분담하는 것을 사회적 책임 차원에서 마냥 강요할 수는 없는 상황이다.

제8차 수급계획부터 에너지전환 이슈가 대두된 이래 제9차 수급계획에 이르기까지, 국내 발전 부문은 온실가스 다배출 산업 중 하나로 신재생에너지 중심으로의 사업 구조 전환을 꾸준히 요구받아 왔다. 최근 윤석열 정부가 출범하면서 신재생에너지 보급을 현실화하되 원전의 역할을 확대한 점은 지난 정부와 큰 차이지만 장기적 관점에서 탄소중립과 기후변화대응을 이행하는 방향성이 바뀐 것은 아니다. 향후 수립될 전력정책에서 석탄화력 발전은 꾸준히 퇴출을 요구받을 것이고, LNG 발전은 수소 혼전소 가능성을 현실화해야하는 문제에 직면할 것으로 보인다.

우리나라의 경우 발전 부문의 탄소저감은 물리적 전원믹스의 전환을 중심으로 진행되기 쉬운 구조다. 정부 중심의 하향식 에너지계획을 수립하는 우리나라에서는 전력수급기본계획 등을 통한 전원믹스의 직접적인 변화만큼 탄소저감 효과가 확실한 대안도 없기 때문이다. 문제는 2050 탄소중립 달성에 있어 원전과 같은 무탄소 전원을 마냥 확대할 수는 없고, 전력수급과 계통운영의 안정성 확보를 위해 화력발전을 무작정 폐지할 수도 없다는 점이다. 중단기적으로는 물리적 전원믹스의 직접적 변화를 통해 발전 부문의 탄소 저감을 이행할 수 있겠지만, 어느 시점에 도달하면 발전설비 진입·폐지계획 조정 중심의 전원믹스 정책만으로는 발전 부문 탄소배출 저감이 한계에 봉착할 가능성이 있다. 이러한 관점에서 탄소가격제 등을 통해 자발적인 온실가스 감축 유인을 강화하거나 국외 감축 방안을 활용하는 등의 정책대안이 붓물처럼 터져 나오는 것은 자연스러운 현상이다.

본 연구는 발전 부문 탄소배출 저감을 촉진하는 또 다른 대안으로 ‘전기요금의 가격신호 회복을 통한 탄소 배출 감축’을 제안한다. 과도한 할인혜택에 의한 교차보조, 정책적·정치적 판단에 의한 인상 동결 등으로 인해 국내 전기요금 체계는 가격신호 전달 기능을 상실한 상태다. 또한 연료비 상승도 적기(適期)에 전기요금 조정으로 반영되지 못해 한전은 적자를 면치 못한 상황이지만 발전사들의 정산이익은 오히려 커지는 현상이 반복되고 있다.

이러한 관점에서 본 연구의 시사점은 명확하다. 최소한 전력공급원가(총괄원가) 만이라도 회수할 수 있는 전기요금 조정을 가정할 때 4대 계약종별 전력(주택용, 일반용, 산업용, 농사용)을 중심으로 연간 9,000GWh에 달하는 전력소비를 절감할 수 있고, 전기요금 조정만으로 감소한 전력소비는 발전량 감소로 이어져 3.82백만CO₂ton의 온실가스 감축 효과를 발생시킨다. 발전 부문을 포함해 각 산업에 온실가스 감축 이행 목표가 설정되어 있고 향후 이행 목표는 더욱 강화될 여지가 있으므로, 현재 시점에서 효과가 있는 온실가스 감축 대안에만 의존해서는 안 될 것이다.

국내 계약종별 전기요금 체계의 가격신호 회복과 전력소비 절감, 그리고 발전 부문 온실가스 감축으로 이어지는 경로는 정책 당국 입장에서도 가시적 효과가 나타나는 온실가스 저감 수단일 것으로 판단된다. 본 연구가 오랫동안 해소되지 못하고 있는 국내 전기요금 체계의 해묵은 문제들을 다시 한 번 돌아보게 만드는 계기가 되길 바라며, 나아가 탈탄소 전력시장으로의 개편에 맞춰 가격신호를 제대로 전달할 수 있는 전기요금 체계 개편의 밑알이 되기를 기대해 본다. 향후 후속연구를 진행한다면 2022년 연말에 발표될 제10차 수급계획을 바탕으로 2030년 계약종별 전력판매량을 보다 정교하게 분할하고, 새로운 전원계획을 반영할 필요가 있다. 이를 통해 전기요금 조정 효과를 보다 다양한 관점에서 분석할 수 있을 것이며, 더욱 깊이 있는 정책대안 제시가 가능할 것이다.

[References]

권오상·강혜정·김용건, “가구별 소비자료를 이용한 전력수요함수 추정 및 요금제도 변경의 효과 분석”, 「자원·환경경제연구」, 제23권 제3호, 2014, pp. 409~434.

- 김남일, “배출권비용의 전력시장 반영방안 연구”, 기본연구보고서 20-07, 에너지경제연구원, 2020.
- 김재엽·정연제, “계약종별 전기요금 체계의 가격왜곡에 따른 환경비용 추정: 제9차 전력수급 기본계획을 중심으로”, 자체연구보고서 22-01, 에너지경제연구원, 2022.
- 박광수·남경식, “가격왜곡의 에너지소비 비효율성에 미치는 영향 분석”, 기본연구보고서 19-06, 에너지경제연구원, 2019.
- 박명덕, “국내 에너지부문 요금체계 현황 진단 및 정책방향 연구: 전력부문을 중심으로”, 협동연구총서 20-22-01, 경제·인문사회연구회, 2020.
- 박준용·김인무·김창식·이성로, “선도추급과정을 이용한 새로운 예측기법: 장기전력수요 예측에의 응용”, 「경제학연구」, 제59권 제3호, 2011, pp. 113~147.
- 산업통상자원부. “제10차 전력수급기본계획 총괄분과위 실무안 공개”, 산업통상자원부 보도자료, 2022.8.30.
- 산업통상자원부. “제9차 전력수급기본계획”, 2020.12.28.
- 신동현·조하현·장민우, “소득 수준에 따른 한국 도시 가구의 전력소비행태 이질성과 전기요금개편 효과 분석”, 「에너지경제연구」, 제14권 제3호, 2015, pp. 27~81.
- 이동규·김재엽·조성진·강성훈, “탄소중립에 따른 발전부문 에너지세제의 중장기 세수 전망과 시사점”, 「예산정책연구」, 제11권 제1호, 2022, pp. 1~36.
- 임현진·정수관·원두환, “지구온난화가 가정부문 에너지 소비량에 미치는 영향 분석: 전력수요를 중심으로”, 「에너지경제연구」, 제12권 제2호, 2013, pp. 33~58.
- 전기신문. 2021.7.7., “RPS 정산비용 지난해 3조원 육박…4년새 125% 급증”, <https://electimes.com/article.php?aid=1625644528219944097> (검색일: 2021.11.2.)
- 전력통계정보시스템, <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkmaFucUpfChart.do?menuId=040100>, 자료추출일: 2022.11.1)
- 정연제, “농사용 전기요금 체계 개선방안 연구”, 기본연구보고서 17-03, 에너지경제연구원, 2017.
- 조성진·박광수, “발전부문 지역자원시설세 개선 연구”, 기본연구보고서 20-06, 에너지경제연구원, 2020.
- 한겨레. 2022.10.4., “한전·가스공사 적자 20조원, 요금인상과 수요조절이 답”, <https://www.hani.co.kr/arti/opinion/because/1061161.html> (검색일: 2022.11.3)
- 한국산업조직학회, “전기요금 체계개편 및 정책제안 연구”, 산업조직학회 용역보고서. 2018.

한국전력공사 사이버지점 홈페이지. <https://cyber.kepco.co.kr/ckepco/front/jsp/CY/H/C/CY>

HCHP00211.jsp (검색일: 2021.11.4.)

한국전력공사, “2021년 전기요금 원가정보”, 2021.

한국전력공사, “전력소비행태분석”, 2017.

한국전력공사, “전력소비행태분석”, 2018.

한국전력공사, “전력소비행태분석”, 2019.

한국전력공사, “전력소비행태분석”, 2020.

한국전력공사, “한국전력통계”, 제87호, 2018.

한국전력공사, “한국전력통계”, 제88호, 2019.

한국전력공사, “한국전력통계”, 제89호, 2020.

한국전력공사, “한국전력통계”, 제90호, 2021.

한국전력공사, “한국전력통계”, 제91호, 2022.

「발전사업세부허가기준, 전기요금산정기준, 전력량계허용오차 및 전력계통운영업무에 관한 고시」 (시행 2021.1.29, 산업통상자원부고시 제 2021-25호, 2021.1.29, 일부개정) 제11조

http://www.motie.go.kr/motie/ms/nt/gosi/bbs/bbsView.do?bbs_cd_n=5&bbs_seq_n=63796