

석탄발전소의 사회적 비용 추정 : 균등화발전비용 중심으로

조용성

고려대학교 식품자원경제학과 교수

Estimation of Social Costs for Coal Power Plants Using the Levelized Cost of Electricity

Cho, Yongsung

Professor, Department of Food and Resource Economics, Korea University, Seoul, Korea

ABSTRACT

Assuming a discount rate of 4.5% and a utilization rate of 80%, the levelized cost of electricity (LCOE) of a coal power plant was found to be 144.52 KRW/kWh. Among the calculated LCOE components, the factors accounting for the largest proportion were the fuel cost of 51.37 KRW/kWh (35.5%), the carbon emission cost of 45.83 KRW/kWh (31.7%), and the construction cost of 22.1 KRW/kWh (15.3%). As the international coal price rises, the unit cost of fuel is also showing an increasing trend. Recently, the initial investment cost of private coal power plants has increased, and environmental costs (external costs) due to conflicts with local residents are also increasing. Analysis of the sensitivity of the estimated LCOE to a discount rate and a utilization rate found that change in the utilization rate has the greatest effect on the LCOE of coal power plants.

Key words: Social Costs, External Costs, Coal Power Plant, LCOE

1. 서론

전 세계적으로 기후변화가 중요한 이슈가 되면서 2050년 까지 온실가스 배출량을 획기적으로 줄여야 한다는 요구가 커지고 있다. 특히 화석에너지 연소에 따른 이산화탄소 배출량을 줄이기 위한 적극적인 조치로서 석탄발전소의 조기 퇴출에 대한 논의가 뜨겁다. 세계적으로 매장지가 편재되어있는 석유와 달리 석탄은 각 국가가 저렴하고도 쉽게 이용할 수 있는 에너지원으로 오래전부터 이용되었다. 증기기관의 발명과 함께 석탄은 발전을 비롯하여 수송과 열을 공급하는 에너지원으로 많이 사용되었다. 하지만 석탄 연소는 기후변화의 원인물질인 이산화탄소 배출을 비롯하여 미세먼지, 황산화물, 질소산화물 등 대기오염물질을 다량으로 배출한다. 현재 우리나라는 57기의 석탄화력발전소가 가동 중이며

4기의 석탄발전소가 신규로 건설 중이다. 석탄발전량 비중은 약 40%로 가장 높은 비중을 차지하고 있다. 하지만 발전 비중이 큰 만큼, 우리나라 온실가스 배출량의 27.9%, 미세먼지 배출량의 9.2%를 차지할 만큼 대표적인 오염물질 배출원이다. 긍정적인 효과와 부정적인 효과가 양립하고 있는 석탄발전이 우리나라에서 큰 비중을 차지하게 된 이유는, 1990년대 이후 저렴한 발전비용이 중요하다는 경제성 우선 위주의 정책결정과 공급안정성에 높은 가치를 부여하면서 미세먼지와 온실가스 배출이 많은 석탄발전이 빠른 속도로 증가했기 때문이다. 1990년 18.5%였던 석탄발전량 비중은 2019년에는 40.4%로 급속히 증가했다. Kim (2004)에 따르면 석탄발전의 실적발전원가는 1991년 25.14원/kWh으로 원자력 실적발전원가(22.62원/kWh) 대비 11%p 높은 것으로 나타났고, 1999년에는 석탄발전소

✉Corresponding author : yscho@korea.ac.kr (02841, Anam-dong Seongbuk-gu Seoul, Korea. Tel. +82-2-3290-3037) ORCID 조용성 0000-0002-1382-6261

Received: August 8, 2022 / Revised: August 25, 2022 / Accepted: September 16, 2022

의 실적발전원가는 36.27원/kWh로 원자력 실적발전원가(35.38원/kWh) 대비 단 3%p 높은 것으로 분석되었다. 상대적으로 저렴하게 평가된 석탄발전은 원자력발전과 함께 기저부하 발전원으로 활용되면서 설비용량과 발전량이 급속히 증가하였다. 하지만 실적 석탄발전의 원가는 한 해 동안의 운전실적에 따른 발전원가를 산출한 것으로, 전기를 생산하면서 배출하는 이산화탄소와 미세먼지의 부정적 외부비용은 반영되지 않았다. 이로 인해 석탄발전의 비용은 과소평가되었다는 문제점을 갖고 있다.

이를 해결하기 위한 대안으로 균등화발전비용(levelized costs of electricity, LCOE) 개념을 이용하여, 석탄발전소의 수명기간 동안 발생하는 비용을 할인율을 적용하여 현재 가치로 환산하여 발전비용을 추정할 수 있다. 하지만 석탄발전소에서 발생하는 비용 중 다양한 환경비용을 어떻게 평가하는가에 따라 석탄발전소의 LCOE는 연구마다 다르게 나타나고 있다. 특히 파리협정 발효와 탄소중립 선언 등으로 이산화탄소 배출에 따른 외부비용이 높아지고 있고, 국제석탄가격도 증가 추세를 보이고 있어서 석탄발전의 환경비용에 대한 재평가가 필요하다. 또한 LCOE 추정에 있어서 중요한 항목 중 하나인 초기 투자비에서도 변화가 발생하고 있다. 최근 준공되었거나 준공 예정인 민간석탄발전소는 발전공기업의 석탄발전소와 달리 초기 투자비 즉, 건설비가 급속히 증가하고 있다. 대부분의 발전공기업은 기존의 보유 부지에 석탄발전소를 건설하면서 건설부지 확보에 대한 비용부담이 크지 않았지만, 민간 석탄발전소 경우에는 신규 부지를 개발하고 해당 지역주민과 합의하는 과정에서 큰 비용이 발생하고 있다. 이와 관련하여 발전사업자와 정부 간의 갈등도 발생하고 있는데, 대표적인 사례가 강원도 동해시에 소재한 GS동해석탄발전소이다. GS동해전력이 소유한 해당 석탄발전소는 원자력발전소 1기와 동일한 규모인 1,190 MW로, 지역주민과의 원만한 합의를 위해 발전소 옆에 대체산업단지를 조성하기로 하였고, 약 1,000억 원이 추가로 지출되었다. 이 비용을 투자비로 인정할 수 있는지 여부를 놓고 정부(전력거래소)와 GS동해전력 간의 소송이 진행되고 있다. 이외에도 현재 건설이 진행 중인 포스코에너지의 삼척석탄발전소 역시 부지를 개발하고 지역 주민과의 합의를 위해 사계절풍장, 마리나시설, 해상분수와 같은 관광시설에 대해 추가적인 비용이 투입되고 있다.

본 연구는 석탄발전소의 사회적 비용(균등화발전비용, LCOE)을 석탄발전소의 사적비용(고정비와 변동비)과 외부

비용으로 구분한 후, 최근 준공되었거나 준공예정인 민간 석탄발전소의 변화된 건설비와 향후 직면하게 될 연료비의 변화 및 이산화탄소 배출에 대한 외부비용을 재평가하였다. 또한 LCOE에 영향을 미치는 주요 요인들, 즉 할인율과 이용률 변화에 따라 추정된 석탄발전의 LCOE가 어떤 변화를 가져오는지 살펴보기 위하여 민감도 분석을 하였다.¹⁾ 논문의 구성은 다음과 같다. 2장에서는 석탄발전소의 사회적비용을 추정하기 위해 적용한 균등화발전비용(LCOE)에 대한 설명과 선행연구의 주요 결과를 기술하였다. 3장에서는 분석을 위한 가정과 전제조건 그리고 건설비와 연료비 등 관련 자료를 비롯하여 이산화탄소 배출에 따른 탄소비용 등을 추정하여 석탄발전의 LCOE를 추정하였다. 또한 추정된 결과는 기존 결과와 비교하여 어떠한 차이가 발생하고 있는지 여부와 시사점을 기술하였다. 4장에서는 이용률과 할인율 변화에 따라 추정된 LCOE의 변화, 즉 민감도 분석 결과를 기술하였다. 마지막 장에서는 주요 결과와 시사점을 정리하였고, 본 연구가 가지고 있는 한계점과 제약에 대해 기술하였다.

2. 균등화발전비용 추정과 선행연구

일반적으로 발전원가는 전력이 송전계통에 연결되는 지점까지 소요되는 kWh당 발전비용으로 정의되며(Kim and Cho, 2014), 전력생산에 투입된 총비용을 총발전량으로 나눈 단위 발전비용(kWh)을 의미한다(Kim, 2004). 발전원가는 실적발전원가와 균등화발전원가(levelized cost of electricity, LCOE)로 구분할 수 있다. 실적발전원가는 한 해 동안 발전소를 운영하면서 발생하는 총비용을 총발전량으로 나눠서 구한 값으로, 과거의 발전소 여건과 현재의 운전 여건 그리고 물가수준에 따라 매년 변동하며 과거의 영향을 분석할 때 적합하다(Kim and Cho, 2014). 따라서 실적발전원가는 발전설비의 과거 투자 및 운영비용에 대한 원가회수를 목적으로 한 재무관리 측면의 원가개념이다(Kim, 2004). 하지만 실적발전원가는 과거의 발전소 이용률, 건설비, 연료비 등을 이용하여 추정된 값이라는 한계점과 미래의 비용을 반영하지 못한다는 단점을 갖고 있다.

반면, 균등화발전비용(levelized cost of electricity, LCOE)은 “여건상 매년 달라지는 실제의 발전비용을 설비수명 기간 동안 균등화하여 회수한다는 전제 하에 발전설비 간 발전비용을 비교하는 방법”이다(Cho et al., 2018). 즉, 균등

1) 이 연구는 2022년 8월 개최된 한국환경경제학회 정기 하계학술대회에서 “석탄화력발전소의 균등화발전비용 추정” 제목으로 발표한 내용을 보완·발전시킨 것임.

화발전비용은 해당 발전기의 수명기간 동안 발생하는 총비용의 현재가치를 총발전량의 현재가치로 나누어 산정한 평균 발전원가로 이해할 수 있다. 발전비용을 균등화하는 이유는 발전에 투입되는 비용이 다양하고 시점에 따라서 발생하는 비용이 불규칙하기 때문이다(KEPCO, 2018). LCOE는 여러 가지 한계점을 가지고 있지만 전 세계적으로 발전원별 경제성 평가에 많이 이용되고 있으며, 발전소 단위의 전력생산비용 외에도 전력시스템 관련 비용과 외부 불경제에 따른 환경비용까지 포함시키는 연구들이 지속적으로 이뤄지고 있다(Kim et al., 2019).

LCOE 관련 대표적인 국제연구는 국제에너지기구(International Energy Agency, IEA)에서 2019년 발표한 연구결과이다. IEA (2019)는 미국, 유럽연합, 중국, 인도를 대상으로 2018년과 2040년 기준 가스복합, 원자력, 석탄, 태양광, 풍력 등 발전원별 균등화발전비용을 추산하였다. 이 중 2018년 기준으로 산정된 석탄발전 LCOE는 MWh당 미국 \$75, 유럽연합 \$120, 중국 \$50, 인도 \$60로 추산되었다. 석탄발전을 비롯하여 전통전원은 현재 시점에서는 재생에너지 발전에 비해 낮은 경제성을 보이고 있지만, 시간이 흐를수록 연료비 상승, 높은 외부비용의 내재화 등으로 인해 비용이 증가하는 것으로 분석되었다. 국내에서도 LCOE를 이용하여 발전원 간의 균등화된 비용을 비교하는 연구들이 다수 있는데, Kim and Chang (2012), Kim and Cho (2014), Cho et al.(2018), Cho and Kim (2018), Kim et al.(2019), KPX (2020), KEEI (2020), Pham et al.(2021) 등이 대표적이다. 이 중 Cho et al.(2018), Kim et al.(2019), KPX (2020)는 분석대상을 원자력, 가스복합, 석탄 및 재생에너지를 대상으로 LCOE를 추산한 반면, KEEI (2020)는 신재생에너지 발전원만을 대상으로 LCOE를 추정하였다. Kim and Chang (2012)과 Pham et al.(2021) 역시 각각 태양광발전사업, 부유식 해상풍력발전시스템 만을 대상으로 LCOE를 추정하였다. 또한 Kim and Cho (2014)과 Cho and Kim (2018)은 원자력발전의 계속운전에 대한 LCOE를 추정하였다.

균등화발전비용(LCOE)은 식 (1)과 같이 표현된다.

$$LCOE = \frac{\text{초기투자비} + \sum_{t=1}^n \frac{\text{운영유지비}_t + \text{연료비}_t + \text{외부비용}_t}{(1 + \text{할인율})^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{\text{총발전량}_t}{(1 + \text{할인율})^t}} \quad (1)$$

여기서 초기투자비(capital expenditure, CAPEX)는 건설비 등 발전소 건설사업 초기에 필요한 비용을 의미하며, 운영유지비(operation expenditure, OPEX)에는 전기안전관리비용, 보험료, 유지관리 및 보수비용 등이 포함된다. 외부비용은 이산화탄소 배출에 따른 비용 외에도 황산화물(SO_x), 질소산화물(NO_x), 미세먼지(PM10)와 같은 대기오염물질의 비용을 반영한다. 비용 항목 중 초기투자비, 운영유지비와 연료비는 실질적으로 전력생산에 투입되는 비용 즉, 직접비용(혹은 사적비용)으로 구분되는 반면, 환경비용 등은 간접비용(혹은 외부비용)으로 구분할 수 있다. 따라서 발전소의 사회적 비용은 직접비용(혹은 사적비용)과 간접비용(혹은 외부비용)의 합으로 나타낼 수 있다.

특정 발전기의 수명기간(n) 전체에 걸친 평균적인 발전단가를 의미하는 LCOE는 할인율의 선택, 발전소의 가동률(혹은 이용률), 외부비용의 범위 등 여러 요인들에 의해서 다른 결과가 도출되므로, 분석의 전제조건을 명확하게 하는 것이 중요하다. Table 1은 기존의 연구들 중 석탄발전소의 LCOE 결과만을 모아서 비교한 것이다. 동일한 석탄발전소를 대상으로 산출한 LCOE 추정치가 연구결과에 따라 다르게 나타나는 이유는 첫째, 건설비와 연료비 등에 대한 평가가 다르게 이뤄졌기 때문이며, 두 번째는 발전비용에 외부비용을 평가하는 기준을 다르게 적용했기 때문이다. Table 1에 나타나 있듯이 연구마다 발전소의 사적비용에 포함한 항목이 다른 것을 알 수 있고, 사적비용에서 큰 비중을 차지하고 있는 연료비의 경우에는 국제유가 변동에 따른 석탄가격 전망의 차이에서 격차가 발생하고 있다. 특히, Cho et al.(2018)은 다른 연구들과 달리 발전용 연료 간 연료과세를 동등하게 평가하여 변동비를 새롭게 추산하였다. 한편, KEEI (2017)와 KASIO (2017)는 분석 당시 가장 최신 설비였던 영흥화력발전소 4호기의 대기오염물질 배출 실적치와 제7차 전력수급기본계획에 반영된 신규설비의 설계치를 이용하여 산출하였다. 반면 Cho et al.(2018)은 탄소배출비용 산정에 있어서 하한값으로는 제7차 전력수급기본계획에서 상정한 25,000원/톤을, 상한값으로는 IEA (2015)가 상정한 \$30/톤(환율 1,120원)을 적용하였다. 또한, 대기오염물질 중 SO_x, NO_x, PM 배출에 따른 외부비용에 대해서는 제7차 전력수급기본계획에서 상정한 대기오염비용을 하한으로 하고, Parry et al.(2014)가 산정한 대기오염비용을 상한으로 설정하여 추정하였다.

Table 1. Comparison of LCOE results for coal power plants in previous studies

		(Unit:/kWh)			
		KEEI (2017)	KASIO (2017)	Cho et al.(2018)	KPX (2020)
Private Costs	Construction cost	12.82	18.85	20.37	13.72
	O&M cost	9.92	6.07		5.52
	Fuel cost	32.52	32.52	32.3 ~ 41.10	35.82
	Others	0.45	0.48	10.51	0.45
	Sub total	55.71	57.92	63.18 ~ 71.98	55.5
External Costs	Carbon emission cost	15.62	15.72	19.86 ~ 26.69	18.3
	Air pollution cost	8.71	6.53	9.43 ~ 27.38	16.27
	Policy costs, etc.	1.18	3.23	0.72	0.6
	Sub total	25.51	25.48	30.01 ~ 54.79	35.17
Total costs		81.22	83.40	102.0 ~ 117.99	90.67

Note: The results of KEEI (2017) and KASIO (2017) were re-quoted the information provided by Kim et al.(2019).

3. 석탄발전의 균등화발전비용 산정

3.1. 분석의 전제 및 자료

LCOE를 계산하기 위해서는 기본적으로 석탄발전기의 수명기간 동안 발생하는 연간 총발전량과 총발전비용이 필요하다. 연간 총발전량(MWh)은 설비의 정격용량(MW)에 연간 가동시간(24시간 × 365일 = 8,760시간)을 곱한 수치에서 설비이용률(%)과 소내소비율(%)을 적용하여 산정한다.

$$\begin{aligned} \text{총발전량} \\ = \text{설비용량} \times \text{가동시간} \times \text{설비이용률} \times (1 - \text{소내소비율}) \end{aligned} \quad (2)$$

반면, 총발전비용은 건설비, 운전유지비, 연료비, 환경비용, 정책비용 등 다양한 항목들이 포함된다. 이들 비용은 발전소가 처한 여건 변화에 따라 민감하게 반응한다. 특히 정부의 온실가스 감축정책에 따른 탄소배출 규제, 석탄발전 상한계약 및 국제 석탄가격의 변동 등은 총 발전비용에 영향을 미친다. 기존의 연구들을 살펴보면 LCOE를 산정하기 위해 반영하는 비용요소는 큰 틀에서는 유사하지만 분석 대상 발전소에 따라 세부항목별로는 차이가 발생하고 있다.

2011년 발생한 대규모 순환정전 사태 이후 정부는 전력예비율을 확보하기 위해 석탄발전사업을 민간사업자에게 개방하였다. 이에 따라 남해안 및 동해안 지역에 준공되었거나 건설 중인 민간석탄발전소는 고성그린파워의 고성하이 1·2호기(2.08 GW), 강릉에코파워의 강릉안인 1·2호기(2.08 GW), 삼척블루파워의 삼척 1·2호기(2.1 GW)로 총 6.26 GW 규모이다. 이들 민간 석탄발전소는 기존의 발전공기업들이 운영하고 있는 석탄발전소와는 달리 건설비로부터 연료비 및 탄소가격 등 석탄발전소의 경제성에 영향을 미치는 주요 요인들에 민감하게 변화한다. 특히 발전소 수명을 30년으로 가정하였을 때, 민간 석탄발전소들은 2050년에도 가동이 되는 가운데, 국가적 차원에서의 2030년 국가온실가스 감축목표 달성과 2050년 탄소중립사회로의 이행 과정속에서 석탄발전에 대한 여러 가지 규제 조치에 직면하게 될 것으로 예상된다. 이러한 환경변화는 석탄발전소의 균등화발전비용에 직·간접적으로 영향을 미칠 것이다. 본 연구는 강원도 지역에서 최근 준공되었거나 건설이 진행 중인 민간석탄발전소에 초점을 두었다. 특히, 초기투자비의 경우 발전공기업의 석탄발전소와 달리 민간 석탄발전사업자들은 부지 확보 및 주민 수용성 문제 해결을 위한 비용이 증가하고 있는데 이 비용을 어느 정도까지 인정할 것인가에 대한 표준투자비 논쟁도 진행 중이다.²⁾

2) 전기신문, 지루한 줄다리기 이어지는 민간 석탄화력 표준투자비 논쟁, 2022.06.25.자 기사, <https://www.electimes.com/news/articleView.html?idxno=305960>

석탄발전소의 LCOE를 산정하기 위해서는 분석을 위한 전제와 가정이 필요하다. 관련하여 분석대상 석탄발전소의 규모는 1,000 MW로, 30년 동안 설비용량의 80% 수준으로 가동하는 것을 전제하였다.³⁾ 석탄발전소 자체적으로 사용하는 소내소비율은 4.9%, 변동비와 연관된 열소비율은 1,978 kcal/kWh으로 가정하였다. 한편 경제적 전제조건들 중 환율은 2019년(1,156.4원/US\$), 2020년(1,086.3원/US\$), 2021년(1,186.8원/US\$) 3개년의 평균값인 1,144원/US\$으로 가정하였다. 할인율의 경우 우리나라의 공공사업 평가에 적용되는 사회적 할인율인 4.5%를 적용하였다.⁴⁾ 운전유지비의 경우, Cho et al.(2018)과 Cho and Kim (2018)은 월평균 3,230원/kW을 사용하고 있는데, 이들 연구에서 전제한 운영비는 2015년 수립된 제7차 전력수급기본계획의 석탄발전소를 대상으로 한 것이라 최근 동향과는 차이가 발생한다. 반면, KPX (2020)는 2016년 이후 준공되어 상업운전을 시작한 6개 석탄발전기의 2018년과 2019년 실적자료를 이용하여 운전유지비를 산정하였는데, 그 값은 월평균 3,217원/kW이다. 본 연구의 분석대상인 민간석탄발전소는 최근 준공되었거나 향후 1~2년 내에 준공될 예정이라 정확한 운전유지비를 산정하는 것은 어렵다. 하지만 동일한 규모의 석탄발전소 운전유지비는 큰 차이가 발생하지 않을 것이라는 가정 하에 가장 최근의 실적자료를 이용하여 산정한 KPX (2020)의 운전유지비를 적용하였다.

Table 2. Assumptions of Analysis

		Unit	Value
Power generation capacity		MW	1,000
Lifetime		year	30
Economical assumption	Discount rate	%	4.5
	Exchange rate	₩/US\$	1,144
	Facility utilization rate	%	80
	O&M cost	₩/month, kW	3,217
Heat consumption rate		kcal/kWh	1,978
In-plant consumption rate		%	4.9

3.2. 고정비용과 가변비용

발전비용의 주요 구성요소에는 석탄발전사업자가 직접 부담하는 건설비, 운전유지비, 연료비 외에도 발전사업자가 부담하지 않는 비용인 이산화탄소 배출과 황산화물, 질소산화물, 미세먼지 등과 같은 대기오염물질 배출에 따른 외부비용이 포함된다. 고정비에서 가장 큰 비중을 차지하는 항목은 건설비이다. KEPCO (2018)는 1,000 MW 용량의 석탄발전소 중 삼척그린, 태안 9·10호기, 당진 9·10호기, 신보령 1·2호기를 대상으로 공사비를 추정하였는데, 동해안에 위치한 발전소의 총 공사비는 2조 535.3억 원, 서·남해안에 위치한 발전소의 총 공사비는 1조 7,252.5억 원으로 추산하였다. 이 결과는 동해안 지역에 건설되는 석탄발전소가 다른 지역의 석탄발전소보다 지리적·환경적 여건 등에 의해 건설비용이 높다는 것을 시사한다.

앞서 언급하였듯이 현재 민간 석탄화력발전소에 대한 표준투자비 논쟁이 벌어지고 있다. 표준투자비는 발전소를 건설할 때 소요된 비용에 대한 표준가격을 의미한다. KPX (2020)는 표준투자비를 산정하는 과정에서 과거 10년 전 건설된 발전기업의 석탄발전소인 태안 9·10호기, 당진 9·10호기, 신보령 1·2호기를 참조하고 있다. 이들 발전소의 1,000 MW당 공사비는 당진 1조 4,800억 원, 태안 1조 3,900억 원, 신보령 1조 4,600억 원인 반면, 민간 석탄발전소인 고성하이(SK건설)는 약 2조 5,950억 원, 강릉안인(삼성물산)은 약 2조 8,000억 원, 삼척화력(포스코에너지)은 약 2조 4,500억 원으로 추산되고 있어, 평균 1조 1,300억 원의 차이가 발생하고 있다. 민간발전소의 공사비가 높은 이유는 이미 확보된 부지에 발전소를 건설한 기존의 발전공기업과 달리 민간 발전사업자들은 새롭게 부지를 선정하고 확보하는 과정에서 주민수용성을 높이기 위한 추가적인 비용이 들었기 때문이다. 일례로 삼척화력(포스코에너지)은 지역주민의 반대 여론을 해소하기 위해 사계절수영장과 마리나시설 건설 및 해상분수 등 관광시설에 대한 투자를 했다. 이에 대해 이러한 비용들은 민간석탄발전사업자들이 발전사업권을 취득할 당시 제출한 투자비와 상관없는 것이므로 표준투자비에 포함시키면 안된다는 주장과 현실적으로

3) 우리나라 석탄(유연탄)발전소의 이용률은 2011년부터 2015년까지는 90% 수준을 보이다가 2016년부터 70% 수준으로 감소하여 2020년에는 59.6%를 기록함. 2011년부터 2020년까지의 평균 이용률은 82%임. 석탄발전소 설비이용률 관련하여 Cho et al.(2018)은 85%로 가정한 반면, KPX (2020)는 80%를 가정함.

4) 2022년 1월 1일자로 시행된 기획재정부훈령 제587호, “예비타당성조사 수행 총괄지침”의 제50조 ①항에는 예비타당성조사에서 사회적 할인율은 4.5%를 적용한다고 명시되어 있음. 공공부문에 적용하는 사회적 할인율은 경제 및 사회적 여건 변화에 따라 변동해 왔는데, 7.5%, 6.5%, 5.5% 등 단계별로 하향 조정하였고, 2017년 9월 이후에는 4.5%를 적용함. 선행연구 중 KEPCO (2018)와 KPX (2020)는 4.5%를 적용한 반면, Cho et al.(2018)은 5.5%를 적용하였고, IEA (2015) 경우에는 3%, 7%, 10%를 적용함. 본 연구에서는 할인율에 대한 민감도 분석 시, 공공부문에 적용되던 사회적 할인율의 변동을 고려하여 현재 적용되고 있는 4.5%를 중심으로 최소 3% 최대 7%로 설정하여 분석함.

이 비용들도 포함시켜야 한다는 주장이 맞서고 있다.⁵⁾ 본 연구에서는 정치적인 표준투자비 논쟁과는 별개로, 경제적 측면에서 민간석탄발전사업자들이 발전소 건설을 위해 실질적으로 지출한 모든 비용을 총 비용으로 간주하여 분석하였다. 이에 따라 본 연구에서 추산한 고성하이 1·2호기, 강릉안인 1·2호기, 삼척 1·2호기의 평균 건설비 단가는 2,506.9천원/kW로 추산되었다. 이 수치는 Cho et al.(2018)의 1,449천원/kW, Cho and Kim (2018)의 1,449천원/kW, KPX (2020)의 1,483천원/kW, KEPCO (2018)의 1,725천원/kW(서·남해안 석탄발전소)과 2,053천원/kW(동해안 석탄발전소)에 비해 최소 22%, 최대 73% 높은 수치이다. 이 결과는 기존의 석탄발전소 건설비 단가를 민간 석탄발전사업자에 적용하는 경우 추정치가 과소평가되는 문제가 발생할 수 있음을 시사한다.

한편, 석탄발전의 가변비용 중 가장 큰 요소는 연료비용이다. 석탄발전에 사용하는 무연탄과 유연탄 중 유연탄은 전량 해외에서 수입하고 있는데, 국제 석탄가격에 따라 연료비는 변동한다. 본 연구에서는 민간 석탄발전소가

사용하거나 사용계획인 유연탄을 고려하였다. Fig. 1에 나타나 있듯이 2010년 이후 국제석탄가격은 큰 변화를 보이고 있다. 이러한 특징은 미래의 연도별 국제석탄가격을 정확하게 예측하는 것은 매우 어려운 일이며, 국제석탄가격에 따라 미래의 연료비 역시 크게 영향을 받게 되는 것을 알 수 있다. 기존의 연구들은 분석의 편의성을 위해 특정 년도의 석탄가격 실적치를 이용하여 해당 수치가 미래에도 동일할 것이라는 전제하에 연료비를 추산하였다.⁶⁾ 하지만 이러한 가정은 미래의 석탄가격이 상승 혹은 하락하였을 경우 이로 인한 연료비 변동분을 LCOE에 적절하게 반영할 수 없게 되어 추산된 LCOE가 과소 혹은 과대 추정되는 문제점을 갖게 된다. 현재 진행되고 있는 전 세계적인 전력부문의 탈탄소화 움직임과 탄소중립에 대한 요구는 미래 석탄가격을 상승시키는 요인으로 작용할 가능성이 크다. 따라서 본 연구에서는 국가자원정보서비스(<http://www.kores.net>)에서 제공하는 2030년까지의 국제 석탄가격 전망치를 기초로 하여⁷⁾ 2031년부터 2050년까지

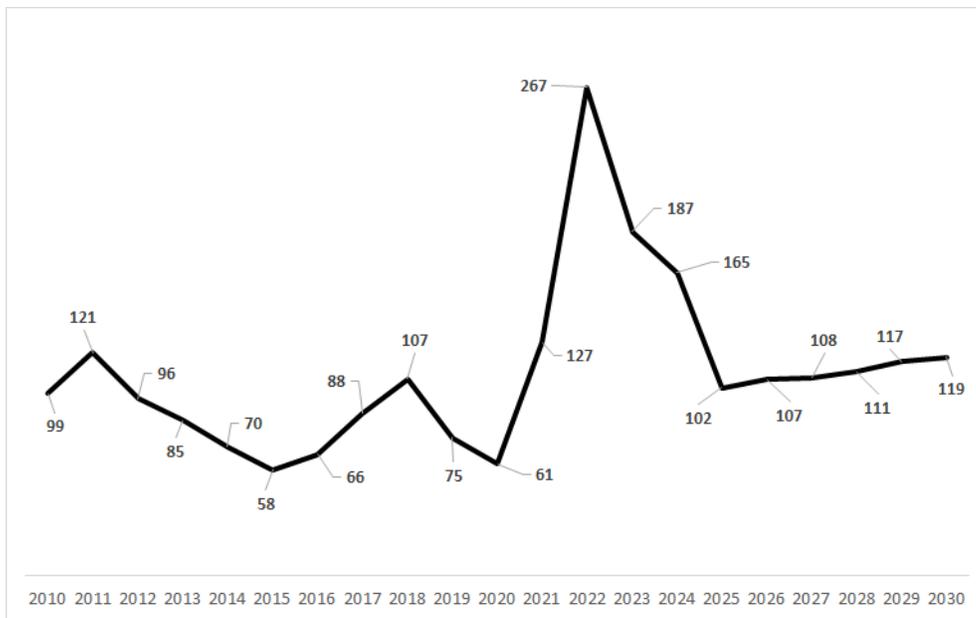


Fig. 1. Trend and prospects of international coal prices

(Unit: \$/ton)

Note: The graph was drawn by the author using data from the Mineral Resource Information Service (www.kores.net).

5) Electric Power Journal, [2020 산업부 국정감사] 민간 석탄발전사 표준투자비 이상 회수 안돼, 2020.10.15. 기사, <http://www.epj.co.kr/news/articleView.html?idxno=26045>
 6) KEPCO (2018)의 경우, 가격전망의 불확실성을 피하기 위한 목적으로 2017년 실적치 즉, 2017년 1월부터 12월까지의 평균 단가를 2017년 불변가격으로 하여 미래 연료비 전망에 사용함.
 7) 국가자원정보서비스에 따르면 국제 석탄가격은 2022년 톤당 \$266까지 상승하다가 2025년 톤당 \$102까지 하락한 후 2030년까지 다시 완만하게 상승하여 2030년에는 톤당 \$119까지 증가할 것으로 전망함. <https://www.kores.net/komis/price/pricepredict/predicttrend/pricepredict.do>

매년 1%씩 가격이 상승하는 것을 가정한 후, 국제석탄가격을 전망하였고⁸⁾ 그 결과를 연료비 산정에 활용하였다.

산출된 평균 연료비 단가는 27,454원/백만kcal이며,⁹⁾ 기존의 연구결과들과 비교할 때, 최소 13% 최대 74% 높게 나타났다. 기존의 연구결과 중 Cho and Kim (2018)은 2015년 실적치를 토대로 산정한 열량단가와 제7차 전력수급기본계획에 적용된 연료비를 사용하여 연료비 단가를 산출하였는데 각각 15,790원/백만kcal, 18,780원/백만kcal이다. KEPCO (2018)의 경우에는 2017년 실적치를 이용하였는데, 세전 연료비 단가와 세후 연료비 단가를 각각 15,805원/백만kcal과 21,260원/백만kcal로 추산하였다. Cho et al.(2018)에서는 19,760원/백만kcal로 나타났고, 2018년 실적치를 사용하여 산출한 KPX (2020)의 연료비 단가는 24,248원/백만kcal이다. 이처럼 연구마다 연료비 단가가 다른 것은 미래의 연도별로 가격전망을 하기 보다는 특정 연도의 실적치를 기준으로 연료비 단가를 산정하여 LCOE를 추산했기 때문이다. 또한 최근 시점에 가까운 실적치를 사용할수록 연료비 단가가 높게 산출되는 특징을 보이고 있다. 예를 들어 2015년 실적치를 사용한 Cho and Kim (2018)의 연료비 단가는 15,790원/백만kcal, 2017년 실적치를 사용한 KEPCO (2018)는 세전 15,805원/백만kcal과 세후 21,260원/백만kcal, 그리고 2018년 실적치를 사용한 KPX (2020)의 연료비 단가는 24,248원/백만kcal으로 계속 실적치의 연료비 단가가 증가하는 특징을 보이고 있다. 이러한 점은 미래의 연료비를 산정하는데 있어서 특정 연도의 실적치가 미래에도 동일하다고 하는 가정은 연료비 추정치를 과소평가하게 만들 수 있을

을 시사한다. 물론 미래의 석탄가격이 하락할 수 있는 가능성도 있지만, 전 세계적인 기후위기 대응은 향후 석탄가격을 이 전보다 상승시킬 가능성이 클 것으로 예상된다. 한편, 연료비 단가에 영향을 미치는 요인으로는 미래의 국제 석탄가격 외에도 환율 변동을 고려할 수 있다. 지난 20년간(2000년~2021년)의 미국 달러 대비 원화의 환율을 살펴보면 2001년의 환율이 1,313.5원/\$으로 가장 높았고 2006년에는 929.8원/\$으로 가장 낮았으며, 그 편차는 약 383원에 달하고 있다. 이러한 환율의 변동 역시 미래의 연료비 단가에 영향을 미치는 확실성 요인으로 LCOE에 영향을 미칠 것으로 예상된다.¹⁰⁾

3.3. 외부비용

석탄발전의 대표적인 외부비용은 대기오염비용과 이산화탄소비용이다. 본 연구에서 대기오염비용은 기존의 연구결과를 활용하였고, 이산화탄소 배출에 따른 외부비용은 석탄발전소의 이산화탄소 배출량을 산출한 후 배출권 가격을 적용하여 추정하였다. 외부비용을 산출하기 위해서는 오염물질별 배출계수와 비용에 대한 정보가 필요하다. 대기오염물질의 외부비용 관련하여 배출계수와 피해비용 산출 등에 대해 자세하게 설명되어 있는 연구로는 KPX (2020)와 KEPCO (2018)가 대표적이다. 대기오염물질 배출계수의 경우, KPX (2020)는 2016년 이후 준공 및 상업운전을 시작한 석탄발전소 6기의 2016년~2018년 평균실적 배출량을 이용하였고, KEPCO (2018)는 신규 석탄

Table 3. Comparison of emission factor, damage cost, and external cost of local air pollutant

		Unit	SOx	NOx	PM
Emission factor	KPX (2020)	ton	1,946	1,876	69
	KEPCO (2018)	kg/MWh	0.0981 (Min) 0.3271 (Max)	0.0470 (Min) 0.2351 (Max)	0.0114 (Min) 0.0229 (Max)
Damage cost	KPX (2020)	₩/kg	54,057	39,036	70,669
	KEPCO (2018)	₩/kg	42,415	30,629	55,450
External cost	KPX (2020)	₩/kWh	9.62	6.29	0.36
	KEPCO (2018)	₩/kWh	4.36 (Min) 14.54 (Max)	1.51 (Min) 7.55 (Max)	0.66 (Min) 1.33 (Max)

8) 2030년 톤당 \$119에서 연평균 1%씩 상승하는 것을 가정할 경우, 국제석탄가격은 2040년 \$131/톤, 그리고 2050년에는 \$145/톤으로 전망됨.

9) 석탄발전소 이용률 80%와 소내소비율 4.9% 가정 하에서의 연간 발전량은 6,664,608 MWh이며, 열소비율은 1,978 kcal/kWh라는 전제하에 이를 열량으로 환산하면 13,182,594.6 Gcal에 해당함. 유연탄 환산율은 5.5 Gcal/톤이므로, 연간 2,396,835 톤의 유연탄이 필요함. 이 수치에 국제석탄가격 전망치를 환율(1,144원/US\$)을 적용하여 원화로 산출한 결과, 연료비 단가는 51.37원/kWh임.

10) 대미 환율을 1,144원으로 가정한 상황에서 산출한 연료비 단가는 51.37원/kWh이지만, 1,300원으로 가정할 경우 연료비 단가는 58.39원/kWh로 13.7% 증가하며, 환율을 900원으로 가정하는 경우의 연료비 단가는 40.42원/kWh로 21.3% 감소함.

발전소의 대기오염물질에 대한 설계치 기준과 정부의 규제치 기준을 토대로 배출계수를 각각 산정하였다. 한편, 오염물질별 피해비용에 대해서는 KPX (2020)와 KEPCO (2018) 모두 Parry et al.(2014)의 한국 대기오염비용(발전소 기준) 수치를 보정하여 사용하였다.¹¹⁾ 두 연구의 피해비용이 다르게 나타나는 이유는 Parry et al.(2014)의 동일한 결과를 각 연구의 분석 연도로 보정하는 과정에서 발생하는 차이로 추측된다. 연구결과에 따라 석탄발전소의 대기오염물질 배출에 따른 외부비용은 다르게 나타나고 있는데, KPX (2020)는 1 kWh당 16.27원, KEPCO (2018)는 1 kWh당 6.53원 ~ 23.42원으로 추산되었다. 본 연구에서는 석탄발전소의 대기오염물질 배출에 따른 외부비용으로, 가장 최신 자료를 이용하여 산출한 KPX (2020)의 결과치인 1 kWh당 16.27원(SOx 9.62원/kWh, NOx 6.29원/kWh, 미세먼지 0.36원/kWh)을 적용하였다.

한편, 이산화탄소 배출에 따른 탄소비용의 크기는 석탄발전소에서 발생하는 이산화탄소 배출량 산정에 필요한 배출계수와 이산화탄소 1톤에 해당하는 단위피해비용 즉 탄소가격에 영향을 받는다. 탄소배출계수의 경우, KEPCO (2018), KPX (2020), Cho et al.(2018) 모두 탄소배출계수를 어떻게 도출하였는지에 대한 자세한 설명은 생략되어 있고, 단지 연구에 적용한 탄소배출계수를 제시하고 있다. KEPCO (2018)는 0.7498 kgCO₂e/kWh를, Cho et al.(2018)는 0.72 kgCO₂e/kWh를 제시하고 있고, KPX (2020)에서는 배출계수에 대한 언급이 생략되어 있다.

본 연구에서는 다음과 같은 절차를 통해 탄소배출량을 계산하였다. 우선 석탄(유연탄)발전소가 1년 동안 생산하는 총발전량(단위: kWh)을 산정한 후, 열소비율(1,978 kcal/kWh)을 이용하여 총열량(단위: Gcal)을 추산하였다. 이후, 유연탄 환산율(톤당 5.5 Gcal)을 적용하여 1년간 필요한 유연탄의 총량(단위: 톤)을 구한 후, 이를 연료용 유연탄의 환산계수(석탄 1 톤 = 0.592 TOE)를 적용하여 유연탄 총량을 석유환

산톤, 즉 TOE (ton of oil equivalent)로 환산하였다. 이후 IPCC (1996) 가이드라인에서 제시한 탄소배출계수 즉, 석탄 1 TOE당 1.059 tC를 사용하여 CO₂ 배출량을 산출하였다.¹²⁾

탄소 1톤당 피해비용(혹은 외부비용)을 산정하기 위해 기존 연구들은 탄소배출권 거래가격을 이용하였다. 대표적으로 KPX (2020)는 2018년 기준 국내 탄소배출권(KAU)의 평균 가격인 22,000원/톤을 적용하였다. 반면, Cho et al.(2018)은 제7차 전력수급기본계획이 상정한 25,000원/톤을 하한으로 하고, 국제에너지기구(IEA, 2015)가 상정한 \$30/톤(환율 1,120원 적용)을 상한으로 적용하였다. KEPCO (2018)는 2017년 기준으로 국내배출권의 연평균 최고 가격수준인 20,000원/톤을 기본적으로 사용하면서, 이산화탄소 비용이 미래로 갈수록 증가한다는 점을 반영하여 2030년에는 국제에너지기구(IEA, 2015)의 \$30/톤(34,500원/톤)을 적용하였다. 이들 연구결과는 2030년 국가 온실가스 감축목표(NDC)가 강화되고, 정부의 2050년 탄소중립 선언이 나오기 이전에 도출된 것으로, 미래의 탄소비용이 더욱 상승하게 될 것이라는 전망을 반영하지 못한 단점을 갖고 있다. 이점을 보완하기 위해 본 연구에서는 2021년 국제에너지기구가 발표한 World Energy Model Documentation의 결과 즉, 탄소배출권의 가격이 2030년에는 \$40/톤(45,753원), 2040년 \$65/톤(74,349원), 그리고 2050년 \$90/톤(102,945원)으로 상승할 것이라는 전망 결과를 적용하였다. 이를 기반으로 산출된 석탄발전소의 탄소비용은 1 kWh당 45.83원으로, Table 4에 나타나 있듯이 기존의 연구결과와 비교하여 높은 수치를 나타낸다. 그 이유는 미래의 탄소비용은 일정하다는 가정하에 산출한 기존의 연구결과들과 달리 미래의 탄소가격이 더 높고 빠르게 증가할 것이라는 IEA (2021)의 최신 전망을 반영하여 산출하였기 때문이다. 하지만 이 결과는 미래의 탄소저감기술의 획기적인 발전, 배출권가격의 또 다른 변화, 그리고 환율의 변동에 따른 불확실성을 반영하지 못하고 있다. 이로 인해 산출된 연구결과는 과대 추정되었을 가능성을 갖고 있다.

Table 4. Comparison of emission factor and external cost of CO₂ emissions

	Unit	Cho et al.(2018)	KEPCO (2018)	KPX (2020)	This study
Emission factor	kgCO ₂ e/kWh	0.72	0.7498	-	1.059 tC/toe
External cost of CO ₂	₩/kWh	19.86 (Min)	15.72 (2017)	18.30	45.83
		26.69 (Max)	27.12 (2030)		

11) “Parry et al.(2014)이 산정한 우리나라 발전설비의 대기오염비용의 경우 전 세계를 동일한 방식으로 산정하고 우리나라 발전설비 위치와 주변 인구 그리고 흡입율까지 고려한 산정이라는 점에서 완벽하지는 않지만 상당한 신뢰성이 있는 수치라고 판단된다.”(Cho et al., 2018, p.182)

12) 석탄발전소의 이산화탄소배출량을 추정하는 다른 방법은 온실가스종합정보센터가 2022년 1월 공고한 “2021년 승인 국가온실가스배출·흡수계수”에 명시된 유연탄(연료용) CO₂ 배출계수 즉, 26.105 tC/TJ를 활용하는 것임.

3.4. LCOE 산정 결과

석탄발전소의 균등화비용을 산출하기 위해서는 건설비, 운전유지비, 연료비, 대기오염비용과 탄소비용 외에도 송전접속비와 송전손실비용 그리고 정책비용 등이 필요하다. 특히, 동해안 지역에 건설 중인 민간 석탄발전소는 생산된 전력을 송전하기 위해서는 HVDC가 건설되어야 한다. 동해안 HVDC 설비가 공용망인지 접속설비인지에 대한 논의는 결론이 나지 않았지만 어떤 결정이 내려지더라도 국가차원에서 보면 동해안 HVDC는 석탄발전의 LCOE를 산정하는데 포함시켜야 할 비용요소로 판단된다. 즉, 기존의 석탄발전소들은 이미 구축되어 있는 전력망에 접속하여 그 이용료를 지불하면 되지만, 민간 석탄발전소는 새로운 전력망 HVDC 구축과 이에 대한 비용을 고려해야 한다.¹³⁾ 관련하여 KEPCO (2018)는 석탄발전소의 HVDC 비용을 2.05원/kWh으로 추정하였다.¹⁴⁾

발전소 운영 과정에서 대기오염물질 배출과 이산화탄소 배출이 발생하지만, 이외에도 발전소 입지에 따른 지가 하락 혹은 소음 등과 같은 직·간접적인 경제적 피해가 발생

할 수 있다. 이러한 외부비용을 보상하기 위해 석탄발전소와 정부는 다양한 보상조치를 취하고 있는데, Cho et al.(2018)은 대표적인 정책비용으로 발전소 주변지역과 송전망 주변지역에 대한 지원사업과 일반 회계에서 지원되는 각종 연구개발금(R&D) 및 관련기관 지원금 등을 포함하여 LCOE를 산정하였다. KEPCO (2018)는 명목 상 세금이지만 내용은 정책비용에 해당하는 지역자원이용에 대한 비용 즉, 지역자원시설세(0.3원/kWh)를 포함시켰다. 2011년 기존의 지역개발세와 공동시설세를 통합하여 일원화된 지역자원시설세는 2019년 지방세법 개정으로 지방자치단체가 지역에 위치한 발전소에 대해 부과하고 있다. 현재 발전유형별 지역자원시설세 세율은 수력과 원자력은 각각 2.3원/kWh과 1.0원/kWh인 반면, 화력발전에는 0.3원/kWh이다. 지역자원시설세를 LCOE에 포함시키는 것이 적절한지 여부에 대한 논의 외에도 화력발전에 대한 세율이 다른 발전원에 비해 상대적으로 낮으므로 이를 높여야 한다는 주장과 지역자원시설세가 원래의 목적인 외부비용의 내재화보다는 지자체 재원 확보 수단으로 사용되고 있다는 주장이 맞서고 있다.¹⁵⁾ 본 연구에서는 지역자원시설세의 성격은

Table 5. Comparison of LCOE results of coal power plants

(Unit: ₩/ kWh)

		This study	KEPCO (2018)	KPX (2020)	Cho et al.(2018) ³⁾
Private Costs	Construction cost	22.1*	18.85	13.72	20.37
	O&M cost	5.52	6.07	5.52	
	Transmission connection cost	0.45	0.45	0.45	3.84
	Fuel cost	51.37*	32.52	35.82	32.30 ~ 41.10
	Transmission loss cost	0.03	0.03	-	1.74
	Sub total	79.47	57.92	55.50	58.25 ~ 67.05
External Costs	Policy support cost	0.60	0.88	0.60	0.72
	Local resource cost	0.30	0.30	-	
	Carbon emission cost	45.83*	15.72	18.30	19.86 ~ 26.69
	Air pollution cost	16.27	6.53 ~ 23.42	16.27	9.43 ~ 27.38
	HVDC cost	2.05	2.05	-	-
	Sub total	65.05	25.48 ~ 42.37	35.17	30.01 ~ 54.79
Total costs		144.52	83.40 ~ 100.29	90.67	102.0 ~ 117.99

* denote values derived by direct calculation in this study.

13) HDVC 건설 및 이용뿐만 아니라 현재 재생에너지 확대, 이에 따른 발전설비 관련 지역별 가격 차별화 등 다양한 논의가 진행되고 있으므로, 향후 전력산업의 전반적 혹은 부분적 개편에 따른 직·간접비용의 변화에 대한 면밀한 검토가 필요함.

14) 동해안 HVDC 건설비용 산정에 대한 보다 자세한 내용은 KEPCO (2018)의 102쪽과 103쪽 참조.

15) 보다 자세한 내용은 Cho and Park (2020)를 참조하시오.

석탄발전소가 입지한 해당 지역의 자원을 이용함으로써 발생하는 외부비용에 대한 보상이라는 성격이 강하다는 점을 고려하여 정책비용에 추가적으로 반영하였다.

본 연구에서 직접 산출한 건설비(22.1원/kWh), 연료비(51.37원/kWh)와 탄소비용(45.83원/kWh)을 제외한 다른 비용들은 기존 연구결과 중 가장 최근 자료를 이용하여 산출한 KPX (2020)의 결과를 이용하였고, KPX (2020)에 없는 항목들에 대해서는 KEPCO (2018)의 결과를 이용하였다. 그 결과, 동해안 지역에 준공되었거나 건설 중인 민간 석탄발전소의 균등화비용(LCOE)은 144.52원/kWh로 추산되었다.

4. 민감도 분석 결과

본 연구에서 산출한 석탄발전소의 균등화비용(144.52 원/kWh) 중 가장 높은 비중을 차지하는 요소들은 연료비, 탄소배출비용, 건설비 순이다. 연료비(51.37원/kWh)는 평균비용의 35.5%를 점하고 있고, 탄소배출비용(45.83원/kWh)은 31.7%를, 그리고 건설비(22.1원/kWh)는 15.3%를 차지하고 있다. 이들 3가지 요소가 균등화비용에서 차지하는 비용은 82.5%를 점하고 있다. 이 비용은 본 연구에서 기본적으로 전제한 가정, 즉 4.5%의 사회적 할인율

과 80%의 이용률이 변하게 되면 그에 따라 결과치도 달라진다. 따라서 어떤 할인율과 이용률을 적용하는가에 따라 석탄발전소의 균등화비용(LCOE)은 달라진다. 이러한 변화를 살펴보기 위하여 민감도 분석을 실시하였다. 분석의 편의를 위해 할인율은 3.0%에서 7.0%까지의 범위에서 변동하고, 이용률은 60%, 70%, 80%, 90%, 4가지 경우를 설정한 후, 각각에 대해 연료비, 탄소배출비용, 그리고 건설비의 변화를 살펴보았다.

Fig. 2, Fig. 3, 그리고 Fig. 4에 나타나 있듯이 연료비와 탄소비용의 경우, 동일한 할인율 하에서 이용률이 높을수록 단위비용은 낮아지고, 동일한 이용률 하에서 할인율이 커질수록 단위비용은 작아지는 것으로 나타났다. 또한 동일한 이용률을 전제할 경우, 할인율이 커질수록 이산화탄소 배출에 따른 단위비용이 연료비용의 감소 폭보다 더 크게 줄어드는 것으로 나타났다. 반면, 건설비의 경우에는 변화의 방향이 반대로 나타나고 있다. 동일한 할인율 하에서 이용률이 높을수록 단위비용이 낮아지는 추세는 연료비와 탄소비용과 유사하지만, 동일한 이용률 하에서 할인율이 커질수록 건설비 단가는 증가하는 것으로 나타났다.

한편, 균등화발전비용에서 가장 큰 요소를 차지하고 있는 연료비 경우, 기본 전제로 국가자원정보서비스에서 제공하는 2030년까지의 국제석탄가격 전망결과와 2031년

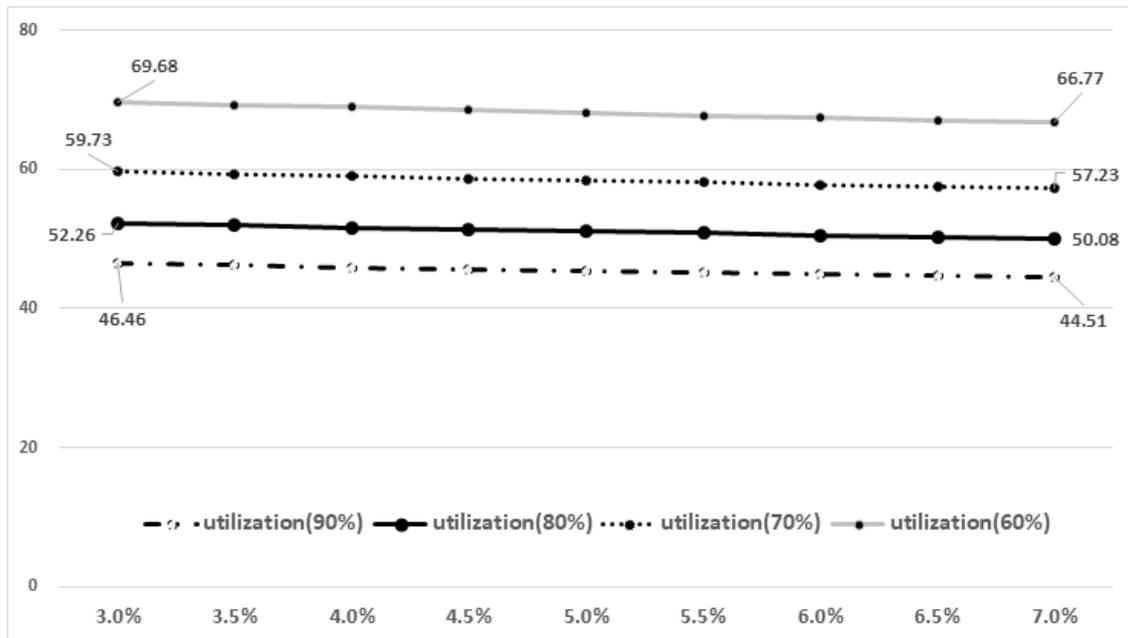


Fig. 2. Comparison of the fuel costs according to changes of discount rate and utilization rate (Unit: ₩/ kWh)

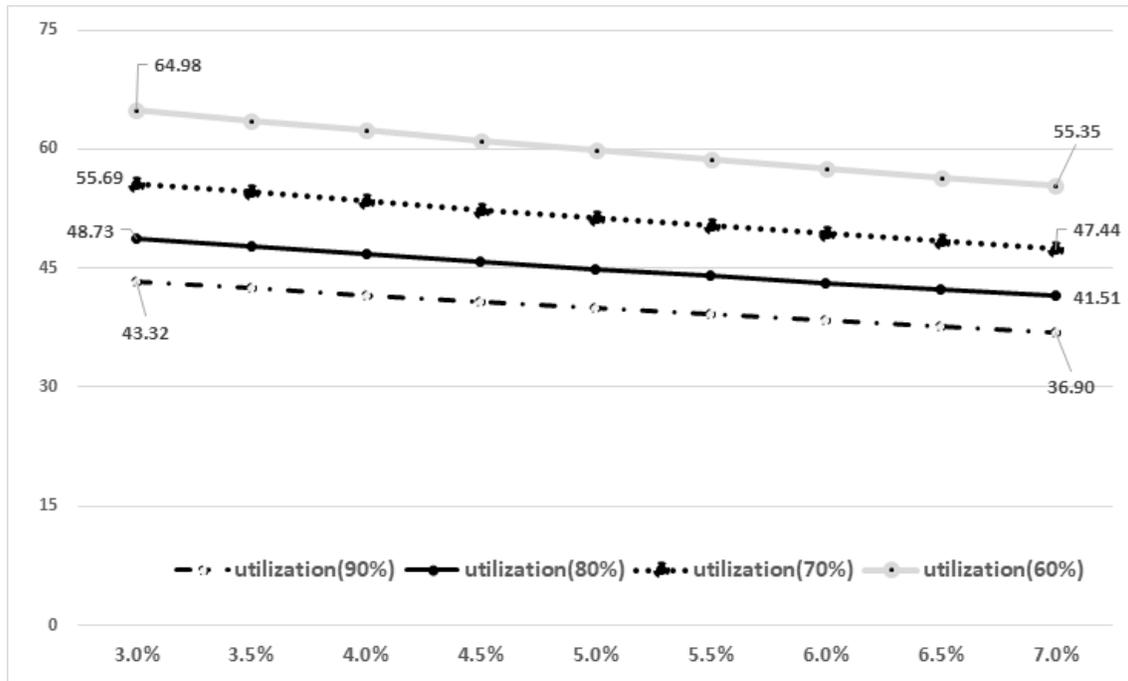


Fig. 3. Comparison of the carbon emission cost according to changes of discount rate and utilization rate (Unit: ₩/kWh)

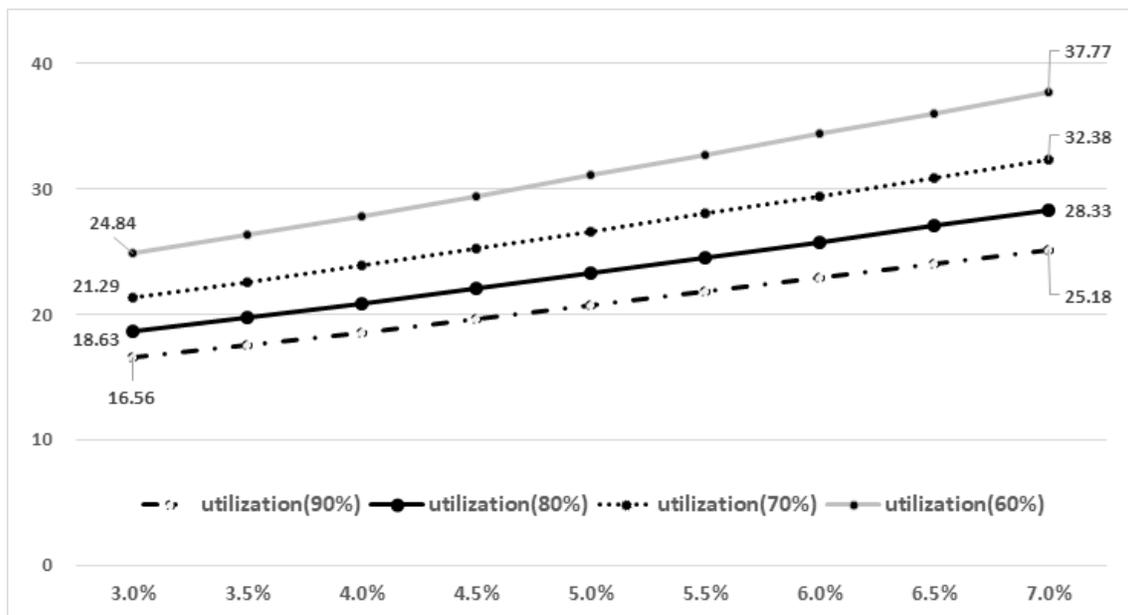


Fig. 4. Comparison of the construction cost according to changes of discount rate and utilization rate (Unit: ₩/kWh)

이후에는 국제 석탄가격이 2050년까지 연평균 1%씩 증가한다는 기준 시나리오(S1)에 기초하여 연료비 단가를 산출하였다. 기준 시나리오와 달리 국제석탄가격의 변동이

더 크게 발생하는 경우, 이에 따른 연료비 변화를 살펴보기 위하여 추가적으로 2030년 이후의 국제 석탄가격이 연평균 3%씩 증가한다는 시나리오(S2)와 연평균 5%씩 증

가한다는 시나리오(S3)를 설정하여 민감도 분석을 실시하였다. 3가지 시나리오별 국제석탄가격의 증가추세는 Fig. 5와 같다. 기준 시나리오(S1)에서 2050년의 예상되는 국제석탄가격은 톤당 \$145.3이고, 시나리오 S2와 S3에서의 2050년 예상 국제석탄가격은 각각 톤당 \$215.1과 \$316.0

으로 추정되었다.

Fig. 6에는 석탄발전소 이용률을 80%로 가정한 상황에서, 할인율의 변화에 따라 국제석탄가격 변화 시나리오에 따른 연료비 단가가 어떻게 변동하는지가 나타나 있다. 시나리오 모두 할인율이 커질수록 연료비 단가는 줄어드는

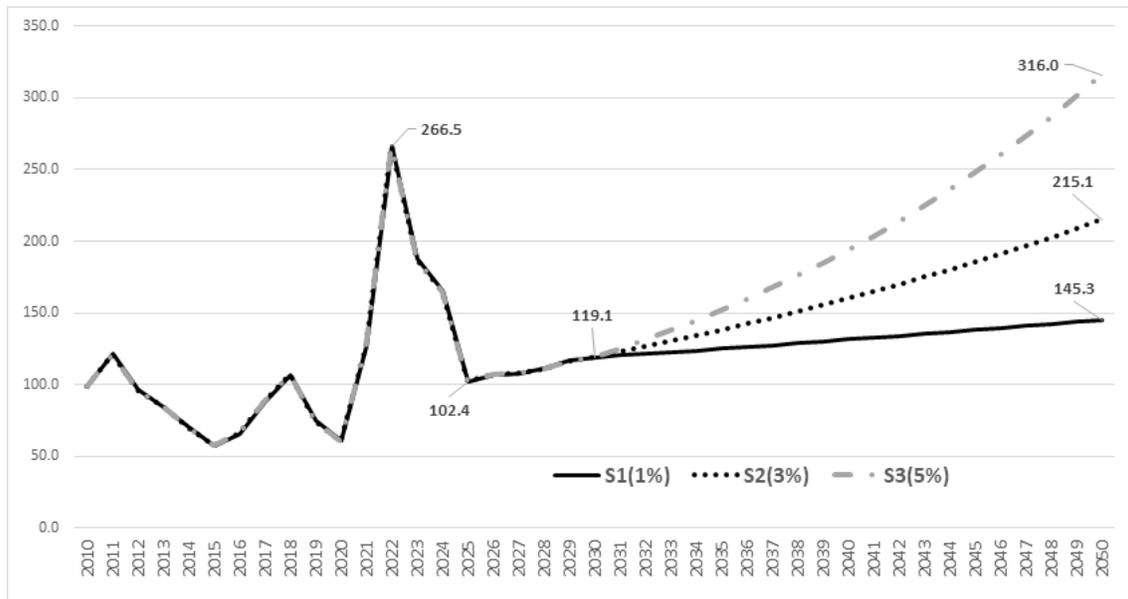


Fig. 5. Forecast results of the international coal price by scenarios

(Unit: \$/ton)

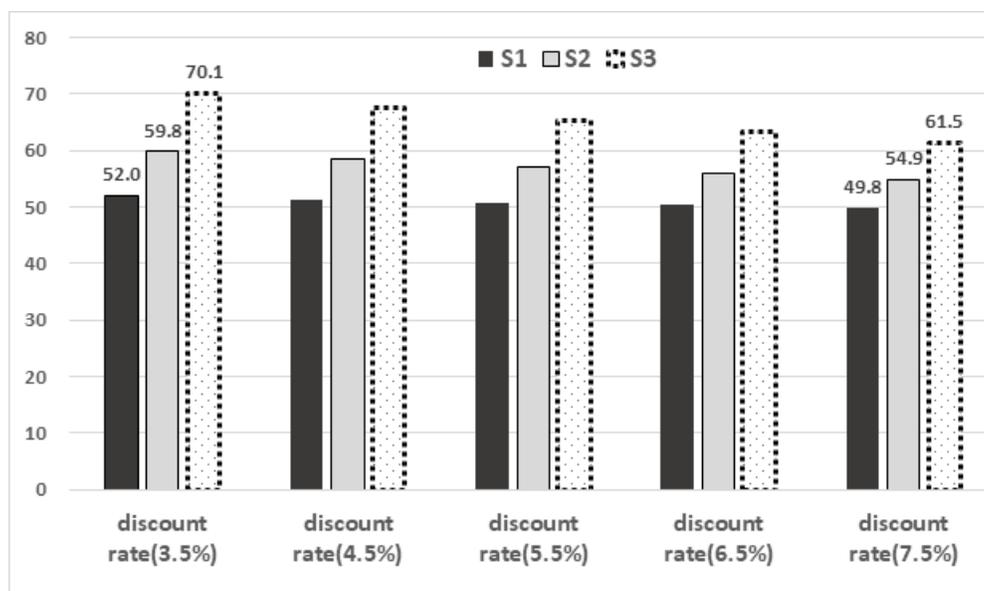


Fig. 6. Changes of fuel costs by scenarios under 80% of utilization rate

(Unit: ₩/ kWh)

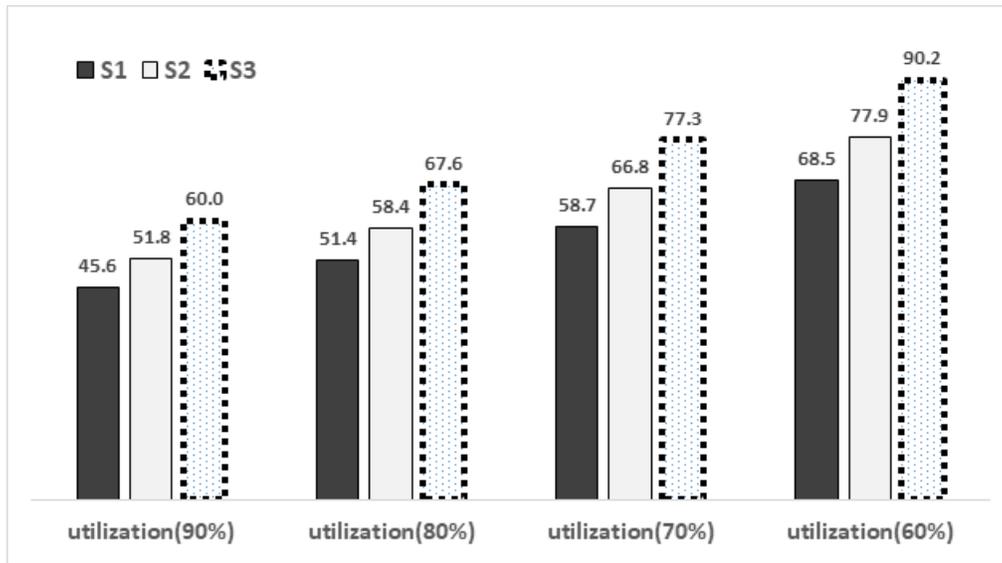


Fig. 7. Changes of fuel costs by scenarios under 4.5% of discount rate

(Unit: ₩/kWh)

것으로 나타나고 있는데, S1 시나리오에서의 연료비 단가의 감소폭이 가장 작게 나타나고 있고, S3에서의 감소폭이 가장 크게 나타나고 있다. 반면, 할인율을 4.5%로 설정한 후 가동률을 변화시키는 경우에는 모든 시나리오에서 연료비 단가가 상승추세를 보이고 있는데, 그 증가폭은 S3 시나리오에서 가장 크게 나타나고 있다. Fig. 6과 Fig. 7의 비교를 통해 알 수 있듯이 석탄발전소의 연료비 단가는 할인율의 변화보다는 이용률에 의해 더 큰 영향을 받는다는 것을 알 수 있다. 이러한 결과는 미래의 석탄발전소 이용률이 어떻게 변하는가에 따라 석탄발전사업자가 직면하게 되는 경제성이 달라질 것을 시사하며, 미세먼지 계절관리를 위한 조치로서 시행하는 석탄발전 상한제약 그리고 석탄발전소에서 배출되는 이산화탄소에 대한 환경규제 등은 석탄발전의 이용률을 기존보다 더욱 낮게 할 가능성이 크다. 이로 인해 향후 석탄발전소의 LCOE는 증가하게 되며 경제성 역시 더 낮아질 것으로 예상된다.

5. 결론

할인율 4.5%, 이용률 80% 전제하에 산정한 석탄발전소의 LCOE는 1 kWh당 144.52원으로 분석되었다. 산출된 LCOE 구성항목 중 가장 큰 비중을 차지하는 요인은 연료비 51.37 원/kWh(35.5%), 탄소배출비용 45.83원/kWh(31.7%), 건설비 22.1원/kWh(15.3%) 순이다. LCOE 추정치가 기존 연구결

과와 비교하여 높게 나타난 이유는 크게 두 가지 요인으로 설명할 수 있다. 첫째, 기존 연구는 연료비 단가가 일정하다는 가정하에 연료비를 산출한 반면, 본 연구에서는 미래의 석탄가격은 국제적인 기후위기 대응에 따라 상승할 것이라는 전제하에 2030년까지는 국가자원정보서비스에서 제공하고 있는 국제석탄가격을 적용하였고, 2030년 이후부터 2050년까지는 연평균 1% 증가율을 가정하여 연료비를 산출하였다. 산출된 연료비 단가는 미래가격 변동에 대한 불확실성이라는 한계점을 갖고 있지만, 기존의 연구들이 고정된 연료비를 가정한 것과 달리 미래의 가격변화를 보수적으로 반영하여 새롭게 연료비 단가를 산정하였다는 점에서 의미가 있다. 둘째, 이산화탄소 배출에 따른 외부비용을 산출하는데 있어서, 최근 국제에너지기구(IEA, 2021)에서 발표한 탄소배출권의 미래가격 전망치를 반영하였다. IEA는 국제탄소배출권 가격이 2030년에는 톤당 \$40에서 2050년에는 톤당 \$90까지 증가할 것으로 전망하였는데, 이는 2015년 국제에너지기구에서 발표한 결과, 즉 2030년의 배출권가격이 톤당 \$30일 것이라는 전망치를 수정한 것이다. 이에 따라 석탄발전소의 탄소비용은 기존 연구결과에 비해 높게 산출되었다.

향후 온실가스 감축을 위한 국제 사회의 움직임은 국제 유연탄가격을 상승시킬 가능성이 높으며, 이산화탄소 1톤당 탄소배출권 가격 역시 상승할 것으로 추측된다. 이러한 점은 신규 석탄발전소나 기존의 석탄발전소 모두 미래의 석탄발전 운용 여건이 어려워 것이라는 것을 시사한

다. 특히, 민감도 분석에서 나타나 있듯이 할인율의 변화 보다는 이용률의 변화에 따라 연료비 단가 차이가 크게 나타나고 있음을 알 수 있다. 이점은 미세먼지 배출규제를 위한 석탄발전 상한계약 조치 및 온실가스 배출에 대한 규제 강화 등으로 석탄발전소의 이용률은 현재 수준보다 더 낮아질 것으로 예상되므로, 미래 석탄발전의 LCOE는 더 높아질 가능성이 크다. 한편, 기존의 석탄발전소와 달리 최근 건설되었거나 준공을 앞두고 있는 민간 석탄발전소는 초기 투자비(건설비)가 크다. 이에 따라 건설비 단가는 기존의 건설비 단가보다 높게 산출되었는데, 이점은 모든 조건(특히, 석탄발전의 정산단가)이 동일하다는 전제하에 기존의 석탄발전소보다 민간 석탄발전사업자들의 투자비 회수 기간이 길어진다는 것을 의미한다. 또한 시간이 흐를수록 석탄발전에 대한 대내외적인 규제는 강화될 것으로 예상되므로 향후 민간 석탄발전의 운영은 매우 어려울 것으로 전망된다. 특히, 초기 사업계획 당시 이용률을 90%로 가정하고 경제성을 예측한 민간 석탄발전사업자 경우, 석탄발전의 좌초자산화 가능성에 대한 출구전략을 선제적으로 고려하는 것이 필요하다. 정부 역시 기존의 발전공기업의 석탄발전소 폐쇄와 민간 석탄발전소의 조기 폐쇄에 대한 정책을 수립할 경우, 두 사업자의 서로 다른 특성과 여건을 고려하여 차별적으로 정책과 전략을 수립하는 것이 바람직하다.

본 연구는 석탄발전소의 균등화비용(LCOE)의 82.5%를 차지하는 연료비와 탄소배출비용, 그리고 건설비에 대해 새롭게 산정하였다는 장점이 있지만, 다음과 같은 연구의 한계와 제약점을 갖고 있다. 첫째, 연료비, 탄소배출비용, 건설비를 제외한 다른 비용들에 대해서는 기존의 연구결과를 활용함으로써 최근의 변화된 특성을 반영하지 못했다는 단점을 갖고 있다. 둘째, 가장 큰 비중을 차지하는 연료비의 경우, 미래의 국제석탄가격 변동과 환율의 변화 등에 따라 그 크기가 달라질 수 있는 불확실성을 갖고 있고, 동일하게 탄소비용 역시 미래의 탄소배출권가격 변화에 따라서 변하게 되는 점들이 충분히 고려되지 못하였다. 셋째, 본 연구는 석탄발전소의 균등화비용을 산정하는데 국한함으로써 가스발전소, 원자력발전소, 혹은 태양광 및 풍력발전소 등과의 비교를 통해 미래의 석탄발전 LCOE가 다른 발전원에 비해 상대적으로 어떤 위치를 점하게 될 것인가에 대한 시사점을 찾지 못했다는 한계점을 갖고 있다. 향후, 기후위기 대응, 미세먼지 대책 등 새롭게 변화될 국내외 환경여건을 적절하게 반영하여 석탄 발전을 비롯하여 다른 발전원의 LCOE 변화 및 발전원 간

LCOE 비교를 통해 적절한 전원믹스를 찾아갈 수 있는 후속 연구가 필요하다.

사사

이 연구는 고려대학교 특별연구비에 의하여 수행되었습니다.

References

- Cho YT, Seok KH, Park JB. 2018. LCOE assessment of major power generation technologies reflecting social costs. *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers* 67(2):179-185.
- Cho SJ, Park KS, 2020. Study on improvement strategy of the local resource facility tax in the power generation sector. *Korea Energy Economics Institute Research Report* 20-06.
- Cho SJ, Kim YK. 2018. Economic feasibility study of the life extension by reactor type of nuclear power plant in Korea. *Environmental and Resource Economics Review* 27(2):261-286.
- International Energy Agency. 2021. World energy model documentation.
- International Energy Agency. 2019. Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources in the annual energy outlook 2019.
- International Energy Agency. 2015. Projected Costs of Generating Electricity.
- Intergovernmental Panel on Climate Change. 1996. Guidelines for national greenhouse gas inventories.
- Kim KI, Kim HS, Cho IK. 2019. Energy transition policy and social costs of power generation in South Korea. *Environmental and Resource Economics Review* 28(1):147-176.
- Kim YK, Cho SJ. 2014. Generation cost estimation of nuclear power plants life extension in Korea. *Journal of Economics Studies* 32(2):1-27.
- Kim YK, Chang BM. 2012. Estimation of LCOE for Korean PV projects: For the ones that financial

- investors participated in. *New & Renewable Energy* 8(3):23-28.
- Kim KS. 2004. Comparative study of power generation cost of nuclear power generation and coal-fired power generation. *Nuclear Industry* 24(5):74-85.
- Korea Academic Society of Industrial Organization. 2017. Prospects and future tasks for LCOE of traditional power plant and renewable energy power plant. Presentation material on the public forum of LCOE (2017.12.28).
- Korea Power Exchange. 2020. A study on current trend of levelized cost of electricity by source.
- Korea Energy Economics Institute. 2020. A study on the analysis of new and renewable energy supply cost price forecasts.
- Korea Energy Economics Institute. 2017. Estimation of levelized cost of electricity by power generation source. Presentation material on the public forum of LCOE (2017.12.28).
- Korea Electric Power Corporation. 2018. Overseas case analysis of levelized costs of electricity and its implication.
- Parry IWH, Heine D, Lis E, Li S. 2014. Getting energy prices right: From principle to practice. International Monetary Fund.
- Pham TQM, Im SW, Choung JM. 2021. Prospects and economics of offshore wind turbine systems. *Journal of Ocean Engineering and Technology* 35(5):382-392.