

# 석탄의 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 배출량 분석을 통한 석탄발전의 온실가스 감축 방안 연구

정현록

한국남동발전(주) 차장

## Greenhouse Gas Reduction Methods in Coal Power Plants through Analysis of CO<sub>2</sub> Emissions by Coal Calorific Value

Jung, Hyun-Rock

Senior Manager, Korea South-East Power Company, Jinju, Korea

### ABSTRACT

In this paper, we sought to reduce greenhouse gas emissions from coal power plants by analyzing CO<sub>2</sub> emissions by coal calorific value. To this end, the analysis data of coal introduced to three coal power plants in Korea from 2014 to 2021 was used, and the CO<sub>2</sub> emissions for high-calorific coal, medium-calorific coal, and low-calorific coal were analyzed. The CO<sub>2</sub> emission factors were 95,264 kgCO<sub>2</sub>/TJ for high-calorific coal, 97,096 kgCO<sub>2</sub>/TJ for medium-calorific coal, and 100,027 kgCO<sub>2</sub>/TJ for low-calorific coal. CO<sub>2</sub> emission intensity was 891.33 kgCO<sub>2</sub>/MWh for high-calorific coal, 908.47 kgCO<sub>2</sub>/MWh for medium-calorific coal, and 935.89 kgCO<sub>2</sub>/MWh for low-calorific coal. Therefore, CO<sub>2</sub> emissions can be reduced by increasing the proportion of high-calorific coal compared to low-calorific coal in coal power generation. However, some issues need to be addressed before expanding the proportion of high-calorific coal. First, as particulate matter emissions are higher for high-calorific coal, the performance of air pollution prevention facilities must be improved. Second, because the price of high-calorific coal is higher than that of low-calorific coal, policy changes regarding the individual consumption tax imposed on coal are needed to improve the price competitiveness of high-calorific coal.

*Key words:* Coal Calorific Value, CO<sub>2</sub> Emission Factor, CO<sub>2</sub> Emission Reduction, Individual Consumption Tax

### 1. 서론

2018년 기후변화에 관한 정부 간 협의체인 IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)는 파리협정의 목표인 지구 온도 상승을 1.5℃ 이내로 제한하기 위해서는 2050년까지 탄소중립을 실현해야 함을 강조했다. 이에 우리나라는 2020년 10월에 국가 비전으로 2050 탄소중립을 선언하였으며, 2021년 10월에는 2050 탄소중립 실현을 위한 시나리오를 발표했다(Interagency, 2021). 시나리오에는 국내 온실가스 순 배출량 0을 목표로 하고 있

으며, 이 중 에너지 부문의 온실가스 감축을 위해 화력발전을 전면 중단하여 배출량을 최대한 감축하는 방안과 일부 화력발전이 운영되는 가운데 온실가스 포집, 활용 및 저장기술(CCUS, Carbon Capture, Utility and Storage)을 활용하는 2가지 방안으로 구성되어 있다. 이들 방안의 핵심은 화력 발전을 축소하고 신재생에너지를 확대하는 것으로 2020년 발표된 정부의 제9차 전력수급기본계획에는 2034년까지 석탄발전 24기를 폐지하고, LNG 전환 및 운영하는 석탄발전의 발전량 제약을 통한 온실가스 감축 이행방안을 담고 있다(MOTIE, 2020).

†Corresponding author : roogi@koenergy.kr (123 beon-gil 32, Sadeul-ro, Jinju-si, Gyeongsangnam-do, 52852, Korea. Tel. +82-70-8898-1314) ORCID 정현록 0000-0002-8970-6274

Received: May 31, 2022 / Revised: July 8, 2022 1st, July 29, 2022 2nd / Accepted: August 16, 2022

Table 1. Estimated greenhouse gas emissions and proportion by power source by 2050 carbon neutral scenario

(Unit: %, million tCO<sub>2</sub>eq)

Category	Nuclear	Coal	LNG	Renewable	Other	Estimated emissions
A scenario	6.1	0.0	0.0	70.8	23.1	0.0
B scenario	7.2	0.0	5.0	60.9	26.9	20.7

그러나 2034년 이후에도 37기의 석탄발전은 계속 운영 될 것이며, 2021년 이후 준공 및 준공 예정인 석탄발전 7기의 경우에는 30년 가동기준을 적용했을 때 2050년까지 운영될 가능성이 크다. 이렇게 잔존하는 석탄발전의 온실가스 감축 방안으로 CCUS 기술 이외에도 정부와 발전사는 수소·암모니아 발전 등 무탄소 전원으로 전환을 진행하고 있지만, 정책과 기술 등의 여건이 아직 성숙되어 있지 않은 상황이다.

그렇다면 2050년까지 잔존하는 석탄발전이 무탄소 전원으로 전환되기 전까지 운영되는 동안 온실가스를 감축할 수 있는 방안에 대한 고민이 필요하다. 이에 본 논문에서는 석탄의 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 배출계수 및 배출량 분석을 통해 현재 운영 중인 석탄발전에 적용할 수 있는 온실가스 감축 방안을 제시하고자 한다. 일반적으로 석탄발전에서 사용하는 석탄은 발열량에 따라 고열량탄, 중열량탄 그리고 저열량탄으로 분류하고 있으며, 발전소의 안정적 운영을 위하여 각각을 일정 비율로 혼합하여 연소가 이루어지게 된다. 이러한 발열량은 해당 연료의 CO<sub>2</sub> 배출계수와 밀접한 연관이 있으며, 이에 따라 석탄발전에서 온실가스 감축을 위한 방안으로 발열량 관리에 대한 새로운 접근이 필요하다.

본 논문의 구성은 다음과 같다. 2장과 3장에서는 국내 도입된 석탄의 분석자료를 이용하여 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 배출계수 및 배출량을 산정하고, 4장에서는 산정된 결과를 바탕으로 온실가스 감축을 위한 기술적, 정책적 방향을 제시하였다.

## 2. 연구방법

### 2.1. 석탄 분석항목 및 방법

본 연구를 위하여 국내 석탄발전소 3곳을 대상으로 2014년부터 2021년까지 도입된 석탄의 분석자료를 활용

했다. 참고로 대상이 된 석탄발전소는 2013년에 석탄의 시험 및 분석업무에 대한 국제공인 시험기관(KOLAS, Korea Laboratory Accreditation Scheme)으로 인정을 받았다.

Table 2. Capacity and gross calorific value of design coal by power plant

(Unit: MW, kcal/kg, as received)

Power plant	Unit	Capacity	Gross calorific value of design coal
Y.H	#1,2	800	Min 5,700
	#3,4	870	Min 5,500
	#5,6	870	Min 4,980
S.P	#1,2	560	Min 5,700
	#3,4	560	Min 5,700
	#5,6	500	Min 4,750
Y.S	#1	350	Min 3,970
	#2	328	Min 3,910

※ S.P power plant #1,2 were shut down in 2021

석탄분석의 목적은 연료 구매 시 제시한 품질 규격 준수 및 발전소 운영과정에 필요한 연소성, 환경성 등을 확인하기 위한 것으로 분석방법은 Table 3과 같다.

Table 3. Analysis items and methods of coal

Category	Analysis criteria	Method
Total moisture	As received basis	ASTM D 3302/D 3302M
Calorific value	Air dry basis	ASTM D 5865
Proximate analysis	Air dry basis	ASTM D 7582
Ultimate analysis	As dry basis	ASTM D 5373
Total sulfur	Air dry basis	ASTM D 4239

### 2.2. CO<sub>2</sub> 배출계수 및 배출량 산정방법

석탄의 CO<sub>2</sub> 배출계수 및 배출량 산정은 사업장고유배출계수 개발 가이드라인에서 제시하고 있는 고체연료 연소의 온실가스 배출량 산정방법을 이용하였다(MOE, 2021). CO<sub>2</sub> 배출계수 및 배출량 산정식은 다음과 같다.

$$EF_{i,CO_2} = EF_{i,C} \times 3.664 \times 10^3 \quad (1)$$

$$EF_{i,C} = C_{ar,i} \times \frac{1}{EC_i} \times 10^3 \quad (2)$$

$EF_{i,CO_2}$  : 연료(i)에 대한 CO<sub>2</sub> 배출계수(kgCO<sub>2</sub>/TJ-연료)

$EF_{i,C}$  : 연료(i)에 대한 탄소 배출계수(kgC/GJ-연료)

3.664 : CO<sub>2</sub>의 분자량(44.010)/C의 원자량(12.011)

$C_{ar,i}$  : 연료(i) 중 탄소의 질량 분율(인수식기준, 0에서 1사이의 소수)

$EC_i$  : 연료(i)의 열량계수(연료 저위발열량, MJ/kg-연료)

$$E_{i,CO_2} = Q_i \times EC_i \times EF_{i,CO_2} \times f_i \times 10^{-6} \quad (3)$$

$E_{i,CO_2}$  : 연료(i)의 연소에 따른 CO<sub>2</sub> 배출량(tCO<sub>2</sub>)

$Q_i$  : 연료(i)의 사용량(ton-연료)

$EC_i$  : 연료(i)의 열량계수(연료 저위발열량, MJ/kg-연료)

$EF_{i,CO_2}$  : 연료(i)에 대한 CO<sub>2</sub> 배출계수(kgCO<sub>2</sub>/TJ-연료)

$f_i$  : 연료(i)의 산화계수(CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O는 미적용)

산화계수는 연료의 불완전연소로 회분에 남은 탄소를 제외하기 위함으로 식 (4)와 같이 산출한다.

$$f_i = 1 - \frac{C_{a,i} \times A_{ar,i}}{(1 - C_{a,i}) \times C_{ar,i}} \quad (4)$$

$C_{a,i}$  : 회분 중 탄소의 질량 분율(비산재와 바닥재의 가중 평균값)

$A_{ar,i}$  : 연료(i) 중 회분의 질량 분율(인수식기준)

$C_{ar,i}$  : 연료(i) 중 탄소의 질량 분율(인수식기준)

그러나 본 논문에서는 석탄의 연소 시 완전연소가 이루어진다는 가정하에 산화계수( $f_i$ ) 1을 적용하였다.

### 3. 연구결과

#### 3.1. CO<sub>2</sub> 배출계수 산정결과

본 연구의 자료수집 대상이 된 석탄발전소 3곳의 석탄 도입량은 2014년부터 2018년까지 큰 변화가 없었지만, 미

세먼지 및 온실가스 감축을 위하여 정부의 석탄발전에 대한 환경규제정책이 강화된 2019년 이후 급격히 감소하기 시작했다. 대상 석탄발전소 중 1곳(S.P)의 1,2호기가 노후 석탄화력 폐지정책에 따라 2021년에 폐지되었으며, 2019년부터 시행 중인 미세먼지 계절관리제 및 2021년 시행한 자발적 석탄발전 상한제 등의 영향으로 2021년 석탄 도입량은 도입량이 최고였던 2017년 대비 38.5% 감소하였다.

Table 4. The quantity of coal and analysis of calorific value, carbon content

(Unit : ten thousand ton, kcal/kg, %, as received)

Year	Quantity	Gross calorific value	Net calorific value	Carbon
2014	2,512	5,525	5,202	58.33
2015	2,663	54,89	5,174	57.32
2016	2,658	5,452	5,135	57.36
2017	2,743	5,395	5,078	56.60
2018	2,635	5,425	5,103	57.54
2019	2,460	5,558	5,239	58.03
2020	1,938	5,536	5,219	57.71
2021	1,686	5,498	5,182	56.96
Average		5,481	5,162	57.48
Standard deviation		56	57	0.56

도입된 석탄의 8개년도 평균 고위발열량(Gross calorific value)과 저위발열량(Net calorific value)은 각각 5,481 kcal/kg, 5,162 kcal/kg으로 분석되었으며, 연도별 표준편차는 각각 56 kcal/kg, 57 kcal/kg으로 연도별 발열량 차이는 크지 않은 것으로 나타났다. 8개년도 평균 탄소 함량과 연도별 편차는 57.48%, 0.56%로 분석되었으며, 저위발열량이 100 kcal/kg 증가할수록 탄소 함량은 0.67% 증가하는 것으로 나타났다.

Table 4의 평균 저위발열량과 탄소 함량을 바탕으로 산정한 8개년도 평균 탄소 및 CO<sub>2</sub> 배출계수는 각각 26.6 kgC/GJ, 97,462 kgCO<sub>2</sub>/TJ로 나타났다(Table 5). 8개년도 평균 CO<sub>2</sub> 배출계수는 2006 IPCC 가이드라인에서 제시하는 기타 역청탄(Other bituminous coal)과 아역청탄(Sub-bituminous coal)의

CO<sub>2</sub> 배출계수 기본값 94,600 kgCO<sub>2</sub>/TJ, 96,100 kgCO<sub>2</sub>/TJ 대비 3.03%, 1.42% 높았지만, 상한값 99,700 kgCO<sub>2</sub>/TJ, 100,000 kgCO<sub>2</sub>/TJ보다는 각각 -2.24%, -2.54% 낮게 산출되었다. 2006 IPCC 가이드라인에는 고위발열량 5,700 kcal/kg을 기준으로 석탄을 역청탄과 아역청탄으로 분류하고 있으며, 대부분의 석탄발전에서는 역청탄과 아역청탄을 일정 비율 혼합하여 사용하고 있다. 따라서 8개년도 평균 CO<sub>2</sub> 배출계수와 2006 IPCC 가이드라인과의 차이는 이러한 역청탄과 아역청탄의 혼합사용이 주된 원인으로 판단된다.

**3.2. 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 배출계수 및 배출량 산정결과**

앞서 설명한 바와 같이 석탄발전은 보일러의 연소성을 개선하고 대기오염물질의 배출허용기준 준수 등을 위해 다양한 특성의 석탄을 혼합하여 사용하고 있으며 이를 혼탄이라고 한다(KIPHRD, 2021). 혼탄은 발전소에서 요구하는 석탄 규격을 단일 석탄만으로 준수하기 어려워 특성이 다른 석탄을 두 종류 이상 혼합하여 연소하는 것으로,

특히 발열량은 혼탄 시 최우선 고려되는 특성이다. 따라서 석탄발전 운영과정에서의 온실가스 배출영향 분석을 위해서는 발전소에 도입되는 전체 석탄에 대한 평균 CO<sub>2</sub> 배출계수뿐만 아니라 각 발열량 범주에 대한 CO<sub>2</sub> 배출계수 분석이 필요하다. 이를 위해 이번 연구에서는 역청탄, 아역청탄 분류가 아닌 석탄 구매 및 발전소 운영과 관련성이 높은 개별소비세법 시행령 제2조를 기준으로 2014년부터 2021까지 도입된 석탄을 고열량탄, 중열량탄, 그리고 저열량탄으로 분류한 후 각 발열량 범주에 대한 CO<sub>2</sub> 배출계수 및 배출량을 산정하였다. 개별소비법에는 석탄의 저위발열량을 기준으로 5,500 kcal/kg 이상은 고열량탄, 5,000 kcal/kg 이상에서 5,500 kcal/kg 미만은 중열량탄, 5,000 kcal/kg 미만은 저열량탄으로 분류하고 있다(KLIC, 2022).

2014년부터 2021년까지 8개년도 발열량 범주별 도입 비중은 고열량탄 39.20%, 중열량탄 15.30%, 저열량탄 45.50%로 나타났다(Table 6). 각 발열량 범주별 평균 저위발열량은 고열량탄 5,853 kcal/kg, 중열량탄 5,291 kcal/kg, 저열량탄 4,524 kcal/kg으로 분석되었으며, 평균 탄소 함량은 고열량탄

Table 5. Comparison of CO<sub>2</sub> emission factor of this study and 2006 IPCC guideline

(Unit : kgC/GJ, kgCO<sub>2</sub>/TJ)

Category	2006 IPCC guideline (Lower, Upper : 95% confidence interval)						This study
	Other bituminous coal			Sub-bituminous coal			
	Default value	Lower	Upper	Default value	Lower	Upper	Average value
Carbon emission factor	25.8	-	-	26.2	-	-	26.6
CO <sub>2</sub> emission factor	94,600	89,500	99,700	96,100	92,800	100,000	97,462

Table 6. CO<sub>2</sub> emission factor of coal by calorific value category (2014 ~ 2021)

Category		Unit	High calorific coal	Medium calorific coal	Low calorific coal
Classification criteria (net calorific value)		kcal/kg	≥ 5,500	5,000~5,500	< 5,000
Proportion		%	39.20	15.30	45.50
Net calorific value	Average	kcal/kg	5,853	5,291	4,524
	Standard deviation	kcal/kg	214	148	422
Carbon	Average	%	63.68	58.59	51.77
	Standard deviation	%	2.96	2.47	4.66
Carbon emission factor		kgC/GJ	26.0	26.5	27.3
CO <sub>2</sub> emission factor		kgCO <sub>2</sub> /TJ	95,264	97,096	100,027

63.68%, 중열량탄 58.59%, 저열량탄이 51.77%로 나타났다. 이를 바탕으로 산정한 탄소배출계수는 고열량탄 26.0 kgC/GJ, 중열량탄 26.5 kgC/GJ, 저열량탄 27.3 kgC/GJ로 분석되었으며, CO<sub>2</sub> 배출계수는 고열량탄 95,264 kgCO<sub>2</sub>/TJ, 중열량탄 97,096 kgCO<sub>2</sub>/TJ, 저열량탄이 100,027 kgCO<sub>2</sub>/TJ로 나타났다. 고열량탄과 중열량탄은 2006 IPCC 가이드라인에서 제시한 기타 역청탄과 아역청탄의 CO<sub>2</sub> 배출계수 범위에 포함되는 반면, 저열량탄은 아역청탄의 CO<sub>2</sub> 배출계수 상한값 100,000 kgCO<sub>2</sub>/TJ 보다 0.03% 높게 산출되었다. 이는 저열량탄의 발열량 편차가 422 kcal/kg으로 커서 저열량탄의 일부가 갈탄(Lignite)에 포함된 영향으로 판단된다. 2006 IPCC 가이드라인에 따르면 고위 발열량 4,165 kcal/kg 미만의 석탄이 갈탄에 해당하며, 갈탄의 CO<sub>2</sub> 배출계수 기본값은 101,000 kgCO<sub>2</sub>/TJ이다.

산정된 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 배출계수를 바탕으로 전력생산량 당 CO<sub>2</sub> 배출량 변화를 분석하기 위해 원단위 배출량을 산정하였다. 산정된 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 원단위 배출량은 고열량탄 891.33 kgCO<sub>2</sub>/MWh, 중열량탄 908.47 kgCO<sub>2</sub>/MWh, 저열량탄 935.89 kgCO<sub>2</sub>/MWh으로 나타났으며, 8개년도 평균 발열량에 대해서는 911.89 kgCO<sub>2</sub>/MWh으로 분석되었다(Table 7). 이는 8개년도 평균 저위발열량 5,162 kcal/kg과 동일한 발열량의 석탄 대비 고열량탄 평균 저위발열량 5,853 kcal/kg과 동일한 발열량의 석탄을 사용할 경우 CO<sub>2</sub> 배출량이 2.26% 감소하며, 중열량탄 평균 저위발열량 5,291 kcal/kg과 같은 발열량의 석탄을 사용하면 CO<sub>2</sub> 배출량이 0.38% 감소하는 것을 의미한다. 반면 저열량탄 평균 저위발열량 4,524 kcal/kg과 같은 발열량의 석탄을 사용하면 CO<sub>2</sub> 배출량은 오히려 2.63% 증가하게 된다. 따라서 석탄발전 운영 시 저열량탄 대비 고열량탄의 비중을 확대할수록 CO<sub>2</sub> 배출량 감축을 유도할 수 있으며, 무탄소 전원 및 CCUS 기술 등이 적용되기 전까지 온실가스 감축을 위한 효과적인 수단이 될 수 있을 것으로 판단된다.

Table 7. CO<sub>2</sub> emission intensity by calorific value category

Category	Unit	High calorific coal	Medium calorific coal	Low calorific coal	Total
CO <sub>2</sub> emission intensity	kgCO <sub>2</sub> /MWh	891.33	908.47	935.89	911.89
Growth or Reduction rate	%	-2.26	-0.38	2.63	-

#### 4. 온실가스 감축을 위한 기술적, 정책적 제언

##### 4.1. 기술적 제언 : 석탄발전 대기오염 방지시설 성능개선

발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 원단위 배출량 분석결과에서 보는 바와 같이 고열량탄 비중 확대 방안은 온실가스 감축을 위한 효과적인 수단이 될 수 있다. 그러나 현 석탄발전에 고열량탄 확대 방안을 당장 적용하기에는 기술적인 제약이 있다.

석탄발전에서 미세먼지 주요 원인이 되는 유황, 질소 그리고 회분에 대하여 석탄의 발열량 범주별 각각의 함량 및 원단위 배출량을 분석한 결과를 나타낸 Table 8에서 발열량이 증가할수록 석탄 중 유황, 질소, 회분 함량 또한 증가하는 것을 알 수 있다. 유황의 경우 저열량탄의 평균 함량 0.36% 대비 고열량탄은 0.48%로 1.33배 높게 분석되었으며, 질소는 저열량탄의 평균 함량 0.88% 대비 고열량탄은 1.49%로 1.69배 높게 분석되었다. 특히 회분은 저열량탄의 평균 함량 5.39% 대비 고열량탄은 12.81%로 2.38배 높게 분석되었으며, 유황, 질소 함량보다 고열량탄과 저열량탄의 함량 차이가 상대적으로 높게 나타났다.

Table 8. Sulfur, nitrogen, ash content and emission intensity by calorific value category (2014 ~ 2021)

Category	Unit	High calorific coal	Medium calorific coal	Low calorific coal
Sulfur	Content	0.48	0.48	0.36
	Emission intensity	3.67	4.04	3.57
Nitrogen	Content	1.49	1.25	0.88
	Emission intensity	18.66	17.35	14.21
Ash	Content	12.81	8.59	5.39
	Emission intensity	48.92	36.28	26.63
Particulate matter	kgPM/MWh	35.03	26.71	19.93

석탄의 발열량 범주별 황산화물과 질소산화물, 회분의 배출량 분석을 위하여 CO<sub>2</sub> 원단위 배출량 산정기준과 같은 방식으로 각각에 대한 원단위 배출량을 산정하였다. 황산화물의 경우 저열량탄 원단위 배출량 3.57 kgSO<sub>2</sub>/MWh 대비 고열량탄은 3.67 kgSO<sub>2</sub>/MWh로 1.03배 높게 산출되었으며, 질소산화물은 저열량탄 원단위 배출량 14.21 kgNO<sub>2</sub>/MWh 대비 고열량탄은 18.66 kgNO<sub>2</sub>/MWh로 1.31배 높게 산출되었다. 그리고 회분은 저열량탄 원단위 배출량 26.63 kgAsh/MWh 대비 고열량탄은 48.92 kgAsh/MWh로 1.84배 높게 산출되었다. 이렇게 산출한 황산화물, 질소산화물 및 회분의 원단위 배출량을 이용하여 미세먼지(Particulate matter) 원단위 배출량을 산정했으며, 산정을 위해 Lim et al.(2020)이 활용했던 황산화물, 질소산화물 및 회분에 대한 미세먼지 전환계수로 0.345, 0.079, 0.66을 적용했다. 이렇게 산정한 미세먼지 원단위 배출량은 고열량탄 35.03 kgPM/MWh, 중열량탄 26.71 kgPM/MWh, 저열량탄 19.93 kgPM/MWh로 나타났으며, 저열량탄 대비 중열량탄은 1.34배, 고열량탄은 1.76배 높게 미세먼지를 배출하는 것으로 분석되었다.

이렇듯 석탄발전에서 전력생산 시 고열량탄 비중을 확대할수록 온실가스 감축에는 이점이 있지만, 미세먼지 배출량이 증가하는 부작용이 따르게 된다. 따라서 고열량탄 확대를 통한 온실가스 감축을 위해서는 석탄발전에서 운영 중인 탈황설비, 탈질설비 및 전기집진기와 같은 대기오염 방지시설의 성능개선이 반드시 선행되어야 할 것으로 판단된다. 이와 함께 대기오염 방지시설의 성능개선을 위해서는 Table 9와 같이 많은 예산이 소요되는 만큼 국내 발전사들의 적극적인 설비투자를 위한 정부의 정책적 지원 역시 함께 이루어져야 할 것이다.

Table 9. Cost of performance improvement of environmental facilities in coal power plants

Category	Unit	Power plant					Total
		A	B	C	D	E	
Number of units to be improved	-	10	2	2	2	2	18
Capacity	MW	6,040	1,000	1,000	1,600	1,000	10,640
Cost	billion won	462	97	168	235	300	1,262

(Source : e Korea Economic Daily, 2022)

#### 4.2. 정책적 제언 : 석탄에 대한 개별소비세 정책개선

현재 우리나라 대부분의 석탄발전에서 사용하는 석탄은 호주, 인도네시아, 미국, 러시아, 남아프리카공화국 및 콜롬비아 등의 국가에서 전량 수입하고 있으며, 일반적으로 석탄의 발열량에 따라 구매 가격이 결정된다. Fig. 1은 국제적으로 통용되는 고열량탄과 저열량탄의 대표적 가격지수인 GCI (Global coal index)와 ICI3 (Indonesian coal index)의 연도별 가격변화를 보여주고 있다. GCI는 호주에서 생산되는 저위발열량 6,000 kcal/kg의 석탄에 대한 가격지수이며(Globalcoal, 2022), ICI3는 인도네시아에서 생산되는 저위발열량 4,600 kcal/kg의 석탄에 대한 가격지수로(Argus, 2022) Fig. 1에서는 GCI와 ICI3의 가격 비교를 위해 ICI3를 GCI와 같은 저위발열량 6,000 kcal/kg에 대한 환산가격을 사용하였다.

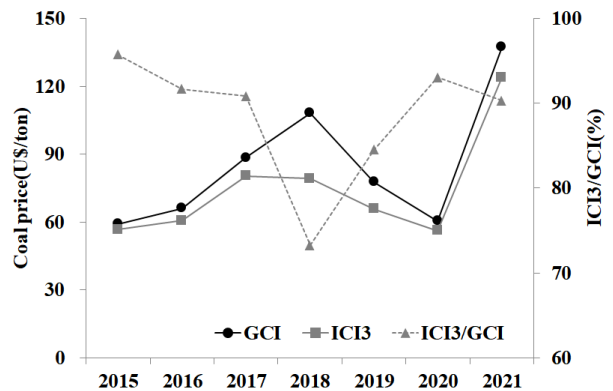


Fig. 1. Trend of global coal index (GCI) and Indonesian coal index (ICI3)

Fig. 1에서 보는 바와 2015년부터 2021년까지 ICI3는 GCI 대비 최소 73.23%, 최대 95.75%, 평균 88.48% 수준으로 저열량탄은 고열량탄보다 평균 12% 이상 가격이 낮게 형성되어 있음을 알 수 있다. Cho et al.(2018)에서 석탄발전의 연료비는 발전단가의 40%를 차지하고 있어, 석탄발전의 온실가스 감축을 위한 고열량탄 확대는 자칫 연료비 증가에 따른 전기요금 상승의 원인이 될 수 있다. 따라서 고열량탄 확대를 위해서는 저열량탄 대비 고열량탄의 가격 경쟁력이 필요하다.

석탄발전의 연료비는 석탄 가격, 해상운송비, 개별소비세 및 하역료 등의 기타 부대비로 구성되어 있으며, 각 항목이 연료비에서 차지하는 비중은 2021년 도입실적을 기준으로 석탄 가격이 51%로 가장 높고 개별소비세 36%,

Table 10. Comparison of fuel cost by calorific value category

Category		Unit	High calorific coal	Medium calorific coal	Low calorific coal
Net calorific value		kcal/kg	5,853	5,291	4,524
Coal price		US\$/ton	133.92	121.06	93.48
Freight		US\$/ton	14.91	14.91	10.69
Case 1	Individual consumption tax	won/kg	49	46	43
	Fuel cost	US/MWh	73.17	74.40	70.02
Case 2	Individual consumption tax	won/kg	43	43	43
	Fuel cost	US/MWh	71.17	73.30	70.02
Case 3	Individual consumption tax	won/kg	43	46	49
	Fuel cost	US/MWh	71.17	74.40	72.61

해상운송비 10% 그리고 그 외 항목들이 3%를 차지하고 있다. 여기서 개별소비세란 특정한 물품, 특정한 장소에서의 영업행위 등에 부과하는 것으로, 석탄에 대한 개별소비세는 에너지 가격구조 개선을 통한 전기 절약을 유도하기 위해 2014년 7월부터 시행되었으며, 2021년 기준 석탄에 대한 개별소비세는 고열량탄 49 원/kg, 중열량탄 46 원/kg, 저열량탄 43 원/kg이 부과되고 있다(KLIC, 2022). 이러한 연료비 구조 안에서 고열량탄이 가격 경쟁력을 갖기 위해서는 개별소비세에 대한 정책개선이 유력한 대안이 될 수 있다. 연료비 구성항목 중 석탄 가격과 해상운송비는 국제 상황에 따라 영향을 받기 때문에 인위적 조정이 불가능하지만, 개별소비세는 정책의 목적에 따라 조정이 가능하기 때문이다.

이에 석탄의 개별소비세 조정에 따른 발열량 범주별 연료비 분석을 시행하였다. 분석을 위한 조건으로 고열량탄과 중열량탄의 가격은 2021년 GCI 평균 가격에 대한 8개년도 평균 발열량의 환산가격을 적용했으며, 저열량탄의 가격은 2021년 ICI3 평균 가격에 대한 8개년도 저열량탄 평균 발열량의 환산가격을 적용했다. 그리고 고열량탄과 중열량탄의 해상운송비는 2021년 호주 평균 운송비를 적용했으며, 저열량탄의 해상운송비는 2021년 인도네시아 평균 운송비를 적용했다. 해상운송비를 다르게 적용한 것은 호주는 고열량탄과 중열량탄의 주요 공급국인 반면, 저열량탄은 대부분 인도네시아에서 공급되기 때문이다. 석탄의 개별소비세는 고열량탄 49 원/kg, 중열량탄 46 원/kg, 저열량탄 43 원/kg인 현행 기준(Case 1)과 발열량과 관계없이 43 원/kg인 기준(Case 2), 그리고 현행 기준을 반대로 한 고열량탄 43 원/kg, 중열량탄 46 원/kg, 저열량탄 49 원/kg인 기준(Case 3)을 적용하였다. 하역료 등 기타 부대비는 비중이 작아 이번 연료비 분석에서는 제외하였다.

Case 1의 조건에서 고열량탄과 저열량탄의 연료비는 각각 73.17 US/MWh, 70.02 US/MWh로 나타났으며, 고열량탄 연료비는 저열량탄 대비 4.50% 높게 분석되었다. Case 2의 조건에서 고열량탄과 저열량탄의 연료비는 각각 71.17 US/MWh, 70.02 US/MWh로 나타났으며, 고열량탄 연료비는 저열량탄 대비 1.65% 높게 분석되었다. Case 3의 조건에서 고열량탄과 저열량탄의 연료비는 각각 71.17 US/MWh, 72.61 US/MWh로 나타났으며, 고열량탄 연료비는 저열량탄 대비 1.98% 낮게 분석되었다. 이처럼 개별소비세 조정으로 고열량탄의 가격 경쟁력을 개선할 수 있으며, 이를 통해 고열량탄을 확대할 수 있는 여건을 마련할 수 있을 것으로 판단된다.

### 4.3. 효과분석

석탄발전에서 고열량탄 확대 시행 가능성을 판단하기 위해 온실가스 감축효과 및 기술적, 정책적 제언 사항을 고려하여 2014년부터 2021년까지 8개년도 평균 저위발열량 5,162 kcal/kg에서 발열량 범주별 고열량탄의 평균 저위발열량인 5,853 kcal/kg으로 발열량 상향에 대한 효과분석을 시행하였다. 먼저 분석을 위해 다음 사항들에 대한 조건을 설정하였다. 첫 번째 발전설비 용량은 현재 환경설비 성능개선 공사의 대부분을 차지하고 있는 500 MW 표준석탄화력발전소를 기준으로 하였으며, 발전소 운영률과 운영기간은 계획예방정비공사 및 미세먼지 계절관리제, 석탄발전 상한제 등을 고려하여 연간 운영률 80%로 10년간 운영하는 조건으로 설정하였다. 두 번째 환경설비 성능개선 공사비용은 성능개선의 목표, 현 환경설비의 수준, 대기오염물질 배출허용기준 및 총량규제와 같은 환경규제 등의 영향에 따라 그 차이가 큰 만큼 정확한 비용산

Table 11. An analysis on the effectiveness of high calorific coal expansion

Category		Unit	As-Is	To-Be	Difference
Net calorific value		kcal/kg	5,162	5,853	691
Capacity		MW	500	500	-
Utilization factor		%	80	80	-
Power generation		MWh	35,040,000	35,040,000	-
CO <sub>2</sub> emission factor		kgCO <sub>2</sub> /MWh	911.89	891.33	-20.56
CO <sub>2</sub> emissions		tCO <sub>2</sub>	31,952,626	31,232,203	-720,423
Operating cost	Cost of performance improvement	billion won	-	70	70
	Fuel cost		2,970	2,854	-116
	Total		2,970	2,924	-46

정에 한계가 있어, Table 9의 자료를 활용하여 발전소 호기 당 비용을 산정 및 적용하였다. 마지막으로 연료비는 8개년도 평균 저위발열량 5,162 kcal/kg과 발열량 범주별 고열량탄의 평균 저위발열량 5,853 kcal/kg에 대하여 Table 10의 Case 3 기준을 적용하였다.

이러한 조건을 바탕으로 10년간 석탄발전소를 운영할 경우 고열량탄 확대를 통해 온실가스 배출량을 720,423 tCO<sub>2</sub> 감축할 수 있는 것으로 분석되었다. 발전소 운영비용은 비록 환경설비 성능개선 공사비용으로 700억 원이 추가 소요되지만, 연료비가 1,160억 원 절감됨에 따라 전체 운영비용은 460억 원이 절감되는 것으로 분석되었다. 따라서 온실가스 감축을 위한 기술적, 정책적 요구사항이 반영될 경우 고열량탄 확대 방안의 시행 가능성을 높일 수 있을 것으로 판단된다. 다만 효과분석을 위한 조건들의 경우 석탄발전 운영 시 내·외부적 영향에 따라 변화됨에도 불구하고 10년간 일정한 값을 적용했다는 한계점을 가지고 있어, 정확한 분석을 위해서는 석탄발전 운영과 관련한 더 많은 조건들과 이에 대한 내·외부적 영향을 고려한 후속 연구가 필요하다.

## 5. 결론

2021년 발표된 정부의 2050 탄소중립 시나리오에는 2050년까지 석탄발전을 전면 중단하는 내용을 담고 있다. 아울러 2050년까지 잔존하는 석탄발전에 대해서 무탄소 전원으로 전환 및 온실가스 흡수·제거 기술 등을 통해 온실가스 감축을 계획하고 있다. 그러나 이러한 기술 등에 대한 정책, 기술 등의 여건이 아직 성숙되어 있지 않아 실

현까지는 상당한 기간이 소요될 것으로 판단된다. 이에 본 논문에서는 석탄의 발열량 범주별 CO<sub>2</sub> 배출계수 및 배출량 분석을 통하여 석탄발전 운영 시 온실가스를 감축할 수 있는 방안을 모색하고자 하였다.

석탄의 CO<sub>2</sub> 배출계수 및 배출량 분석을 위하여 국내 석탄발전소 3곳을 대상으로 2014년부터 2021년까지 도입된 석탄의 분석자료를 활용했다. 8개년간 도입된 석탄의 평균 저위발열량과 탄소 함량은 5,162 kcal/kg, 57.48%로 나타났으며, 평균 탄소배출계수 및 CO<sub>2</sub> 배출계수는 26.6 kgC/GJ, 97,462 kgCO<sub>2</sub>/TJ로 분석되었다.

석탄발전은 보일러의 연소성 개선 및 대기오염물질의 배출허용기준 준수를 위해 특성이 다른 석탄을 두 종류 이상 혼탄하여 사용하고 있으며, 발열량은 혼탄 시 최우선 고려하는 특성이다. 따라서 석탄발전 운영 시 온실가스 배출영향 분석을 위해서는 발전소에 도입되는 전체 석탄에 대한 평균 CO<sub>2</sub> 배출계수뿐만 아니라 각 발열량 범주에 대한 CO<sub>2</sub> 배출계수 분석이 필요하다. 이에 석탄에 적용되는 개별소비세를 기준으로 고열량탄, 중열량탄, 저열량탄의 세 범주로 분류한 후 각 발열량 범주에 대한 CO<sub>2</sub> 배출계수 및 원단위 배출량을 분석하였다. 발열량 범주별로 산정된 CO<sub>2</sub> 배출계수는 고열량탄 95,264 kgCO<sub>2</sub>/TJ, 중열량탄 97,096 kgCO<sub>2</sub>/TJ, 저열량탄 100,027 kgCO<sub>2</sub>/TJ로 나타났다. CO<sub>2</sub> 원단위 배출량은 고열량탄 891.33 kgCO<sub>2</sub>/MWh, 중열량탄 908.47 kgCO<sub>2</sub>/MWh, 저열량탄 935.89 kgCO<sub>2</sub>/MWh로 나타났으며, 8개년 평균 CO<sub>2</sub> 원단위 배출량 911.89 kgCO<sub>2</sub>/MWh와 비교 시 고열량탄은 -2.26%, 중열량탄 -0.38%, 저열량탄은 2.63% 차이를 보였다. 따라서 석탄발전 운영 시 고열량탄 비중을 확대



할수록 CO<sub>2</sub> 배출량을 감축할 수 있을 것으로 판단된다.

그렇지만 석탄발전이 있어 고열량탄 확대를 위해서는 다음 사항이 반드시 선행되어야 한다. 첫 번째는 고열량탄 확대 시 미세먼지 배출량 증가를 고려한 대기오염 방지시설의 성능개선이 이루어져야 한다. 석탄 중 미세먼지 원인이 되는 유황, 질소, 회분 함량을 분석한 결과 발열량이 증가할수록 각각의 함량 또한 증가하는 것으로 분석되었다. 분석한 유황, 질소, 회분 함량을 토대로 산출한 발열량 범주별 미세먼지 원단위 배출량은 고열량탄 35.03 kgPM/MWh, 중열량탄 26.71 kgPM/MWh, 저열량탄 19.93 kgPM/MWh로 나타났다. 저열량탄의 미세먼지 원단위 배출량 대비 중열량탄은 1.34배, 고열량탄은 1.76배 높게 분석되었다. 이처럼 온실가스 측면에서 고열량탄 확대는 유리한 점이 있지만, 미세먼지 관리에 있어서는 오히려 부정적 영향이 따르게 된다. 따라서 고열량탄 확대를 통한 온실가스 감축을 위해서는 석탄발전에서 운영 중인 대기오염 방지시설의 성능개선이 선행되어야 할 것으로 판단된다.

두 번째는 저열량탄 대비 고열량탄의 가격이 평균 12% 높은 상황에서 고열량탄의 가격 경쟁력 제고를 위해 석탄에 부과되는 개별소비세에 대한 정책개선이 필요하다. 석탄발전의 연료비에서 개별소비세 비중은 2021년 기준 36%를 차지하고 있어, 개별소비세에 대한 정책변화는 연료비에 큰 영향을 미치게 된다. 이에 개별소비세 조정에 따른 발열량 범주별 연료비를 분석한 결과, 고열량탄 49 원/kg, 중열량탄 46 원/kg, 저열량탄 43 원/kg의 현행 개별소비세 기준을 그대로 적용했을 경우 고열량탄 연료비는 저열량탄 대비 4.50% 높게 나타났으며, 발열량 범주별 개별소비세가 43 원/kg으로 같았을 때는 고열량탄 연료비가 저열량탄보다 1.65% 높게 나타났다. 반면 고열량탄 43 원/kg, 중열량탄 46 원/kg, 저열량탄 49 원/kg으로 현행 기준과 반대로 적용했을 경우 고열량탄 연료비는 저열량탄 대비 1.98% 낮게 분석되었다. 이처럼 석탄에 부과되는 개별소비세 조정으로 고열량탄의 가격 경쟁력을 개선할 수 있는 만큼, 개별소비세 시행 취지인 에너지 가격구조 개선을 통한 전기 절약 이외 온실가스 감축을 위한 하나의 수단이 될 수 있도록 정책개선이 요구된다.

국가의 탄소중립을 위한 석탄발전 감축 및 폐지 요구가 증대하고 있는 지금, 고열량탄 확대를 통한 온실가스 감축 방안은 국가 온실가스 감축 목표 달성에 있어 효과적인 수단이 될 수 있을 것으로 기대한다.

## References

- Argus. 2022. The Argus/Coalindo Indonesian Coal Index Report. [Accessed 2022 Apr 5]. <https://www.argusmedia.com/en/coal/argus-coalindo-indonesian-coal-index-report>
- 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.
- EKED (e Korea Economic Daily). 2022. Thermal Power Plant Environmental Facility Performance Improvement Project Status; [Accessed 2022 Jul 22]. [https://m.dnews.co.kr/m\\_home/view.jsp?idxno=202203251433016760814](https://m.dnews.co.kr/m_home/view.jsp?idxno=202203251433016760814)
- Globalcoal. 2022. Coal Market Report; [Accessed 2022 Apr 5]. <https://www.globalcoal.com/clientzone/coalMarketReport/>
- Interagency. 2021. 2050 Carbon Neutral Scenario; [Accessed 2022 Apr 5]. [https://www.2050cnc.go.kr/flexer/view/BOARD\\_ATTACH?storageNo=205](https://www.2050cnc.go.kr/flexer/view/BOARD_ATTACH?storageNo=205)
- IPCC. 2018. Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty; [Accessed 2022 Apr 5]. <https://www.ipcc.ch/sr15/download/>
- IPCC. 2006. The 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 2 : Energy, Chapter 2 : Stationary Combustion; [Accessed 2022 Apr 5]. [https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_2\\_Ch2\\_Stationary\\_Combustion.pdf](https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf)
- KLIC (Korea Law Information Center). 2022. Individual consumption tax law; [Accessed 2022 Apr 5]. <https://www.law.go.kr/%EB%B2%95%EB%A0%B9/%EA%B0%9C%EB%B3%84%EC%86%8C%EB%B9%84%EC%84%B8%EB%B2%95>
- KIPHRD (Korea Institute of Power Human Resource Development). 2021. Fuel management practice.
- Lim SY, Kim JH, Yoo SH. 2020. How Much Can the

Natural Gas-based Combined Heat and Power Reduce Secondary PM<sub>2.5</sub> Formation. Korea Environmental Policy and Administrations Society 28(1): 185-209.

MOE (Ministry of Environment). 2021. Guidelines for the development of workplace-specific emission factors; [Accessed 2022 Apr 5]. [https://ngms.gir.go.kr/cm/bbs/selectBoardArticle.do?bbsId=BBSMSTR\\_00000000031&nttId=2119](https://ngms.gir.go.kr/cm/bbs/selectBoardArticle.do?bbsId=BBSMSTR_00000000031&nttId=2119)

MOTIE (Ministry of Trade, Industry and Energy). 2020. 9th Basic Plan for Electricity; [Accessed 2022 Apr 5]. [http://www.motie.go.kr/common/download.do?fid=bbs&bbs\\_cd\\_n=81&bbs\\_seq\\_n=163670&file\\_seq\\_n=3](http://www.motie.go.kr/common/download.do?fid=bbs&bbs_cd_n=81&bbs_seq_n=163670&file_seq_n=3)