

무연탄 화력발전소의 이산화탄소 배출계수 개발

Development of Emission Factors for Greenhouse Gas (CO₂) from Anthracite Fired Power Plants in Korea

전의찬* · 명수정 · 정재학 · 이성호
사재환 · 노기환¹⁾ · 김기현 · 배위섭
세종대학교 지구환경과학과, ¹⁾광주보건대학 환경행정과
(2007년 3월 14일 접수, 2007년 8월 3일 채택)

Eui-Chan Jeon*, Soojeong Myeong, Jae-Hak Jeong, Sung-Ho Lee,
Jae-Whan Sa, Gi-Hwan Roh¹⁾, Ki-Hyun Kim and Wisup Bae
Department of Earth and Environmental Sciences, Sejong University,
¹⁾*Department of Environmental Administration, Gwangju Health College*
(Received 14 March 2007, accepted 3 August 2007)

Abstract

Although the anthracite power plant is an important source of greenhouse gas, research on this type of power plant has not been conducted much. The present study investigated the entire anthracite power plants in Korea and analyzed the emitted gas in connection with GC/FD and a methanizer in order to develop CO₂ emission factors. The study also sampled the anthracite to analyze the amount of carbon and hydrogen using an element analyzer, and to measure the calorie using an automatic calorie analyzer. The emission factors computed through the fuel analysis was 30.45 kg/GJ and that computed through the CO₂ gas analysis was 26.48 kg/GJ. The former is approximately about 15% higher than the latter. When compared the carbon content factors of anthracite with that of bituminous coal, the value of anthracite was 24% higher. Compared with IPCC values, the emission factors by the fuel was 14% higher, and that by the emitted CO₂ gas was about 1.2% lower. More research is needed on our own emission factors of various energy-consuming facilities in order to stand on a higher position in international negotiations regarding the treaties on climate changes.

Key words : Greenhouse gas, Anthracite, Emission factor

1. 서 론

2003년 현재 우리나라의 온실가스 총 배출량은

*Corresponding author.
Tel : +82-(0)2-3408-3968, E-mail : ecjeon@sejong.ac.kr

582.2백만 톤 CO₂이며, 이 중 이산화탄소 배출량은 510.7백만 톤 CO₂로써 전체 온실가스 배출량의 87.7%를 차지하고 있다. 또, 부문별로 살펴보면 에너지 부문에서의 온실가스 배출량이 481.4백만 톤 CO₂로서 전체의 82.7%를 차지하여(산업자원부 자원정책실, 2006) 에너지 부문이 온실가스의 주배출원임을

알 수 있다. 이러한 에너지부문의 온실가스 배출원에 대한 연구는 선진국을 중심으로 많이 진행되어 왔으나(Hondo, 2005; Hartikainen *et al.*, 2004; Kartha *et al.*, 2004; Wijayatunga *et al.*, 2004; Garcia and Zorraquino, 2002), 우리나라는 전의찬 등(2006)에 의한 연구가 있을 뿐 아직도 이 분야의 연구가 미미한 실정이다(Shin *et al.*, 2005).

따라서 우리나라의 경우 온실가스 배출통계를 산출할 때 IPCC Guideline(1996)에 따라 Tier 1 (simple method)의 기본 값을 적용하고, 일부 분야에서 Tier 2 방법론을 적용하고 있는 실정이다(표 1). 그러나 최근 발표된 IPCC Good practice guidance (IPCC, 2001)과 2006 IPCC Guideline (IPCC, 2006)에서는 각 국가의 고유값이 있는 경우에는 기본값에 앞서서 국가고유배출계수(country-specific emission factor)를 적용하도록 권고하고 있으며, 선진국에서도 이러한 고유값을 확보하는 방향으로 연구가 진행되고 있다(AGO, 2001; US EPA, 2000). 따라서 우리나라도 온실가스 배출원에 대한 고유 배출계수 마련이 시급한 실정이다.

무연탄을 연료로 사용하는 여러 시설 중 발전소가 차지하는 비중이 가장 크며, 무연탄 사용 발전소의

온실가스 배출계수에 대한 국내 연구는 거의 없는 실정이다. 따라서, 본 연구에서는 우리나라 고유 배출계수 마련의 기초 자료를 제공하기 위하여 무연탄을 사용하는 화력발전소를 대상으로 소비연료의 원소분석 및 열량분석에 의한 이산화탄소 배출계수와 배기가스 분석에 의한 이산화탄소 배출계수를 개발하였다.

2. 연구 방법

2.1 대상시설 선정

무연탄을 연료로 사용하는 2개소의 화력발전소를 본 연구의 대상 시설로 하였으며, 상세한 내용은 표 2와 같다. 시설용량은 ‘발전소 1’이 325,000 kW, ‘발전소 2’가 400,000 kW이며, 2005년 기준 발전량은 ‘발전소 1’이 1,579,184 MWh, ‘발전소 2’가 2,249,856 MWh였다. 대상시설에 설치된 대기오염물질 방지시설은 주로 입자상 물질과 황산화물(SO_x)을 제거하기 위한 시설로서, 1차 방지시설로는 대상시설 모두 전기집진장치 설치되어 있으며, 2차 방지시설로는 습식 탈황설비(‘발전소 1’) 및 여과집진기(‘발전소 2’)가 설치되어 있다.

Table 1. Types of IPCC Tier method-energy combustion and fugitive emission.

Simple methods Tier 1	Detailed methods Tier 2/3
CO ₂ Emission calculation method	Stationary combustion
-Reference Approach	-Recommended Methodology
-Emissions by Source Categories	-General Method
Non-CO ₂ Emission calculation method	Mobile combustion
Emission=Σ (EF _{ab} × Activity _{ab})	Emission=Σ (EF _{abc} × Activity _{abc})
EF=Emission factor (kg/TJ)	EF=Emission factor (kg/TJ)
Activity=Injection energy (TJ)	Activity=Injection energy (TJ)
a=Fuel type	a=Fuel type
b=sectors activity	b=sectors activity
	c=Technique patten

Source: KEMCO (2005. 3.)

Table 2. Electric capacity generating status of the anthracite fired power plants (2004. 1.1 ~ 12. 31).

Power plants	Electric capacity (kW)	Electric generation				Control device	
		Gross generation (MWh)	Load factor (%)	Net generation (MWh)	Plant factor (%)	1st	2nd
Plant 1	325,000	1,579,184	55.83	1,394,213	55.32	ESP	Wet scrubber
Plant 2	400,000	2,249,856	60.84	2,009,009	64.03	ESP	Filter house

Source: KEMCO (2005. 5.)

Table 3. Sampling date and conditions at anthracite fired power plants.

Plant name	Sampling date (Y/M/D)	Stack No.	Input fuel rate (ton/hr)	Electric generation (MWh)
Plant 1	04/02/26	1	27.00	80.00
		2	70.20	129.00
Plant 2	04/01/13	1	72.88	156.63
		2	74.63	165.88

2.2 시료채취 방법

발전소 굴뚝으로부터 배출되는 CO₂의 농도를 측정하고 배출계수를 산정하기 위해서는 배기가스의 유량, 온도, 수분량 등의 측정이 필요하다. 본 연구에서는 우리나라의 대기오염 공정시험방법 또는 이와 동등한 방법을 적용하여 CO₂ 시료채취 시의 배기가스 온도, 수분량, 유속, 압력, 기온 등을 측정하였다(환경부, 2004; Wight, 1994).

CO₂ 시료채취장치는 크게 시료채취부, 냉각장치, 포집부로 구성되어 있다. 일반적으로 배기가스는 10 m/sec 이상의 속도와 100°C 이상의 온도로 배출되므로, 시료채취관 및 시료채취용 배관 등은 이러한 유속과 온도에 견딜 수 있는 스테인레스강 재질로 제작하였다. 시료채취관 길이는 기본적으로 2.5 m의 크기로 제작하였으나, 굴뚝 내경에 따라 2개의 시료채취관을 연결하여 사용할 수 있도록 하였다. 또한, 시료채취관 및 도관의 부식과 수분 응축으로 인한 여과재의 막힘을 방지하기 위해 시료채취관은 전기가 열방식으로 약 120°C까지 가열하였다.

시료채취관을 굴뚝에 장착한 후 시료채취관의 온도가 약 120°C로 유지되면 시료채취장치인 Lung sampler를 연결하여 시료를 채취하였다. 시료채취는 1 L 용량의 Tedlar bag (SKC U.S)을 사용하였으며, 오차값을 줄이기 위한 방안의 하나로 매 시료채취 시 3개의 테들러 백에 시료를 연속적으로 각각 채취하였다. 연료의 시료는, 매 교체 시 Coal Center에서 탄종을 확인한 후 석탄아적장에서 보일러로 석탄을 공급하는 석탄운반 콘베이어를 확인하여 시료채취기를 작동하여 채취하였다. 상탄이 종료되면 운전된 콘베이어의 시료채취기에 모인 시료를 바닥에 쏟아서 수분 측정용 시료를 2단 채와 층별 채취 방법으로 신속하게 채취하였다. 나머지 시료를 원추사분법에 의해 측정하고 최종 측분은 인크리먼트 측정 방법으로

각 콘베이어 벨트별로 1 kg 정도 채취하였다. 연료채취는 각 발전소의 협조를 받았으며, 배기가스 시료채취 시와 동일한 시간대에 투입된 무연탄을 채취하도록 하였다.

2.3 배기가스 분석

2.3.1 CO₂ 분석

배기가스 중의 CO₂ 농도는 현장 측정과 함께 테들러 백을 이용하여 배기가스를 포집한 다음 실험실에서 분석하였다. CO₂ 농도의 현장 측정에는 휴대용 분석장치(Eurotron GreenLine MK2, Italy)를 이용하였으며, Stack-Sampler (SGS-1, Astek Korea)를 통하여 배기가스 온도, 동압, 산소농도를 동시에 측정하였다.

실험실에서의 CO₂ 농도 분석에는 GC-FID (Donam 6200, Korea)를 이용하였다. FID의 특성상 CO₂에 대한 검출감도가 없기 때문에, CO₂를 CH₄으로 전환시킬 수 있는 메타나이지(methanizer)를 장착하여 분석하였다. 분석대상의 시료 성분을 분리하기 위해 Porapak-Q컬럼(1.8 m 길이의 Stainless steel, 3.175 mm 외경, Restek사 제작)을 사용하였다. 오븐 온도를 80°C로 유지하고, 운반기체의 유량을 30 mL/min의 조건을 유지하면서, CO₂를 다른 기체성분과 분리되도록 하였다. 주입부, 메타나이지, 검출부의 온도는 각각 100°C, 350°C, 250°C로 하였고, 운반기체는 고순도 질소(99.99% 이상)를 사용하였다. 시료 주입은 1 mL 용량의 가스밀폐주사기(Hamilton, USA)를 이용하여 채취된 시료 0.5 mL를 분취한 후 직접 주입하는 방식을 이용하였다. 메타나이지가 장착된 GC-FID를 이용한 CO₂ 검량선은 그림 1에서 보는 바와 같이, $r^2=0.9996$ 으로 우수한 직선성을 확인하였다. 이산화탄소 분석의 정도관리는 선행연구(전의찬 등,

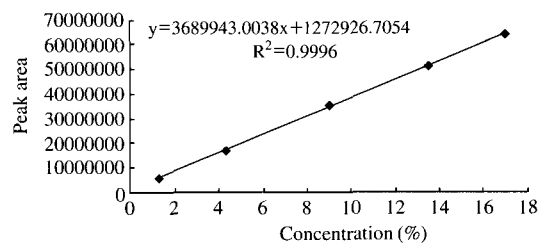


Fig. 1. CO₂ calibration curve using GC-FID with a methanizer.

2006; 정재학 등, 2006)에서 진행하였다.

2.3.2 배기가스 수분량 측정

굴뚝에서 배기가스 중 수분을 채취하기 위하여 수분량 채취장치(M-5, Astek Korea)와 전자저울(Ohaus adventurer, USA)을 사용하였다. 굴뚝에서 배출되는 배기가스의 온도는 일반적으로 100°C 이상이지만 채취과정에서 냉각되면서 배기가스 중 수분이 시료채취관에서 응축될 수 있다. 따라서 시료채취관에 열선을 설치하여 시료채취관의 온도를 120°C로 가열한 후 수분을 채취하였다. 수분량을 측정하기 위하여 원통형 흡수병에 흡습제로 입상 무수염화칼슘(Duksan, Korea)을 일정량 채운 후, 무게를 정량하고 CO₂ 시료채취에 사용된 시료채취관을 연결하였다. 이때 채취한 가스량은 수분채취장치에 장착된 적산유량계로 0.01 L까지 측정하였다. 시료채취가 끝난 후 흡수병의 마개를 닫고 채취 후 무게를 측정하였으며, 시료채취 전후 흡수병의 무게 차이와 채취유량 및 가스 온도를 적용하여 배기가스 중 수분량을 계산하였다.

2.4 무연탄 분석 방법

2.4.1 무연탄 원소 분석 및 발열량 분석

석탄이나 석유류와 같은 화석연료를 사용하는 과정에서 배출되는 온실가스(CO₂) 배출량 산정에는 연료 중 탄소의 함량이 매우 중요하므로 연료의 원소 분석이 반드시 필요하다. 또, IPCC의 기본배출계수(default)는 저위발열량을 기준으로 하고 있는데 고위발열량을 저위발열량으로 환산하기 위해서는 연료의 수분함량과 수소 함량에 대한 정보가 필요하다.

현장 시료채취 시 투입되는 무연탄을 일정량 채취하여 실험실에서 자동원소분석기(Thermo Finnigan-Flash EA 1112, USA)를 이용하여 탄소(C), 질소(N), 황(S), 수소(H) 등을 분석하였다. 사용된 컬럼은 길이 2m의 ParaQX 컬럼을 사용하였으며, 운반가스, 산소, Reference 가스의 유량은 각각 140 mL/min, 240 mL/min, 100 mL/min로 설정하였고, Furnace 온도와 오븐의 온도는 각각 900°C, 70°C로 설정하였다. 무연탄은 원소분석용 Container에 0.001 mg의 감도를 가진 정밀저울(Mettler Toledo-MX5, Switzerland)을 이용하여 1.5~2.0 mg을 0.001 mg까지 정량하여 자동주입장치를 이용하여 주입하였다.

무연탄 시료의 발열량은 실험실에서 자동열량분석

기(IKA-C2000, Germany)로 분석하였다. 주입 시료는 0.0001 g의 감도를 가진 전자저울(Mettler Toledo-AB204S, Switzerland)을 이용하여 0.0001 g까지 정확히 정량하였다. 열량분석기의 수온은 수온조절장치(KV-500, Germany)를 이용하여 25°C로 설정하여 Isoperibolic Mode로 분석하였다. 열량분석기에 사용된 냉각수는 초순수 제조장치(Duplex-150H, Korea)를 사용하여 제조하였다. 무연탄 발열량 분석의 재현성은 발열량 분석의 표준시료인 Benzoic acid(IKA, 열량 6,329±4.78 cal/g)를 5회 반복 분석하여 평가하였는데, 표 4에서 보는 바와 같이 상대표준오차(RSE) 0.008로 매우 우수한 재현성을 보이고 있다. 또한, 원소 분석의 재현성 평가 결과도 표 5에서 보는 바와 같이 절대값의 차(absolute difference)가 BBOT(2,5-bis(5-tert-butyl-benzoxazolyl) thiophene)를 샘플로 하였을 경우 탄소는 0.10~0.37%, 수소의 경우는 0.15~0.25%이었으며, Sulfanilamide를 샘플로 하였을 경우 탄소는 2.04%, 수소는 0.25%로서 우수한 재현성을 나타냈다.

석탄의 경우 석유, 가스 등 다른 연료와 달리 수분과 재 성분을 갖고 있으므로, 포함되는 수분의 상태에 따라, 발열량이 인수식, 기건식, 건식발열량으로 구분된다(에너지관리공단, 2006). 특히, 인수식 발열량은 무역 거래 시 계약의 근거가 되는 기준으로서, 우리나라의 석탄 물동량 통계의 기준으로 사용된다. 기건식 발열량은 KS(한국공업규격)의 연료/원료의 발열량 표시의 기준이 되는 발열량이며, 인수식 상태의 시료에서 부착수분을 제외시켜 산정한다. 건식 발열량은 기건식 발열량에서 고유수분을 제외시켜 산

Table 4. Repeatability test of calorific analysis using benzoic acid.

Times	Mass of benzoic acid (g)	Calorific value (kcal/kg)
1	0.9998	6,316
2	0.9994	6,315
3	1.0002	6,317
4	0.9993	6,315
5	0.9989	6,314
Mean		6,315
S.D.		1.14
RSD (%)		0.018
S.E.		0.5
RSE (%)		0.008

Table 5. Repeatability of element analysis for carbon (C) and hydrogen (H) in coal.

Times	Sample type	Injection weight (mg)	Element content (%)	
			C	H
1	BBOT	1.686	72.53	6.09
	Unknown ⁺	1.832	72.90	6.24
	Absolute difference (%)		0.37	0.15
2	BBOT	1.686	72.53	6.09
	Unknown	1.832	72.63	5.84
	Absolute difference (%)		0.10	0.25
3	Sulfanilamide	1.634	41.84	4.68
	Unknown	1.376	43.88	4.65
	Absolute different (%)		2.04	0.25

⁺ 'unknown' means BBOT and Sulfanilamide without element content.

정하며, 발전소 효율을 산정할 때 쓰이는 기준이 된다. 본 연구에서는 전식 발열량을 분석하여 기전식, 인수식으로 환산하였다.

2.5 배출계수 산정

CO₂ 배출계수는 IPCC에서 제안한 연료 분석 결과를 이용한 방법 (IPCC, 1996)과 함께, 배기가스의 농도를 분석하여 산정하는 방법을 이용하여 산정하였다.

연료 분석 결과를 이용한 배출계수는 표 6에서 보는 바와 같이 5 단계의 work-sheet를 이용하여 산정하였다. 1 단계에서는 CO₂ 배출량에 가장 큰 영향을 미치는 탄소(C) 함량과 총수분량 그리고 수소(H) 함량 및 수분 값을 조사한다. 2 단계에서는 연료의 열량, 연료 소비량 및 전력 생산량을 조사하고 단위를

Table 6. Step by step calculation work-sheet for CO₂ emission factor.

Step 1 (Fuel data)						
Item	Carbon of fuel (as received basis)	Carbon of fuel (air-dried basis)	Carbon of fuel (dry basis)	Total moisture	Inherent moisture	Hydrogen
Sub-item	A		①	②	③	④
Unit	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Calculation	① × (100 ÷ (100 + ②))					
Step 2 (Raw data)						
Item	Gross calorific value	Net heating value	Fuel consumption	Electric power	Heating output	
Sub-item	B	C	D	E	F	
Unit	(kcal/kg)	TJ/ton	ton/hr	MWh	TJ/hr	
Calculation	([B - {6 × (9 × ④ + ③)}] × 4.18) × 10 ⁻⁶					
	C × D					
Step 3 (Emission)						
Item	Carbon emission factor	Carbon emission	Fraction of carbon oxidized	Real carbon emission		
Sub-item	G	H	I	J		
Unit	ton C/TJ	Gg/hr		Mg/hr		
Calculation	(A ÷ 100) ÷ C	F × G × 10 ³		H × I × 1000		
Step 4 (Carbon dioxide emission factor)						
Item	Real CO ₂ emission factor	CO ₂ emission factor				
Sub-item	K	L	M	N		
Unit	Mg/hr	Mg/TJ	Mg/ton	Mg/MWh		
Calculation	J × (44/12)	(K ÷ F)	(K ÷ D)	K ÷ E		
Step 5 (Carbon emission factor)						
Item	C emission factor					
Sub-item	O	P	Q	R		
Unit	Mg/hr	Mg/ton	Mg/MWh	kg/GJ		
Calculation	H × I	M × (12/44)	N × (12/44)	L × (12/44)		

표준화하는 과정으로, 고위발열량으로 분석된 값을 저위발열량으로 환산한다. 여기서 열량의 단위는 TJ로 환산하고, 연료소비량을 조사한다. 3 단계에서는 1, 2 단계에서 계산한 탄소함량 및 저위발열량에 IPCC에서 제안하는 산화율을 적용하여 실제 탄소배출량을 산정하고, 4 단계에서는 탄소배출량에 44/12를 곱하고 활동도(에너지 투입량, 연료 사용량 및 전력 생산량)로 나누어 활동도에 따른 CO₂ 배출계수를 산정한다. 5 단계는 탄소배출계수를 산정하는 과정으로 4 단계에서 계산한 활동도별 CO₂ 배출계수를 이용하여 탄소배출계수를 산정한다.

배기가스 중 CO₂ 농도 분석에 의한 배출계수 산정 과정은 표 7에서 보는 바와 같으며 이를 단계별로 살펴보면 다음과 같다. 1 단계에서는 굴뚝에서 배출되는 CO₂ 농도와 배기가스 유량을 조사한다. 2 단계는 소비 연료의 에너지 사용단위의 표준화 과정으로, 열량단위를 TJ로 하여 저위발열량으로 표준화한 후

연료의 투입량, 에너지 소비량, 열량 투입량을 조사하고, 3 단계에서는 CO₂ 배출량 및 탄소 배출량을 산정한다. 4 단계에서는 CO₂ 배출계수를 산정하고, 5 단계에서는 4 단계의 CO₂ 배출계수를 이용하여 탄소배출계수를 산정하게 된다. 각 발전시설의 전력 생산량은 조금씩 다를 수 있으므로 시료채취시와 동일한 조건으로 운전된다고 가정하였고, 배출계수 산정에는 발전시설의 호기별 전력생산량(한국전력공사, 2005)을 적용하였다.

3. 결과 및 고찰

3.1 대상 발전소의 연료 특성

각 발전소에서 사용되는 무연탄의 공업분석과 원소분석 결과는 표 8과 같다. 탄소는 건식기준으로 62.3~68.2%의 분포를 보이고 있으며, 수소는 최저 1.12%, 최고 3.06%의 구성성분비를 보이고 있는 것

Table 7. Step by step calculation work-sheet of emission factor by CO₂ measurement.

Step 1 (Carbon dioxide concentration)				
Item	Volume concentration	Mass concentration	Flow rate	
Sub-Item	A	B	C	
Unit	%	kg/m ³	m ³ /hr	
Calculation	$A \times (44 \div 22.4) \times \{(273) \div (273 + t^{\circ}\text{C})\}$			
Step 2 (Raw Data)				
Item	Lower heating value	Fuel consumption	Energy consumption	Heating output
Sub-Item	D	E	F	G
Unit	TJ/ton	ton/hr	toe/yr	TJ/hr
Calculation	$D \times E$			
Step 3 (Emission)				
Item	Carbon dioxide emission	Carbon emission	Carbon emission	
Sub-Item	H	I	J	
Unit	kg/hr	ton/yr	Gg/hr	
Calculation	$B \times C$	$H \times 24 \times 365$	$H \times (12 \div 44) \div 10^3$	
Step 4 (Carbon dioxide emission factor)				
Item	Carbon dioxide emission factor			
Sub-Item	K			
Unit	Mg/ton			
Calculation	$H \div E$			
	L			
	Mg/TJ			
	$H \div G$			
Step 5 (Carbon emission factor)				
Item	Carbon emission factor			
Sub-Item	M			
Unit	kg/GJ			
Calculation	$L \times (12 \div 44) \div 10^3$			
	N			
	tC/ton			
	$K \times (12 \div 44) \div 10^3$			

으로 조사되었다. 공업분석에 의해 분석된 휘발성분과 고정탄소의 경우 각 발전소 별로 1.5~2배의 차이를 보이고 있으며, 고유수분은 3.7~4.4%로서 별 차이를 보이지 않았다. 재의 경우에도 대상시설에 따라 조금씩 차이를 보이는 것으로 조사되었다. 공업분석 결과를 선행연구(전의찬 등, 2006)와 비교하여 살펴보면, 고정탄소의 경우 유연탄과 무연탄이 유사하게 나타났으며, 휘발분의 경우 무연탄이 유연탄에 비하여 약 1/10~1/5 정도로 낮게 나타남을 알 수 있었다. 무연탄의 휘발분이 낮게 나타난 것은 탄화도가 높아 휘발성 물질의 함량이 낮게 함유된 특성 때문이다(에너지관리공단, 2005).

문이다(에너지관리공단, 2005).

발열량을 측정된 결과, 건식 발열량은 대상시설에 따라 5,078~6,000 kcal/kg을 보이고 있으며, 고유수분을 적용하여 산정된 기건식의 경우에는 4,868~5,800 kcal/kg, 전수분을 적용한 인수식의 경우에는 4,658~5,618 kcal/kg으로 산정되었다. 발열량을 IPCC에서 제시한 발열량과 비교하여 그림 2에 나타내었는데, IPCC 발열량에 비하여 인수식은 IPCC값의 71.9%, 기건식은 약 75.3%, 건식은 78.7% 정도의 값을 보였다.

Table 8. Results of proximate and elemental analysis of anthracite sampled at the power plants.

	Proximate analysis (air-dried basis) (%)				Elemental analysis (dry basis) (%)	
	IM	Ash	VM	FC	C	H
Plant 1-1	4.12	36.53	3.85	55.50	62.26	1.12
Plant 1-2	3.96	36.97	4.11	54.96	62.26	1.12
Plant 2-1	4.42	30.48	7.16	57.94	65.35	1.46
Plant 2-2	4.42	30.47	7.17	57.94	65.35	1.46

IM: Inherent Moisture; VM: Volatile Matter; FC: Fixed Carbon; HHV: Higher Heating Value

3.2 CO₂ 배출 특성

대상시설별 CO₂ 배출 농도 및 배기가스 온도, 수분, 배출량 등의 분석결과는 표 9에서 보는 바와 같다. CO₂ 최고농도는 ‘발전소 2’의 13.71%였으며, 전체 시설의 평균 배출농도는 11%로 조사되었다. ‘발전소 1-1’의 경우, 연료 중 탄소의 산화율이 거의 100%인 것을 감안할 때 비정상적으로 낮은 값으로 판단되어 배출계수 산정시에는 ‘발전소 1-1’의 데이터는 제외하였다.

시료채취 시 측정된 배기가스 온도를 살펴보면, 가장 높은 온도는 ‘발전소 2-1’의 151.4°C, 가장 낮은 온도는 ‘발전소 1’의 90.60°C로서 약 60.8°C의 차이를 나타내었다. 배기가스 중의 수분량은 연소과정에서 발생하는 황산화물을 제거하기 위한 습식탈황시설을 설치한 곳과 설치하지 않은 곳이 큰 차이를 보였는데, 탈황시설이 설치된 ‘발전소 1’은 84.1 g/m³, 탈황시설이 없는 ‘발전소 2’는 63.81 g/m³으로 나타났다.

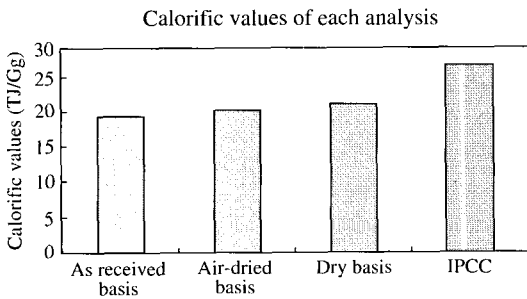


Fig 2. Comparison of calorific values by this study and IPCC. These values are based on fuel analysis.

3.3 무연탄 화력발전소의 CO₂ 배출계수 산정

무연탄을 사용하는 화력발전소에서의 CO₂ 배출계수를 연료 분석방법 및 배출농도 분석방법으로 산정하였다. 연료 분석에 의한 CO₂ 배출계수는 탄소배출량과 산화율 그리고 발전량을 이용하여 산정하였고,

Table 9. CO₂ concentration and exit condition of exhaust gas from stacks in the anthracite fired power plants.

Stack no. of plants	CO ₂ concentration (%)					Temperature (°C)		Moisture (g/m ³)	Flow rate (m ³ /hr)
	Mean	S.D	Min.	Max.	N	Stack	Ambient		
Plant 1-1	6.52	0.24	6.18	6.88	9	90.60	26.00	84.5	292,404
Plant 1-2	11.49	0.51	10.64	12.12	9	90.60	26.00	84.1	579,652
Plant 2-1	13.71	2.73	10.00	16.44	9	151.40	32.00	63.8	566,898
Plant 2-2	12.48	1.18	10.46	13.48	9	151.00	32.00	63.8	626,667

Table 10. CO₂ and C emission factors of anthracite fired power plants in various studies.

	C emission factor (kg/GJ)		CO ₂ emission factor (kg/TJ)		
	Fuel analysis	CO ₂ analysis	Fuel analysis	CO ₂ analysis	
This study	As received basis	30.45	26.48		
	Air-dry basis	29.08	25.28	111,667	97,099
	Dry basis	27.81	24.18		
	IPCC (2006) ¹⁾	26.8	-	98,300	-
	US EPA (2002) ²⁾	-	-	97,500	-

¹⁾Estimation from secondary fuels/products of energy part.

²⁾1999 U.S. average of coal electric power plant.

CO₂ 배출농도 분석에 의한 배출계수는 CO₂의 배출농도 및 TMS의 배출유량과 발전량을 이용하여 산정하였다. 산화율은 IPCC (IPCC, 2006)에서 제시한 1.0을 적용하였다. 연료 분석 및 배출농도 분석에 의한 탄소배출계수는 인수식 발열량을 기준으로 산정하였다.

연료 분석에 의한 탄소배출계수는 30.45 kg/GJ로서 배출농도 분석 결과를 적용한 탄소배출계수 26.48 kg/GJ 보다 약 15% 높게 산정되었다(표 10).

유연탄 화력발전소에 대한 선행 연구 결과 (전의찬 등, 2006)와 비교해 보면, 연료 분석에 의한 탄소배출계수는 무연탄 화력발전소가 30.45 kg/GJ, 유연탄 화력발전소가 24.6 kg/GJ로서, 무연탄 화력발전소가 약 24% 높게 나타났다. 또 배출농도 분석에 의한 경우는 무연탄 화력발전소가 26.48 kg/GJ, 유연탄 화력발전소가 23.8 kg/GJ로서 무연탄이 유연탄보다 11% 높게 나타났다. 본 연구에서 산정된 탄소배출계수와 국외의 탄소배출계수를 비교해 보면, IPCC에서 기본 배출계수로 제시하고 있는 26.8 kg/GJ와 비교하여, 연료분석에 의한 탄소배출계수는 약 14% 높게 산정되었으나, CO₂ 분석에 의한 배출계수는 약 1.2% 낮게 산정되었다. 또한, 연료 분석에 의한 CO₂ 배출계수를 IPCC가 제시한 값 98,300 kg/TJ과 비교하면 14% 정도 높고 US EPA (2002)에서 제시한 97,500 kg/TJ과 비교하면 본 연구결과가 약 15% 정도 높은 것으로 나타났다. CO₂ 배출농도 분석에 의한 CO₂ 배출계수는 97,099 kg/TJ로서 IPCC의 기본값보다 1.2% 정도 낮았다.

4. 결 론

본 연구에서는 국내 온실가스 배출량의 약 84%를

차지하는 발전부분 중 무연탄을 연료로 사용하는 2개의 발전소를 대상으로 연료 분석과 굴뚝에서의 CO₂ 배출농도 분석 결과를 이용하여 CO₂ 배출계수를 산정하였다. 연료분석 결과 대상시설에 따라 전식 발열량은 5,078~6,000 kcal/kg으로 나타났으며, 고유수분을 적용하여 산정된 기전식 발열량의 경우에는 4,868~5,800 kcal/kg, 전수분을 적용한 인수식 발열량의 경우에는 4,658~5,618 kcal/kg으로 산정되었다. 배기가스 중 CO₂ 농도를 분석한 결과 대상시설 전체의 평균 배출농도는 약 11.05%로 조사되었다. 연료 분석에 의한 인수식 발열량 기준 탄소배출계수는 30.45 kg/GJ로, 배기가스의 CO₂ 농도 분석에 의한 배출계수 26.48 kg/GJ보다 약 15% 높게 나타났다. 또, 연료분석에 의한 무연탄 화력발전소의 탄소배출계수를 유연탄 화력발전소와 비교하면, 무연탄 화력발전소의 경우가 약 24% 정도 높은 값은 갖는 것으로 밝혀졌다. 본 연구에서 산정된 무연탄 화력발전소의 배출계수는 IPCC의 기본 탄소배출계수 26.8 kg/GJ 보다 연료 분석에 의한 배출계수는 약 14% 높게 나타났고, 배출농도 분석에 의한 배출계수는 약 1.2% 낮게 산정되었다. 앞으로 기후변화협약 관련 국제협상에서 우리나라가 우위를 점하기 위해서는 다양한 연료와 에너지 소비시설을 대상으로 우리나라 고유의 배출계수를 개발하는 연구가 보다 활성화되어야 할 것이다.

감사의 글

본 연구는 산업자원부/에너지관리공단 지정 기후변화협약 특성화 대학원 운영 및 연구 사업으로 수행되었습니다.

참 고 문 헌

- 산업자원부 자원정책실(2006) 자원에너지 주요통계, 53-56.
- 에너지관리공단(2005) 업종별 기업 온실가스배출량 산출지침 및 양식개발.
- 에너지관리공단(2006) 국내 석탄류 시료채취 및 분석실험.
- 정재학, 임호수, 김기현, 배위섭, 전의찬(2006) 온실가스 기기 분석의 정도관리를 위한 고려사항 연구-CH₄과 CO₂를 중심으로-, 한국대기환경학회지, 22(5), 712 - 718.
- 전의찬, 사재환, 이성호, 정재학, 김기현, 배위섭(2006) 에너지사용시설의 온실가스 배출 특성 연구-유연탄 화력발전소의 이산화탄소를 중심으로-, 한국대기환경학회지, 22(1), 107-116.
- 한국전력공사(2005) 한국전력통계 (2004년).
- 환경부(2004) 대기오염공정시험법.
- AGO(2001) Technical guidelines (Generator efficiency standards) version 1.2, Australian Greenhouse Office, 14-33.
- Garcia, I. and J.V.M. Zorraquino(2002) Energy and environmental optimization in thermoelectrical generating processes-application of a carbon dioxide capture system, Energy, 27, 607-623.
- Hartikainen, T., J. Lehtonen, and R. Mikkonen(2004) Reduction of greenhouse-gas emissions by utilization of superconductivity in electric-power generation, Applied energy, 78, 151-158.
- Hondo, H.(2005) Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case, Energy, 30, 2042-2056.
- IPCC (1996) Revised 1996 IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories.
- IPCC (2001) Good practice guidance and uncertainty management in national greenhouse gas inventories.
- IPCC (2006) 2006 IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories.
- Kartha, S., M. Lazarus, and M. Bosi (2004) Baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector, Energy Policy, 32, 545 -566.
- Shin, H.C., J.W. Park, H.S. Kim, and E.S. Shin (2005) Environmental and economic assessment of landfill gas electricity generation in Korea using LEAP model, Energy Policy, 33, 1261-1270.
- US EPA (2000) Carbon dioxide emissions from the generation of electric power in the united states.
- US EPA (2002) Greenhouse gas (GHG) verification guideline series-Natural gas-fired microturbine electrical generators, 2-31.
- Wight, G.D. (1994) Fundamentals of air sampling, Lewis Publishers, 135-184.
- Wijayatunga, P.D.C., W.J.L.S. Fernando, and R.M Shetha (2004) Impact of distributed and independent power generation on greenhouse gas emission: Sri Lanka, Energy conversion and management, 45, 3193-3206.