

연구논문

우리나라 B-C유 사용 발전시설의 온실가스 배출계수 개발

김진수 · 이시형 · 명수정* · 정재학 · 이성호 · 김기현 · 배위섭 · 전의찬

세종대학교 지구환경과학과, 한국환경정책·평가연구원*

(2007년 9월 7일 접수, 2009년 4월 1일 승인)

Development of Greenhouse Gas Emission Factor of B-C Oil Fired Power Plants in Korea

Jinsu Kim · Seehyung Lee · Soojeong Myeong* · Jae-Hak Jeong ·
Seongho Lee · Ki-Hyun Kim · Wisup Bae · Eui-Chan Jeon

Department of Earth and Environmental Sciences, Sejong University, Korea Environment Institute*

(Manuscript received 7 September 2007; accepted 1 April 2009)

Abstract

In order to provide fundamental data for developing greenhouse gas emission factor, we investigated power plants in Korea using B-C oil as Energy source. The power plant is a major source of greenhouse gases among the sectors of fossil fuel combustion, thus information of its emission factors is very essential to the establishment of control strategies for the greenhouse gas emissions. The caloric value of fuel was analyzed using calorimeter and the calorific value was 10,419 kcal/kg. The CO₂ concentration of flue gas and elemental analysis were conducted using GC-FID and elemental analyzer. The CO₂ emission factors from fuel analysis was 75,410 kg/TJ and that from CO₂ gas analysis was 94,265 kg/TJ. When compared with IPCC values, the emission factors by the fuel analysis was 2.5% lower, and that by CO₂ gas analysis was about 21.85% higher.

Keywords : Greenhouse gas, B-C oil, Emission factor

I. 서론

우리나라는 경제규모로 세계 10위, 국제교역규모로 세계 12위로 성장할 정도의 빠른 경제 발전을 이루었다.

그러나 다른 한편으로는 온실가스 배출량 세계 9위라는 온실가스 다배출국이기도 하다(IEA/OECD, 2006). 2005년에 발효된 교토의정서에 대응하여 전세계 국가들이 온실가스 배출 감축을 위한 국가적 대응 전략을 수립하고 있으며, 이미 선진국들은 자국의 실정에 맞는 고유의 배출계수를 개발하고 있다. 그러나 우리나라는 국가고유배출계수가 없기 때문에 IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) Guideline에서 권고하는 기본 값(default value)을 적용하여 온실가스 배출량을 산정하고 있다. 따라서 우리나라도 우리 실정에 맞는 고유의 온실가스 배출계수 개발이 절실히 필요하다.

2004년 우리나라 온실가스 배출량은 총 590.6백만톤 CO₂이며, 그 중에서 CO₂ 배출량은 518백만톤 CO₂으로, 전체의 87.7%를 차지하고 있다. CO₂ 배출량 중 에너지 부문 배출량은 482.5백만톤 CO₂로 온실가스 전체 배출량의 81.7%를 차지하고 있고, 석유가 차지하는 비중은 43.9%이며, 석탄은 42.4%로 석유가 석탄보다 1.5% 높다. Table 1에서와 같이 B-C유는 우리나라 총 석유 소비의 13.4%를 차지하고 있으며, 또한 총 B-C유 소비 중 30.8%를 차지할 정도로 비중이 높다(에너지경제연구원 2005).

본 연구에서는 국내의 발전부문에서 B-C유를 사용하는 화력발전소를 대상으로 온실가스(CO₂) 배출계수를 개발하고, 개발된 배출계수를 토대로 IPCC에서 제시하는 배출계수와 비교·분석하였다.

II. 연구방법

1. 대상시설 선정

우리나라에서 B-C유를 연료로 사용하는 발전소는 총 6개소이며, 본 연구에서는 Table 2에서 보는 바와 같이 6개소의 발전소를 전수조사 하였다. 각 발전소의 시설용량을 보면, 발전소 I이 가장 작은 60,000 kW였고, 발전소 VI가 가장 큰 1,800,000 kW였다. 또한 2004년 기준, 연간 발전량은 발전소 I이 가장 적은 388,845 MWh였고, 발전소 VI가 가장 많은 7,454,468 MWh였다(한국전력통계, 2005).

Table 2. B-C유를 사용하는 6개 발전소의 시설용량 및 연간발전량 (2004년)

	시설용량 (kW)	연간발전량 (MWh)
발전소 I	60,000	388,845
발전소 II	528,600	2,163,676
발전소 III	1,400,000	3,453,124
발전소 IV	160,000	1,106,373
발전소 V	400,000	1,799,571
발전소 VI	1,800,000	7,454,468

* 한국전력통계 (2005)

2. 배출계수 개발 방법

CO₂ 배출계수는 IPCC에서 제안하는 연료 분석 결과를 이용한 '연료분석 방법' (Revised IPCC, 1996)과 연소가스의 농도를 측정하여 산정하는 '연소가스 측정 방법' 2가지를 이용하여 산정하였다. '연료분석 방법'으로 배출계수를 산정하는 과정에 필요한 산화율은 IPCC에서 제시하는 산화율 '1'을 적용하였다(2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2, P. 1-20, Table 1-3).

Table 1. 1986~2004년간 석유소비량과 B-C유 및 전환부문 B-C유 소비량*

(단위 : bbl)

연도	전환부문 B-C유 소비량(A)	총 B-C유 소비량(B)	총 석유소비량(C)	A / B (%)	B / C (%)
1986년	19,786	64,796	200,591	30.5	32.3
1990년	27,953	104,547	356,349	26.7	29.3
1995년	56,888	162,794	677,210	35.0	24.0
2000년	39,163	125,319	742,557	31.3	16.9
2004년	31,055	100,968	752,329	30.8	13.4

* 에너지 통계연보 (2005)

1) 연료 분석 배출계수 개발

(1) 배출계수 개발 절차

‘연료 분석 배출계수 개발 방법’에서는 배출계수 개발 과정을 5 단계로 세분화 하여 배출계수를 산정한다(Table 3. 참조).

1 단계; CO₂ 배출량에 가장 큰 영향을 미치는 탄소(C)함량과 총수분량을 조사하고, 그 외 고위발열량을 저위발열량으로 환산하기 위한 수소(H) 함량 및 수분 값을 조사한다.

2 단계; 연료의 열량, 연료 소비량 및 전력 생산량을 조사하고 단위를 표준화하는 과정으로, 고위발열량으로 분석된 값을 저위발열량 값으로 환산한다. 열량의 단위는 TJ로 환산하고, 연료소비량을 조사한다. 고위발열량을 저위발열량으로 환산하는 식은 다음과 같다.

$$H_n = H_g - 6 \times (9h + W)$$

H_n : 저위발열량(cal/g)

H_g : 고위발열량(cal/g)

h : 수소함유량(%)

W : 수분(%)

3 단계; 1, 2 단계에서 계산한 탄소 함량 및 저위발열량에 IPCC에서 제시하는 산화율을 적용하여 실제 탄소배출량을 산정한다.

4 단계; C 배출계수를 산정하는 과정으로 3단계에서 산정된 탄소 배출량을 가지고 활동도(에너지 열량, 연료사용량 및 전력생산량)에 따른 C 배출계수를 산출한다.

5 단계; C 배출계수에 44/12를 곱하여 활동도에 따른 CO₂ 배출계수를 산정한다.

Table 3. ‘연료 분석 배출계수 개발 방법’의 배출계수 개발 과정

Step 1(Fuel Data)					
항 목	연료 속 탄소 함유량(인수식 기준)	총 수 분	고유수분	수소함량	
표 시	A	②	③	④	
단 위	(%)	(%)	(%)	(%)	
계산식	①×(100÷(100+②))				
Step 2(Raw Data)					
항 목	고위발열량	저위발열량	연료소비량	생산전력량	열 생산량
표 시	B	C	D	E	F
단 위	(kcal/kg)	TJ/ton	ton/hr	MWh	TJ/hr
계산식		$([B - 6 \times (9 \times ④ + ③)]) \times 4.18 \times 10^{-6}$			C × D
Step 3(Emission)					
항 목	C 배출계수	탄소 배출량	산화율	실제 탄소 배출량	
표 시	G	H	I	J	
단 위	ton C/TJ	Gg/hr		Mg/hr	
계산식	$(A \div 100) \div C$	$F \times G \times 10^3$		$H \times I \times 1000$	
Step 4(Carbon Emission Factor)					
항 목	C 배출계수				
표 시	K	L	M		
단 위	Mg/TJ	Mg/ton	Mg/MWh		
계산식	$(J \div F)$	$(J \div D)$	$J \div E$		
Step 5(Carbon dioxide Emission Factor)					
항 목	CO ₂ 배출계수				
표 시	N	O	P		
단 위	t CO ₂ /TJ	Mg CO ₂ /ton	Mg CO ₂ /MWh		
계산식	$K \times (44/12)$	$L \times (44/12)$	$M \times (44/12)$		

(2) 원소 분석 및 발열량 분석

화석연료를 사용하는 과정에서 배출되는 CO₂ 배출량 산정에는 화석연료 중 탄소의 함량이 중요하기 때문에 연료의 원소분석이 필요하다. 또, 원소분석을 통해서 얻게 되는 연료의 수분 함량과 수소 함량은 발열량분석기의 측정값인 고위발열량을 IPCC에서 사용하는 저위발열량으로 전환하기 위한 중요한 자료가 된다.

사용된 B-C유의 탄소(C), 질소(N), 황(S), 수소(H) 등 원소분석은 자동원소분석기(thermo finnigan-flash EA 1112, USA)를 이용하였다. 컬럼은 길이 2 m의 paraQX 컬럼을 사용하였으며, carrier gas, oxygen, reference gas의 유량은 각각 140 mL/min, 240 mL/min, 100 mL/min로 설정하였고, furnace 온도는 900 °C, 오븐의 온도는 70 °C로 설정하였다. 원소분석용 container에 0.001 mg의 감도를 가진 정밀저울(mettler toledo-MX5, Switzerland)을 이용하여 시료 1.500~2.000 mg를 0.001 mg까지 정량하여 자동 주입장치를 이용하여 주입하였다.

B-C유 시료의 발열량은 자동열량분석기(IKA-C2000, Germany)로 분석하였다. 주입 시료는 0.1 mg의 감도를 가진 전자저울(mettler toledo-AB204S, Switzerland)을 이용하여 0.1 mg까지 정량하였다. 열량분석기의 수온은 수온조절장치(KV-500, Germany)를 이용하여 25 °C로 설정하고 isoperibolic mode로 분석하였다. 열량분석기에 사용된 냉각수는 초순수제조장치(duplex-150H, Korea)를 사용하여 제조하였다.

2) 연소가스 측정 배출계수 개발

(1) 배출계수 개발 절차

연소가스 측정 배출계수도 연료 분석 배출계수와 유사한 방법으로 배출계수를 산정하였으며, 이를 단계별로 살펴보면 다음과 같다(Table 4. 참조).

1 단계; 굴뚝에서 배출되는 CO₂ 농도와 연소가스 유량을 조사한다.

2 단계; 소비 연료의 에너지 사용단위의 표준화

Table 4. '연소가스 측정 배출계수 개발 방법'의 배출계수 개발 과정

Step 1(Carbon dioxide Concentration)			
항 목	측정 농도	Mass Concentration	유량
표 시	A	B	C
단 위	%	kg/m ³	m ³ /hr
계산식	A×(44÷22.4)×(273÷296)		
Step 2(Raw Data)			
항 목	저위발열량	연료 소비량	열 생산량
표 시	D	E	F
단 위	TJ/ton	ton/hr	TJ/hr
계산식	D × E		
Step 3(Emission)			
항 목	CO ₂ 배출량	C 배출량	
표 시	G	H	
단 위	kg CO ₂	kg C	
계산식	B×C	H×(12÷44)	
Step 4(Carbon Emission Factor)			
항 목	C 배출계수		
표 시	I	J	
단 위	t CO ₂ /TJ	t C/ton	
계산식	H÷D÷10 ³	H÷E÷10 ³	
Step 5(Carbon dioxide Emission Factor)			
항 목	CO ₂ 배출계수		
표 시	K	L	
단 위	tC/TJ	t C/ton	
계산식	I×(44÷12)	J×(44÷12)	

과정으로, 열량단위를 TJ로 하여 저위발열량으로 표준화한 후 연료의 주입량, 전력 생산량, 열 생산량을 조사한다. 각 발전시설의 전력 생산량은 조금씩 다를 수 있으므로 시료 채취시와 동일한 조건으로 운전된다고 가정하였고, 배출계수 산정에는 발전시설의 호기별 전력생산량(2004)을 적용하였다.

3 단계; CO₂ 배출량 및 탄소 배출량을 산정한다.

4 단계; 3 단계의 탄소 배출량을 이용하여 C 배출계수 산정하게 된다.

5 단계; 4단계에서 산정되어진 C 배출계수를 이용하여, CO₂ 배출계수를 산정한다.

3) 시료 채취 및 연소가스 분석

(1) 시료채취

발전소 굴뚝으로 배출되는 CO₂의 농도를 측정하

고 배출계수를 산정하기 위해서는 연소가스의 유량, 온도, 수분량 등이 필요하다. 본 연구에서는 우리나라의 대기오염 공정시험방법을 적용하여 CO₂ 시료 채취 시의 연소가스 온도, 수분량, 기온, 유속, 압력 등을 측정하였다(환경부, 2004; Wight, 1994).

CO₂ 시료채취장치는 크게 시료채취부, 냉각장치, 포집부로 구성되어 있다. 일반적으로 연소가스는 10 m/s 이상의 속도와 약 90~100 °C 이상의 높은 온도로 배출되므로, 시료채취관 및 시료채취용 배관 등은 이런 유속과 높은 온도를 견딜 수 있는 스테인레스강 재질로 제작하였다. 시료채취관을 굴뚝에 장착한 후 시료채취관의 온도가 120 °C 정도로 유지되면 시료채취장치인 lung sampler를 연결하여 시료를 채취하였다. 시료채취는 1 L 용량의 tedlar bag(SKC U.S)을 사용하였으며, 오차값을 줄이고 보다 정확한 실험을 하기 위한 방안의 하나로 1회 시료채취 시 3개의 tedlar bag에 시료를 각각 채취하였다. 연료는 연소가스 시료채취 시와 동일한 시간대에 투입된 B-C유를 채취하였다. 동시간대의 연료를 채취함에 따라 주입된 연료에 따른 온실가스의 농도측정을 통해서 정확한 배출계수를 산정하고자 하였다.

(2) 연소가스 분석

① CO₂ 분석

1 L 용량의 tedlar bag으로 현장에서 채취된 시료는 실험실로 이동하여, GC-FID(Donam 6200, Korea)로 분석하게 된다. 연소가스의 온도, 동압, 산소농도 등은 stack-sampler(SGS-1, Astek Korea)를 이용하여 현장에서 측정한다.

FID의 특성상 CO₂에 대한 검출감도가 없기 때문에, CO₂를 CH₄으로 전환시킬 수 있는 메타나이저(methanizer)를 장착하여 분석하였다. 분석대상의 시료 성분을 분리하기 위해 사용된 컬럼은 porapak-Q컬럼(1.8 m 길이의 stainless steel, 3.175 mm 외경, Restek사 제작)이다. GC-FID의 오븐 온도를 80 °C로 유지하고, carrier gas의 유량을 30 mL/min로 설정하였다. 주입부는 100 °C, 검출부는 250 °C, 메타나이저의 온도는 350 °C로

하였고, carrier gas는 고순도 질소(99.999 % 이상)를 사용하였다. 시료 주입은 1 mL 용량의 가스 밀폐주사기(Hamilton, USA)를 이용하여 채취된 시료의 0.5 mL를 분취한 후 직접 주입하였다.

② 연소가스 수분량 측정

연소가스 중 수분을 측정하기 위하여 수분량 채취장치(M-5, Astek Korea)와 전자저울(Ohaus adventurer, USA)을 사용하였다. 굴뚝에서 배출되는 연소가스의 온도는 일반적으로 100°C 이상이지만 채취과정에서 연소가스 중 수분이 시료채취관에서 응축될 수 있다. 따라서 시료채취관에 열선을 설치하여 시료채취관의 온도를 120°C로 가열한 후 수분을 채취하였다. 수분량을 측정하기 위하여 원통형 흡수병에 입상 무수염화칼슘(Duksan, Korea) 흡습제를 채운 후, 무게를 정량하고 CO₂ 시료채취에 사용된 시료채취관을 연결하였다. 이때 채취한 가스량은 수분채취장치에 장착된 적산유량계(SGS-MC SGS-1 control console, Astek Korea)로 10 mL까지 측정하였다. 사용된 적산유량계의 측정오차는 약 ± 2 %이다. 시료채취가 끝난 후 흡수병의 마개를 닫고 채취 후 무게를 측정하였으며, 시료 채취 전후 흡수병의 무게 차이와 채취유량 및 가스온도를 적용하여 연소가스 중 수분량을 계산하였다.

III. 결과 및 고찰

1. 연구대상 발전소의 연료 특성

각 발전소에서 사용되는 B-C유의 원소분석과 고위발열량 분석결과는 Table 5에 제시하였다. B-C유의 성분 중 탄소는 82.40~87.97 %를 차지하고 있으며, 발전소 III이 가장 높은 탄소 함유량을 보였다. 연료의 수소는 10.78 %에서 12.51 %까지의 구성성분비를 보이고 있으며, 발전소 VI가 가장 높았고 발전소 V가 탄소함유량과 수소함유량 모두 가장 낮았다. 연료의 고유수분은 0.00~0.05 %로서 모든 발전소의 수분 함량 수준이 아주 낮았다.

B-C유 발열량은 거의 비슷한 값으로 분석되었

Table 5. 각 발전소에서의 B-C유의 원소분석과 고위발열량 분석결과

	탄소함유량 (%)	수소함유량 (%)	고유수분 (%)	발열량 (kcal/kg)
발전소 I	87.84	11.55	0.05	10,566
발전소 II	84.34	11.70	0.05	10,449
발전소 III	87.97	11.75	0.00	10,539
발전소 IV	85.02	11.28	0.00	10,615
발전소 V	82.40	10.78	0.00	10,144
발전소 VI	83.33	12.51	0.00	10,196

다. Table 3에서 보는 바와 같이, 발전소 V가 10,144 kcal/kg으로 가장 적었으며, 발전소 IV가 10,615 kcal/kg으로 가장 높았으며, 발전소 V와 IV의 차이는 4.6 % 정도로 나타났다.

2. B-C유 화력발전소의 CO₂ 배출계수 산정

B-C유를 사용하는 화력발전소에서의 CO₂ 배출계수는 '연료 분석 방법' 및 '연소가스 측정 방법'으로 산정하였으며, 그 결과는 Figure 1에서 보는 바와 같다.

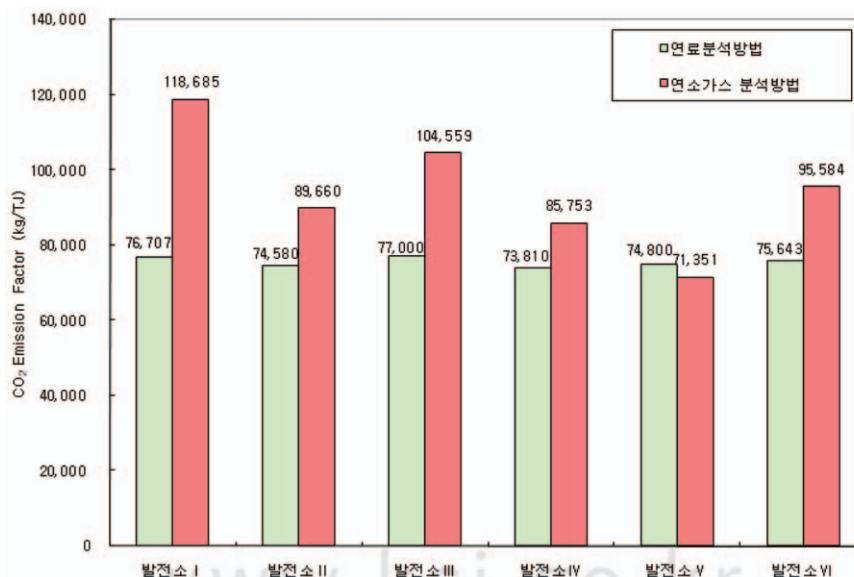
연료분석방법에 의한 CO₂ 배출계수는 73,810~77,000 kg/TJ로 비교적 고른 분포를 보였으나 연소가스 분석방법에 의한 CO₂ 배출계수는 71,351~

118,685 kg/TJ로 큰 분포를 보였다. 연소가스 측정 방법에 의한 CO₂ 배출계수에서 가장 큰 차이를 보인 곳은 발전소 I과 발전소 V이며, 발전소 I이 발전소 V보다 약 1.7배정도 큰 CO₂ 배출계수 값을 보였다. Figure 1의 CO₂ 배출계수를 Table 3과 연계하여 분석해 보았을 때, B-C유의 높은 탄소함유율이 높으면서 비교적 수소함유량이 낮았던 발전소 I의 배출계수가 가장 컸고, 가장 적은 탄소함유율을 보인 발전소 V의 배출계수가 가장 작음을 알 수 있었다.

3. IPCC 배출계수와 비교

본 연구에서 적용한 '연료 분석 방법'과 '연소가스 측정 방법'에 의하여 산정된 C 배출계수는 각각 20.57 tC/TJ와 25.71 tC/TJ였고, CO₂ 배출계수는 75,423 kg/TJ와 94,270 kg/TJ였다. 본 연구에서 산정한 배출계수와 IPCC에서 제시한 기본(default)배출계수와 비교한 결과를 Figure 2 및 Figure 3에 나타내었다.

'연료 분석 방법'에 의한 C 배출계수는 20.57 tC/TJ로 IPCC 배출계수인 20.20 tC/TJ보다 약 1.83 % 정도 높았고, '연소가스 측정 방법'에 의한

Figure 1. 화력발전소별로의 연료분석방법 CO₂ emission factor와 연소가스 분석방법 CO₂ emission factor 비교

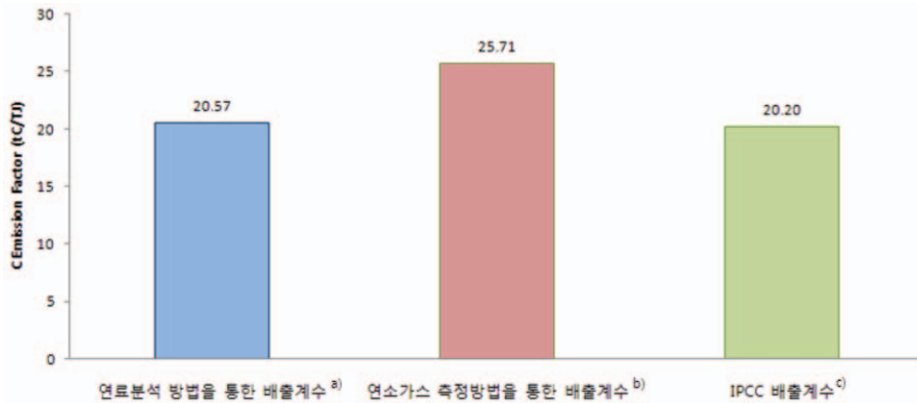


Figure 2. C 배출계수에 관한 연료 및 연소가스 분석방법과 IPCC 배출계수와의 비교

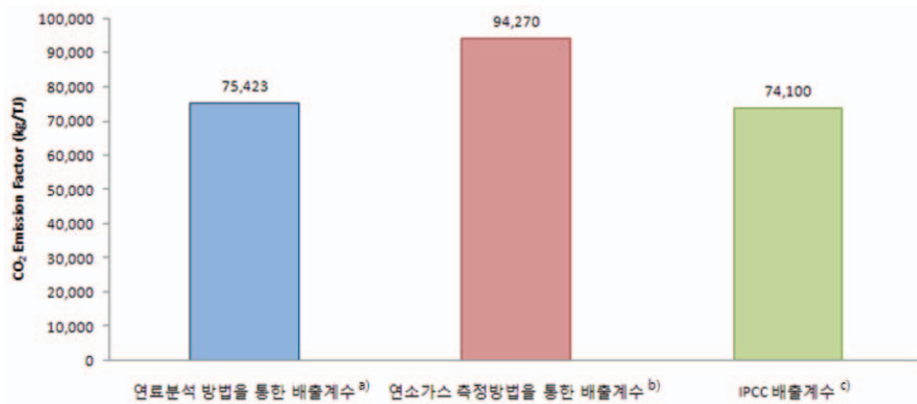


Figure 3. CO₂ 배출계수에 관한 연료 및 연소가스 분석방법과 IPCC 배출계수와의 비교

- a) : 대상시설 6개 발전소 C emission factor의 평균값
- b) : 대상시설 6개 발전소 C emission factor의 평균값
- c) : 2006 IPCC Guidelines for National Gas Inventories Volume 2 Energy

C 배출계수는 25.71 tC/TJ로 IPCC 배출계수보다 27.28 % 정도 높게 나왔다.

CO₂ 배출계수에서는 연료분석의 경우, 75,423 kg/TJ로 C 배출계수와 마찬가지로 IPCC 배출계수보다 1.79 % 높은 값을 보였고, 연소가스 분석의 경우, 94,270 kg/TJ로 C 배출계수와 같이 IPCC 배출계수 값보다 27.22 % 높은 값을 기록하였다.

4. 선행연구와의 비교

본 연구에서 산출된 배출계수를 다른 선행연구인 “에너지 사용시설의 온실가스 배출 특성 연구”(전의찬 등, 2006)에서 유연탄의 C 및 CO₂ 배출계수와

“무연탄 화력발전소의 이산화탄소 배출계수 개발”(전의찬 등, 2007)에서 무연탄의 C 및 CO₂ 배출계수와 비교하여 보았다. 무연탄과 유연탄 그리고 B-C유를 사용하는 발전소에서의 C 배출계수와 CO₂ 배출계수는 Table 6과 같다.

연료분석방법의 경우, 무연탄, 유연탄, B-C유 순서로 높은 배출계수 값을 보였으며, B-C유 배출계수가 무연탄 배출계수보다 32.45 %, 유연탄 배출계수보다 16.38 % 낮게 나타났다. 그러나 연소가스 측정 방법의 경우에는 무연탄, B-C유, 유연탄 순으로 높은 배출계수 값이 나타났으며, B-C유 배출계수가 무연탄 배출계수보다 2.91 % 낮게 나타났고 유연탄

Table 6. 본 연구와 선행연구의 C emission factor 및 CO₂ emission factor 비교

연료 구분	분 석 방 법	emission factor 종류	emission factor
무연탄 ^{a)}	연료분석방법	C emission factor (t C/TJ)	30.45
		CO ₂ emission factor (kg/TJ)	111,667
	연소가스 분석방법	C emission factor (t C/TJ)	26.48
		CO ₂ emission factor (kg/TJ)	97,099
유연탄 ^{b)}	연료분석방법	C emission factor (t C/TJ)	24.60
		CO ₂ emission factor (kg/TJ)	90,200
	연소가스 분석방법	C emission factor (t C/TJ)	23.80
		CO ₂ emission factor (kg/TJ)	87,267
B-C유 ^{c)}	연료분석방법	C emission factor (t C/TJ)	20.57
		CO ₂ emission factor (kg/TJ)	75,423
	연소가스 분석방법	C emission factor (t C/TJ)	25.71
		CO ₂ emission factor (kg/TJ)	94,270

배출계수보다는 오히려 8.03 % 높게 나타났다.

연료분석 방법의 경우, C와 CO₂ 배출계수 값은 연료들의 탄소함유량과 수소함유량, 고유 수분량 및 발열량의 영향을 크게 받는다. Table 7은 선행 연구들과 본 연구에서의 탄소함유량과 수소함유량, 고유 수분량 및 발열량과 비교하여 보았다. 본 연구의 대상 연료인 B-C유가 탄소함유량이 무연탄과 유연탄에 비해 높음에도 불구하고 C 배출계수와 CO₂ 배출계수가 낮은 이유는 B-C유의 발열량이 무연탄과 유연탄의 발열량에 비해 월등하게 높기 때문으로 사료된다. 연소가스 분석방법의 경우, 연소가스의 유량 및 농도에 크게 영향을 받는다. B-C유의 C 및 CO₂ 배출계수가 무연탄 배출계수보다 낮고 유연탄 배출계수보다 높은 것은 bag sampling 당시 연소 상태 및 조건 등 여러 요인들

에 따라 연소가스의 농도, 성분 및 유량 등의 변화에 따른 것으로 보인다.

IV. 결 론

본 연구는 우리나라 총 CO₂ 배출량의 34.1 %를 차지하고 있는 전환부문에서 B-C유를 원료로 사용하는 발전소를 대상으로 전수조사하여 ‘연료 분석 방법’과 ‘연소가스 측정 방법’에 의하여 C 배출계수와 CO₂ 배출계수를 산정하였다. ‘연료 분석 방법’에 의한, B-C유 사용 국내 화력발전소의 C 배출계수는 20.57 tC/TJ이고, CO₂ 배출계수는 75,423 kg/TJ이었다. ‘연소가스 측정 방법’에 의한, B-C유 사용 국내 화력발전소의 C 배출계수는 25.71 tC/TJ이고, CO₂ 배출계수는 94,270 kg/TJ이었다.

본 연구에서 산정된 CO₂ 배출계수를 IPCC의 배출계수와 비교하였을 때, ‘연료 분석 방법’에 의한 배출계수의 경우, IPCC에서 제시한 배출계수와 비교하여 1.79 % 정도 높은 값을 보였다. 또한 ‘연소가스 측정 방법’에 의한 배출계수의 경우, IPCC에서 제시한 배출계수와 비교하여 27.22 % 큰 값을 나타내었다.

‘연소가스 측정 방법’에 의한 배출계수는 ‘연료 분석 방법’에 의한 배출계수보다 약 1.25배 정도 큰 값을 보였다. 이것은 배출가스 유량 및 배출가스 중

Table 7. 본 연구와 선행연구의 탄소함유량, 수소함유량과 고유수분 및 발열량 비교

연료 구분	탄소함유량 (%)	수소함유량 (%)	고유수분 (%)	발열량 (kcal/kg)
무연탄 ^{a)}	63.80	1.29	4.23	4705
유연탄 ^{b)}	66.89	4.55	4.58	5956
B-C유 ^{c)}	85.15	11.60	0.02	10418

a) : 무연탄 화력발전소의 이산화탄소 배출계수 개발(전의찬 등, 2007)

b) : 에너지 사용시설의 온실가스 배출 특성 연구(전의찬 등, 2006)

c) : 본 연구 결과

CO₂ 농도 변화가 일정하지 않고 매우 크며, '연소 가스 측정 방법'의 경우 보다 많은 단계를 거치면서, 앞서 발생한 오차들이 누적되는 것 때문인 것으로 추정된다. 따라서 산화율 변동 및 연소조건의 변화가 큰 경우, '연료 분석 방법'에 의하여 배출계수를 산정하는 것이 바람직한 것으로 판단된다.

본 연구에서 분석된 값을 가지고 IPCC 뿐만 아니라, 다른 선형연구인 에너지 사용시설의 온실가스 배출 특성 연구(전의찬 등, 2006)와 무연탄 화력발전소의 이산화탄소 배출계수 개발(전의찬 등, 2007)을 비교하여 보았다. '연료 분석 방법'에 의한 배출계수를 중심으로 비교하면 B-C유 배출계수는 무연탄의 약 67.55%, 유연탄의 83.62% 정도의 값을 나타내었다. '연소가스 측정 방법'에 의한 통한 배출계수의 경우, 무연탄의 약 97.09% 정도였으나 유연탄의 경우에는, 108.03% 정도의 값을 나타내었다.

우리나라에서 사용되는 연료를 이용한 배출계수를 개발은 우리나라 실정을 고려한 보다 정확한 온실가스 배출량 산정과 기후변화에 대응한 정책을 수립하는데 크게 기여할 수 있을 것으로 사료된다.

사 사

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

참고문헌

산업자원부 에너지경제연구원, 2004, 에너지통계 연보.
 산업자원부 에너지경제연구원, 2007, 기후변화협약과 교토의정서.
 에너지관리공단, 2003, 온실가스 저감량 산정방법에 대한 평가분석틀 연구, 최종보고서, 20-25.
 에너지관리공단, 2006, 국내 석탄류 시료채취 및

분석실험.
 전의찬, 사재환, 이성호, 정재학, 김기현, 배위섭, 2006, 에너지사용시설의 온실가스 배출 특성 연구 - 유연탄 화력발전소의 이산화탄소를 중심으로 - 한국대기환경학회, 한국대기환경학회지 22(1), 107-116.
 정재학, 임호수, 김기현, 배위섭, 전의찬, 2006, 온실가스 기기분석의 정도관리를 위한 고려사항 연구, 한국대기환경학회, 한국대기환경학회지, 22(5), 712-718.
 전의찬, 명수정, 정재학, 이성호, 사재환, 노기환, 김기현, 배위섭, 2007, 무연탄 화력발전소의 이산화탄소 배출계수 개발, 한국대기환경학회, 한국대기환경학회지, 23(4), 440-448.
 한국전력공사, 2005, 한국전력통계.
 환경부, 2004, 대기오염공정시험법.
 AGO, 2001, Technical guidelines(Generator efficiency standards) version 1.2, Australian Greenhouse Office, 14-33.
 Garcia, I. and Zorraquino, J. V. M., 2002, Energy and environmental optimization in thermoelectrical generating processes-application of a carbon dioxide capture system, *Energy*, 27, 607-623.
 Hondo, H., 2005, Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case, *Energy*, 30, 2042-2056.
 IEA/OECD, 2006, CO₂ Emissions from Fuel Combustion, 2006.
 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, Guidelines for National Gas Inventories.
 UK Greenhouse Gas Inventory (1990-2003) SL Baggott *et al*, September 2005, NETCEN,

- DEFRA website; http://www.naei.org.uk/emissions/greenhouse_2003.php.
- US EPA, 2004, UNIT CONVERSIONS, EMISSIONS FACTORS, AND OTHER REFERENCE DATA.
- US EPA, 2000, Carbon dioxide emissions from the generation of electric power in the united states.
- Wight G. D., 1994, Fundamentals of air sampling, Lewis Publishers, 135-184.

최종원고채택 09. 04. 27