

## 에너지사용시설의 온실가스 배출 특성 연구 - 유연탄 화력발전소의 이산화탄소를 중심으로 -

### Development of Emission Factors for Greenhouse Gas (CO<sub>2</sub>) from Bituminous coal Fired Power Plants

전의찬\* · 사재환<sup>1)</sup> · 이성호 · 정재학 · 김기현 · 배위섭  
세종대학교 지구환경과학과, <sup>1)</sup>세종대학교 환경·에너지연구소  
(2005년 11월 23일 접수, 2005년 12월 26일 채택)

Eui-Chan Jeon\*, Jae-Whan Sa<sup>1)</sup>, Seong-Ho Lee,  
Jae-Hak Jeong, Ki-Hyun Kim and Wi-Sup Bae  
*Department of Earth and Environmental Sciences, Sejong University*  
<sup>1)</sup>*Research Institute for Environment and Energy, Sejong University*  
(Received 23 November 2005, accepted 26 December 2005)

#### Abstract

The main purpose of this study is to develop the greenhouse gas emission factor for power plant using bituminous coal. 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. These emission factors derived in this study were compared with those of U. S. EPA, AGO and CCL. The CO<sub>2</sub> concentrations in the flue gas were measured using NDIR analyser and the GC-FID with a methanizer. The amount of carbon (C) and hydrogen (H) in fuel was measured using an elemental analyzer. Calorific values of fuel were also measured using a calorimeter.

Caloric value of bituminous coal used in the power plants were 5,957 (as received basis), 6,591 (air-dried basis) and 6,960 kcal/kg (dry basis). Our estimates of carbon emission factors were lower than those of IPCC. The CO<sub>2</sub> emission factors for the power plants using bituminous coal were estimated to be 0.791 Mg/MWh (by carbon contents and caloric value of the fuel) and 0.771 Mg/MWh (by CO<sub>2</sub> concentration of the flue gas). The CO<sub>2</sub> emission factors estimated in this study were 3.4~5.4% and 4.4~6.7% lower than those of CCL (2003) and U. S. EPA (2002).

**Key words :** Bituminous coal, Greenhouse gas, CO<sub>2</sub>, Emission factor, Power plant

#### 1. 서 론

2002년 현재 우리나라 온실가스 총 배출량은 154.7

백만TC (tones of carbon)이며, 이 중 이산화탄소(CO<sub>2</sub>) 배출량은 전체 배출량의 88.5%인 136.9 백만TC로서, 메탄(7.1 백만TC)에 비해 약 19배 많은 양이다. 또, 에너지 부문에서의 온실가스 배출량은 129 백만TC로서, 전체 배출량의 83.4%를 차지하여 (산업자원부 자

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

원정책실, 2005), 에너지 부문에서 대부분의 온실가스가 배출되고 있다. 이에 따라, 에너지부문의 온실가스 배출원에 대한 연구가 선진국을 중심으로 많은 연구가 진행되고 있으나(Hondo, 2005; Hartikainen *et al.*, 2004; Kartha *et al.*, 2004; Wijayatunga *et al.*, 2004; Garcia and Zorraquino, 2002), 우리나라의 경우에는 주요 선진국에 비해 이 분야의 연구가 미미한 실정이다(Shin *et al.*, 2005).

우리나라에서는 대부분 IPCC(1996) Guideline에서 권고하고 있는 Tier 1 (simple method)방법을 적용하여 온실가스 배출량을 산정하여 왔으며, 일부 분야에 한하여 Tier 2 방법을 적용하고 있다. 그런데 최근 발표된 IPCC(2001) Good practice guidance에서는 각 국가의 고유값이 있을 경우에는 기본값에 앞서서 국가고유배출계수(country-specific emission factor)를 적용하도록 권고하고 있으며, 선진국에서도 이러한 고유값을 확보하는 방향으로 연구가 진행되고 있으므로(AGO, 2001; US EPA, 2000), 우리나라도 온실가스 배출원에 대한 고유배출계수 마련이 시급한 실정이다.

따라서 본 연구에서는 우리나라의 주요 온실가스 배출원인 에너지 부문 중 전력부문의 유연탄화력발전소에서 배출되는 CO<sub>2</sub> 배출계수를 개발하고자 하였다. 배출계수 산정은 IPCC에서 제안한 연료분석에 의한 방법과 굴뚝에서의 시료채취를 통한 방법을 적용하였다.

## 2. 실험 방법

### 2.1 대상시설 및 시료채취 지점

유연탄을 사용하는 발전소에서 배출되는 CO<sub>2</sub>의 배출 특성 및 배출량을 산정하기 위해 표 1에서 보는 바와 같이, 하동화력발전소, 당진화력발전소, 태안

발전소, 보령화력발전소, 삼천포화력발전소 등 5개 발전소를 대상시설로 선정하였다.

하동화력발전소, 태안화력발전소, 보령화력발전소의 설비용량은 각각 3,000,000 kW이며, 당진화력발전소는 2,000,000 kW, 삼천포화력발전소는 3,240,000 kW이다. 또, 발전량은 하동화력발전소 24,208,343 MWh, 당진화력발전소 16,260,152 MWh, 태안발전소 24,765,765 MWh, 보령화력발전소 24,657,514 MWh, 삼천포화력발전소 24,650,681 MWh 규모이다.

대상시설에 설치된 대기오염물질 방지시설은 주로 입자상물질과 황산화물(SO<sub>x</sub>)을 제거하기 위한 시설로서, 대상시설 모두 1차 방지시설로는 전기집진장치, 2차 방지시설로는 습식탈황설비가 설치되어 있다. 발전소의 경우, 보일러별 배기가스 굴뚝을 설치하여 운영하고 있으므로, 본 연구에서는 각 발전소의 굴뚝을 중심으로 온실가스 시료를 채취하였다.

### 2.2 시료채취 방법

발전소 굴뚝으로부터 배출되는 CO<sub>2</sub>의 농도를 측정하고 배출계수를 산정하기 위해서는 배기가스의 유량, 온도, 수분량 등의 측정이 필요하다. 따라서 본 연구에서는 CO<sub>2</sub> 시료채취 시의 배기가스 온도, 수분량, 기온, 유속, 압력 등을 측정하는 데 우리나라의 대기오염 공정시험방법 또는 이와 동등한 방법을 적용하였다(환경부, 2004; Wight, 1994).

배기가스 중의 CO<sub>2</sub> 시료채취장치는 크게 시료채취부, 냉각장치, 채취부로 구성되어 있다. 일반적으로 배기가스는 10 m/sec 이상의 속도와 80°C 이상의 온도로 배출되므로, 시료채취관 및 시료채취용 배관 등은 이러한 유속 및 온도를 견딜 수 있는 재질이어야 한다. 본 연구에서 시료채취관은 우리나라 대기오염 공정시험법에 준하여 스테인레스강 재질로 제작하였

Table 1. Electric capacity generating status of the bituminous coal 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
Hadong	3,000,000	24,208,343	87.60	23,138,205	91.87	ESP	Wet scrubber
Dangjin	2,000,000	16,260,152	88.00	15,538,144	92.56	ESP	Wet scrubber
Taean	3,000,000	24,765,765	89.02	23,684,081	93.98	ESP	Wet scrubber
Boryeong	3,000,000	24,657,514	90.70	23,526,595	93.57	ESP	Wet scrubber
Samchonpo	3,240,000	24,650,681	84.96	23,610,583	86.61	ESP	Wet scrubber

source : KEPCO (2005. 5.)

다. 시료채취관 길이는 기본적으로 1.5 m의 크기로 제작하였으나, 굴뚝 내경에 따라 2개의 시료채취관을 연결하여 사용하기도 하였다. 또한, 시료채취관 및 도관의 부식과 수분 응축으로 인한 여과재의 막힘을 방지하기 위해 시료채취관은 전기가열방식으로 약 120°C까지 가열하였다. 또, 시료채취관을 통과한 배기가스는 고온 상태이므로 시료채취 시에는 시료채취백의 손상을 방지하기 위하여, 시료채취관과 시료채취장치 사이에 수냉식 냉각장치를 장착하였다.

시료채취는 시료채취관을 굴뚝에 장착한 후 냉각장치를 연결하고, 시료채취관의 온도가 약 120°C로 유지되면 시료채취장치인 lung sampler를 연결하여 실시하였다. 시료채취에 사용된 시료채취백은 1 L 용량의 테트라백을 사용하였으며, 1회 시료채취 시 굴뚝의 시료채취공의 굴뚝 내 위치에 따라 3개의 시료를 각각 채취하였다.

본 연구의 대상시설인 발전소들은 동일한 유연탄만 사용하는 것이 아니라, 생산지가 다른 유연탄을 일정 비율로 혼합하여 사용하기 때문에 혼합정도에 따라 연소에 의한 배기가스 특성이 다소 상이할 수 있다. 따라서 각 발전소에 의뢰하여 배기가스 시료채취 시와 동일한 시간대에 투입된 유연탄의 시료를 채취하였다.

### 2.3 배기가스 분석 및 유연탄 분석방법

#### 2.3.1 CO<sub>2</sub> 분석

본 연구에서 배기가스의 CO<sub>2</sub> 농도는 현장측정과 GC-FID (Donam 6200, Korea)를 이용한 실험실분석으로 측정하였다. 현장에서는 휴대용 분석장치 (Eurotron GreenLine MK2, Italy)를 이용하여 CO<sub>2</sub> 농도, 기온, 배기가스 온도, 동압, O<sub>2</sub> 농도를 동시에 측정하였다.

GC-FID를 이용한 CO<sub>2</sub> 분석은 FID의 특성상 CO<sub>2</sub>에 대한 검출 감도가 없기 때문에, CO<sub>2</sub>를 메탄으로 전환시킬 수 있는 메타나이지 (methanizer)를 장착하여 분석하였다. CO<sub>2</sub> 분석용 GC-FID는 Porapack Q 80/100가 충전되어있는 분리관을 이용하였다. 컬럼과 수소의 유량은 각각 30 mL/min, 공기는 300 mL/min로 설정하였다. 주입부와 오븐, 메타나이지, 검출부의 온도는 각각 100, 80, 350, 250°C로 하였고, 운반가스로 고순도 질소(99.999% 이상)를 이용하였다.

시료 주입은 1 mL 용량의 gas-tight 시린지 (Hamil-

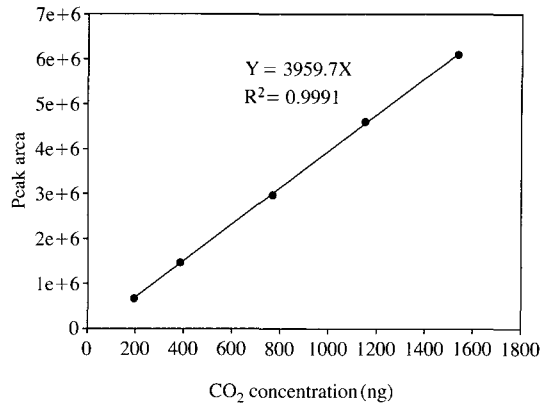


Fig. 1. CO<sub>2</sub> calibration curve using GC-FID with a methanizer.

ton, USA)를 이용하여 채취된 시료 0.5 mL를 분취한 후 직접주입방식을 이용하였다. 메타나이지가 장착된 GC-FID를 이용한 CO<sub>2</sub> 검량선은 그림 1에서 보는 바와 같이, r<sup>2</sup>=0.9991로서 우수한 직선성을 확인하였다. 검출한계는 noise 피크의 높이보다 약 3배 이상인 signal을 확보하여, 이 값을 검량선에 대입하여 농도를 구하고, 이 농도를 7회 반복 분석한 농도에 대한 표준편차 (SD)로서 0.463 ng (0.47%)으로 산정되었다.

본 연구에서는 측정지점의 정도관리의 하나로써 CO<sub>2</sub> 채취에 사용된 테트라백 보관방법과 시료채취 경과시간에 따른 시료의 유실율을 관찰하였다. 실험 방법은 현장에서 10 L 용량의 테트라백을 1 L 용량의 테트라백 6개에 각각 옮기고, 이 중 3개는 차광을, 나머지 3개는 차광을 실시하지 않았다. 이때 사용된 차광용기는 검은색 비닐을 이용하였다. 또한, 각각 옮겨진 1 L 테트라백에서 시료를 분취하여 각각의 시료를 테프론 재질의 마개가 장착된 유리재질의 바이알에 약 2기압으로 압축·보관하였다.

CO<sub>2</sub>의 유실율 실험결과는 그림 3에 나타내었다. 테트라백의 경우, 차광 유무에 따라 시료보관 24시간까지는 시료 유실이 거의 발생되지 않았으나, 36시간 경과 후에는 차광을 실시하였을 때 시료 유실이 적게 발생됨을 알 수 있었다. 이에 비해 바이알에 압축 보관된 시료에서는 시료 경과시간이나 차광유무에 관계없이 시료 유실이 거의 발생되지 않음을 알 수 있었다. 본 연구에서는 현장에서의 CO<sub>2</sub> 시료채취 후

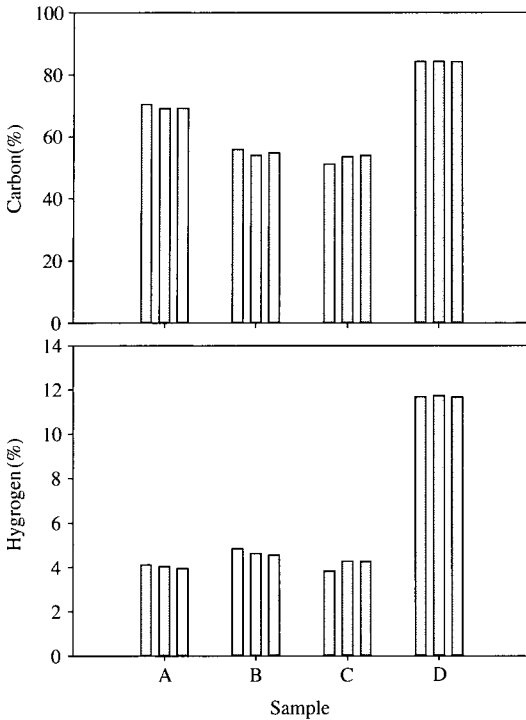


Fig. 2. Repetition test of elemental analysis for Carbon (C) and Hydrogen (H) in fuel.

12시간 이내에 분석을 실시하였으므로, 시료보관에 따른 유실은 거의 발생되지 않는 것으로 판단되었다.

### 2. 3. 2 배기가스 수분량 측정

수분량 채취장치 (Astek M-5, Korea)와 전자저울 (Ohaus adventurer, USA)을 이용하여 배기가스의 수분량을 측정하였다. 배기가스의 수분량을 측정하기 위하여 내경 4 cm, 높이 20 cm 크기의 원통형 흡습관에 입상 무수염화칼슘 (Duksan, Korea) 흡습제를 일정량 채운 후, 무게를 정량하고 CO<sub>2</sub> 시료채취에 사용된 시료채취관을 연결하였다. 이때 채취가스량은 수분량 채취장치에 장착된 적산유량계로 0.01 L까지 측정하였다. 시료채취가 끝난 후 흡습관의 마개를 닫고 다시 무게를 측정하였으며, 여기서 채취 전후 흡습관의 무게 차이와 채취유량을 적용하여 배기가스 중 수분량을 계산하였다.

### 2. 3. 3 유연탄 원소분석 및 발열량분석

유연탄의 주요 성분인 탄소 (C), 수소 (H), 질소 (N),

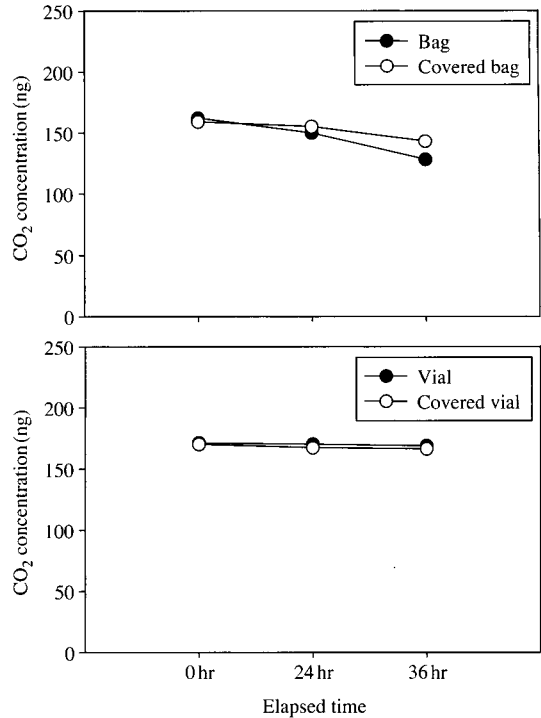


Fig. 3. Loss of CO<sub>2</sub> by time pass in the sample bag and vial.

황 (S)를 포함하여, 수분(부착수분, 고유수분 포함), 재 (Ash), 휘발성분, 고정탄소 등은 연소특성 뿐만 아니라 배기가스의 조성에 큰 영향을 미친다. 특히, 탄소는 온실가스인 CO<sub>2</sub> 생성에 관여하며, 수분과 재는 발열량에 큰 영향을 미치는 성분으로 석탄의 원산지 등에 따라 다르다. 조사된 발전소에서는 표 2에서 보는 바와 같이 원산지가 다른 유연탄을 사용하고 있으며, 대부분 2가지 이상의 유연탄을 혼합하여 사용하고 있었다. 특히, 보령화력발전소에서는 보일러별로 여러 종류의 유연탄을 혼합하여 사용하고 있었다.

우리나라의 석탄 물동량 통계는 석탄의 전수분을 포함한 인수식을 기준으로 산정하기 때문에 유연탄 사용량에 따른 CO<sub>2</sub> 배출계수를 산정하기 위해서는 인수식을 이용한 배출계수 개발이 필요하다. 또, IPCC에서는 저위발열량을 기준으로 배출계수를 산정하고 있으므로 IPCC의 배출계수와의 비교를 위해서는 저위발열량을 기준한 배출계수 산정이 필요하다.

유연탄의 원소분석은 현장 시료채취 시 투입되는

**Table 2. Sampling date and conditions at bituminous coal fired power plants.**

Plant name	Sampling date (Y/M/D)	Stack No.	Abbrev.	Input fuel rate (ton/hr)	Electric generation (MWh)	Mixture ratio
Hadong	04/02/26	1	HD-1	178.00	510.00	Drayton : Daedong (5 : 5)
		2	HD-2	172.00	475.00	Drayton : Daedong (5 : 5)
		4	HD-4	175.00	493.00	Drayton : Daedong (5 : 5)
		6	HD-6	172.00	485.00	Drayton : Daedong (5 : 5)
Dangjin	04/01/13	1	DJ-1	172.00	489.92	Ensham : K.P.C (6 : 4)
		2	DJ-2	172.00	489.32	Ensham : K.P.C (6 : 4)
		3	DJ-3	176.00	493.93	Man : Tanito (6 : 4)
		4	DJ-4	175.00	493.37	Ensham : K.P.C (6 : 4)
Taeon	04/02/24	1	TA-1	180.82	514.00	Shenhua : Indomineratama (8.5 : 1.5)
		2	TA-2	182.20	482.13	Shenhua : Indomineratama (8.5 : 1.5)
		3	TA-3	178.67	474.40	Shenhua : Indomineratama (8.5 : 1.5)
		4	TA-4	180.85	474.77	Shenhua : Indomineratama (8.5 : 1.5)
		5	TA-5	168.11	487.36	Glencore : Rotosouth (8 : 2)
		6	TA-6	167.73	487.27	Glencore : Rotosouth (8 : 2)
Boryeong	04/02/25	2	BR-2	176.10	484.14	Mim : Kideco (7 : 3)
		4	BR-4	182.84	514.04	Shenhua : Mim : Baramulti (5 : 2 : 3)
		6	BR-6	206.10	514.83	Berau : Min (5 : 5)
Samcheonpo	05/01/24	1	SC-1	204.83	541.46	Ensham : Xstrata:Elkavalley : ABK (26.1 : 24.3 : 10.5 : 39.2)
		2	SC-2	206.50	545.79	Ensham : Xstrata:Elkavalley : ABK (23.9 : 29.2 : 12 : 35.9)
		3	SC-3	200.21	538.96	Xstrata : Elkavalley:ABK : shenhua (30.4 : 13 : 34 : 22.6)

유연탄을 일정량 채취하여 실험실에서 자동원소분석기(Thermo Finnigan-Flash EA 1112, USA)을 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, 70°C로 설정하였다. 유연탄은 원소분석용 container에 0.001 mg의 감도를 가진 정밀저울(Mettler Toledo-MX5, Switzerland)을 이용하여 1.5~2.0 mg를 0.001 mg까지 정량하여 자동주입장치를 이용하여 주입하였다.

유연탄 시료의 열량은 실험실에서 열량분석기(IKA-KU500, Germany)로 분석하였다. 주입 시료의 정량은 0.1 mg의 감도를 가진 전자저울(Mettler Toledo-AB204S, Switzerland)를 이용하여 0.1 mg까지 정확히 정량하였다. 또한, 수온은 수온조절장치(IKA-C2000, Germany)를 이용하여 25°C로 설정하였으며, 냉각수는 초순수제조장치(Duplex-150H, Korea)를 사용하여 제조하였다.

**Table 3. Reproducibility test of calorific analysis using benzoic acid.**

Times	Mass of Standard (g)	Net calorific (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
	SD	0.88
	Min.	6,314
	Max.	6,317

유연탄 발열량 분석의 재현성은 현장에서 채취된 동일한 시료를 대상으로 5회 분석하여 평가하였는데, 표 3에서 보는 바와 같이 표준편차가 1.14로 우수한 재현성을 보이고 있었다.

또한, 원소분석의 재현성 평가 결과도 그림 2에서 보는 바와 같이, RSD가 탄소는 0.08~2.71%로 나타났고, 수소는 0.32~5.96%로 우수한 재현성을 보이고 있다.

**2.4 배출계수 산정**

CO<sub>2</sub> 배출계수는 IPCC에서 제시한 연료 분석 결과를 이용한 산정방법 (Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories : Workbook) 과 배기가스의 농도 측정 자료를 이용하여, 각각 표 4 및 표 5에서 보는 바와 같이 산정하였다.

연료 분석에 의한 배출계수는 표 4에서 보는 바와 같이 5단계의 Work-sheet를 이용하여 산정하게 되는데, 이를 단계별로 살펴보면, 먼저 1단계는 CO<sub>2</sub> 배출량에 가장 큰 영향을 미치는 탄소(C) 함량과 총수분량을 조사하게 된다. 2단계는 연료소비에 따른 생산량을 조사하고 에너지 사용단위를 표준화하는 과정으로, 발열량의 단위는 TJ로하며 저위발열량으로 표준화한다. 3단계에서는 1, 2단계의 결과 값과 산화율을 적용하여 실제 C 배출량을 산정하고, 4단계에서는 탄소배출량에 44/12를 곱하여 활동도(에너지 사용

량, 연료사용량, 전력생산량)에 따른 CO<sub>2</sub> 배출계수를 산정한다. 5단계는 C 배출계수 산정과정으로 4단계에서 얻어진 활동도별 CO<sub>2</sub> 배출계수를 이용하여 C 배출계수를 산정한다.

농도 측정에 의한 배출계수 산정과정은 표 5에서 보는 바와 같으며 이를 단계별로 살펴보면, 먼저 1단계는 CO<sub>2</sub> 배출 농도와 배기가스 유량을 조사한다. 2단계는 소비연료의 에너지 사용단위의 표준화 과정으로, 에너지의 단위를 인수식, 기건식, 건식으로 구분하고 단위는 TJ로하며 저위발열량으로 표준화한다. 3단계에서는 연료 주입량, 전력 생산량, 열 생산량을 조사하고, 4단계에서는 CO<sub>2</sub> 배출량과 CO<sub>2</sub> 배출계수를 산정한다. 5단계에서는 4단계의 CO<sub>2</sub>배출계수를 이용하여 탄소 배출계수 산정하게 된다.

배출계수 산정에는 발전시설의 호기별 전력생산량(2003년 현재)을 적용하였고, 각 발전시설은 측정시

**Table 4. Step by step calculation Work-sheet for CO<sub>2</sub> 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 (law 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 <sup>-6</sup>					
	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 <sup>3</sup>			H × I × 1000	
Step 4 (Carbon dioxide emission factor)						
Item	Real CO <sub>2</sub> emission factor		CO <sub>2</sub> 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	tC/TJ		
Calculation	H × I	M* (12/44)	N* (12/44)	L* (12/44)		

**Table 5. Step by step calculation Work-sheet of emission factor by CO<sub>2</sub> measurement.**

Step 1 (Carbon dioxide concentration)				
Item	Volume concentration	Mass concentration		Flow rate
Sub-Item	A	B		C
Unit	%	kg/m <sup>3</sup>		m <sup>3</sup> /hr
Calculation		A × (44 ÷ 22.4) × (273 ÷ 296)		
Step 2 (Law 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 × 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 × C	H × 24 × 365		H × (12 ÷ 44) ÷ 10 <sup>3</sup>
Step 4 (Carbon dioxide emission factor)				
Item	Carbon dioxide emission factor			
Sub-Item	K	L		
Unit	Mg/ton	Mg/TJ		
Calculation	H ÷ E	H ÷ G		
Step 5 (Carbon emission factor)				
Item	Carbon emission factor			
Sub-Item	M	N		
Unit	tC/TJ	tC/ton		
Calculation	L × (12 ÷ 44) ÷ 10 <sup>3</sup>	K × (12 ÷ 44) ÷ 10 <sup>3</sup>		

와 동일한 운전조건으로 24시간 운전된다고 가정하였다.

### 3. 결과 및 고찰

#### 3.1 측정대상 발전소의 연료 특성

각 발전소별 사용되는 유연탄의 공업분석과 원소 분석, 발열량(고위발열량) 분석 결과는 표 6과 같다. 유연탄의 성분 중 탄소는 건식기준으로 61.6~71.8%의 분포를 보이고 있으며, 수소는 최저 3.82%, 최고 6.04%로서 약 1.6배의 구성성분비를 보이고 있는 것으로 조사되었다. 공업분석에 의해 분석된 휘발성분과 고정탄소의 경우 유사한 수준을 보이고 있으나, 고유수분은 2.2~13.4%로서 약 6배의 차이를 보이는 있으며, 재의 경우에도 대상시설에 따라 약 2배의 성분 구성비 차이를 보이는 것으로 조사되었다.

**Table 6. Result of proximate and elemental analysis of bituminous coal sampled at the power plants.**

	Proximate analysis (air-dried basis) (%)				Elemental analysis (dry basis) (%)	
	IM	Ash	VM	FC	C	H
HD-1, 2, 4, 6	4.5	11.7	29.8	54.8	71.80	4.10
DJ-1, 2	2.3	9.9	34.5	53.3	63.37	4.04
DJ-3	3.1	12.7	38.7	45.5	63.31	4.24
DJ-4	2.3	12.7	38.7	45.5	61.61	3.94
TA-1, 2, 3, 4	8.3	7.1	32.7	51.9	71.57	4.34
TA-5, 6	5.6	11.8	31.4	51.2	64.96	4.23
BR-2	6.1	12.4	30.6	50.9	66.94	3.82
BR-4	2.2	12.1	30.0	55.7	67.63	4.12
BR-6	3.6	11.8	31.2	53.4	63.07	4.24
SCP-1	6.4	11.7	30.0	51.9	68.53	5.65
SCP-2	6.0	12.0	29.5	52.5	68.98	5.85
SCP-3	4.5	12.8	27.5	55.2	70.88	6.04

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

석탄의 분석은 석탄에 포함된 수분(부착수분, 고유수분)의 포함 여부에 따라 인수식, 기건식, 건식으로 구분된다. 특히, 인수식은 무역 거래 시 계약의 근거가 되는 기준으로서, 우리나라의 석탄 물동량 통계의 기준으로 사용된다. 기건식은 인수식 시료에서 부착수분을 제외시켜 산정하며, 발열량 및 공업분석의 기

준이 된다. 건식은 기건식에서 고유수분을 제외시켜 산정하며, 발전소 효율의 기준으로 사용된다.

유연탄 발열량은 유연탄내에 존재하는 수분량에 따라 차이를 보이게 된다. 그림 4에서 보는 바와 같이, 연료 중 수분함량이 많은 삼천포화력발전소의 경우, 건식 발열량은 거의 유사한 수준을 보이고 있으나, 기건식 발열량과 인수식 발열량은 사용 연료에 따라 큰 차이를 보이고 있음을 알 수 있다. 전체적으로는 건식 발열량의 경우, 대상시설에 따라 6,649~7,106 kcal/kg을 보이고 있으나, 고유수분을 적용하여 산정된 기건식의 경우에는 5,957~6,705 kcal/kg, 전수분을 적용한 인수식의 경우에는 5,549~5,985 kcal/kg으로 산정되었다.

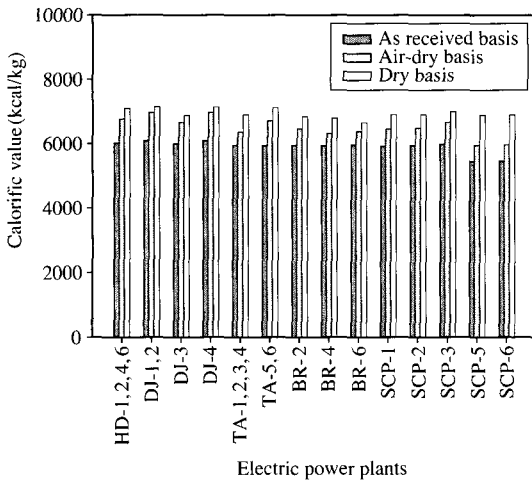


Fig. 4. Calorific value by analysis condition for the bituminous coal fired power plants.

### 3.2 CO<sub>2</sub> 배출 특성

측정지점별 CO<sub>2</sub> 배출 농도 및 배기가스 온도, 수분, 배출량 등의 분석결과는 표 7에서 보는 바와 같다. CO<sub>2</sub> 최저농도는 당진화력발전소의 9.57%, 최고농도는 하동화력발전소의 14.68%로서 다소 차이를 보이고 있으나 전체적으로 비교적 유사한 수준의 농도를 보이는 것으로 관측되었다. 대상시설 전체의 평균 배출농도는 12.84%로 조사되었다.

시료채취 시 측정된 배기가스 온도는 가장 높게

Table 7. CO<sub>2</sub> concentration and exit condition of exhaust gas from stacks in the bituminous coal fired power plants.

Stack no. of plants	CO <sub>2</sub> concentration (%)					Temperature (°C)		Moisture (g/m <sup>3</sup> )	Flow rate (m <sup>3</sup> /hr)
	Mean	S.D	Min.	Max.	N	Stack	Ambient		
HD-1	14.92	0.16	14.62	15.07	6	92.4	25.1	76.5	1,640,120
HD-2	14.68	0.05	14.63	14.77	6	89.2	25.0	75.4	1,554,490
HD-4	14.38	0.20	14.11	14.61	6	85.2	30.6	79.7	1,232,119
HD-6	14.29	0.13	14.11	14.50	6	93.7	25.3	70.4	1,561,644
DJ-1	12.05	0.82	11.11	12.62	3	88.2	11.0	76.9	1,549,979
DJ-2	9.57	0.77	8.80	10.34	3	90.3	12.0	79.5	1,670,454
DJ-3	11.11	1.94	8.90	12.56	3	87.5	11.0	78.7	1,660,642
DJ-4	12.84	0.30	12.58	13.18	3	92.3	10.0	72.7	1,534,934
TA-1	11.14	0.80	10.11	12.41	9	92.5	29.0	84.1	2,278,600
TA-2	12.85	0.59	11.57	13.51	9	90.5	27.0	90.1	2,496,600
TA-3	12.86	0.45	12.03	13.31	9	87.2	27.1	90.6	2,456,600
TA-4	13.18	0.48	12.58	13.95	9	90.7	26.8	92.8	2,430,400
TA-5	12.68	0.77	11.60	13.71	9	96.3	27.0	93.4	1,588,851
TA-6	9.65	0.40	9.17	10.20	9	93.1	26.0	102.0	1,422,567
BR-2	14.04	0.16	13.88	14.41	9	118.0	7.0	106.8	1,519,711
BR-4	13.04	0.67	12.10	13.85	9	84.0	9.0	148.7	1,751,511
BR-6	12.50	0.18	12.26	12.80	9	84.0	8.0	142.9	1,876,851
SC-1	10.44	0.38	10.19	10.88	3	86.5	13.0	56.0	90,488
SC-2	10.93	0.52	10.34	11.33	3	92.6	10.0	59.6	73,222
SC-3	11.71	1.21	10.35	12.66	3	93.0	10.0	56.4	91,334



측정된 보령화력발전소 2호기(BR-2)에서 118°C, 가장 낮게 측정된 하동화력발전소 4호기(HD-4)에서 85.2°C로서 약 33°C의 편차를 보이고 있으나, 전체적으로는 약 80~120°C의 수준을 보이고 있다. 수분량의 경우, 보령화력발전소의 4호기 배기가스의 수분량이 148 g/m<sup>3</sup>로서 삼천포화력발전소 1호기 배기가스에 비해 약 3배 높은 수준을 보이고 있으나, 전체적으로 발전소별 차이가 있는 것으로 조사되었다. 배기가스의 중 수분량이 많은 경우는 연소과정에서 발생하는 황산화물에 대한 습식탈황시설 설치 한 곳과 설치하지 않은 곳의 차이가 크기 때문이다.

선행 연구(US EPA, 2004)에서 인위적으로 운전조건을 조절한 실험에서 산소 농도 증가에 따라 CO<sub>2</sub> 농도는 감소한다는 연구결과가 있다. 다른 선행연구(AGO, 2001)에서도 보일러의 연소 조건 및 운전 방

법 등에 따라 배기가스의 CO<sub>2</sub> 농도가 영향을 받는 것으로 보고하고 있다.

### 3.3 유연탄 화력발전소의 CO<sub>2</sub> 배출계수 산정

화력발전소별 CO<sub>2</sub> 배출량을 연료 분석과 CO<sub>2</sub> 배출 농도를 이용하여 산정하였으며, 그 결과는 그림 5에서 보는 바와 같다. CO<sub>2</sub> 배출량은 배기가스 유량과 연료 사용량이 많은 삼천포화력발전소가 가장 컸고, 배기가스 유량과 연료 사용량이 적은 당진화력발전소가 가장 적은 배출량을 보였다.

연료 분석에 의한 CO<sub>2</sub> 배출계수는 C 배출량과 산화율 그리고 발전량을 이용하여 산정하였고, CO<sub>2</sub> 측정에 의한 배출계수는 CO<sub>2</sub> 배출유량과 발전량을 이용하여 산정하였다. 표 8에서 보는 바와 같이 연료분석에 의한 배출계수와 CO<sub>2</sub> 측정에 의한 배출계수는 각각 0.791, 0.771 Mg/MWh(표준편차 0.063, 0.193)로 산정되었다.

연료 분석에 의한 C 배출계수는 인수식, 기전식, 건식 발열량을 기준으로 각각 24.6, 24.1, 23.9 tC/TJ(표준편차 1.297, 1.457, 1.361)로 CO<sub>2</sub> 측정에 의한 결과인 23.8, 21.6, 20.3 tC/TJ(표준편차 4.862, 5.032, 4.361)보다 3.4~17.7% 크게 산정되었다.

본 연구에서 산정된 C 배출계수와 국외의 C 배출계수를 비교하여 보면, IPCC에서 일괄적으로 제시하고 있는 배출계수 26.2 tC/TJ와 비교하여, 연료분석에 의한 C 배출계수는 6.5% 작았고, CO<sub>2</sub> 측정에 의한 배출계수는 10.1% 작게 산정되었다. 또, CO<sub>2</sub> 배출계수는 AGO(2001)의 0.748 Mg/MWh보다 본 연구에서 개발된 배출계수가 3.4~5.4% 컸고, CCL(2003)의 0.826 Mg/MWh보다는 4.4~6.7%, US EPA(2002)

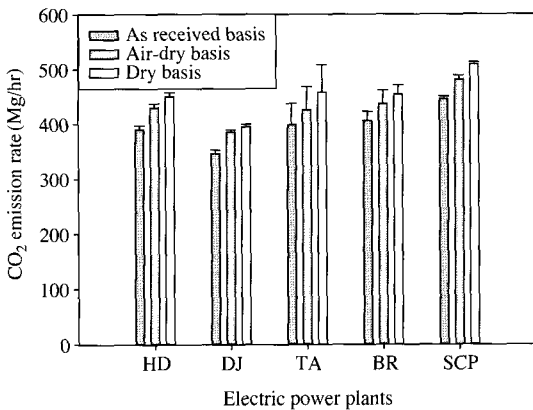


Fig. 5. CO<sub>2</sub> emission rate from bituminous coal fired power plants.

Table 8. CO<sub>2</sub> and C emission factors of bituminous coal fired power plants in various studies.

		C emission factor (tC/TJ)		CO <sub>2</sub> emission factor (Mg/MWh)	
		Fuel analysis	CO <sub>2</sub> measurement	Fuel analysis	CO <sub>2</sub> measurement
This study	As received basis	24.6	23.8	0.791	0.771
	Air-dry basis	24.1	21.6		
	Dry basis	23.9	20.3		
	IPCC (1996) <sup>1)</sup>	26.2	-	-	-
	CCL (2003) <sup>2)</sup>	-	-	0.826	-
	AGO (2001) <sup>3)</sup>	-	-	0.748	-
	US EPA (2002) <sup>4)</sup>	-	-	0.975	-

<sup>1)</sup> Estimation from secondary fuels/products of energy part. <sup>2)</sup> Estimation from wood-waste burning power station. <sup>3)</sup> Estimation from multi-fuel fired electric power plant. <sup>4)</sup> 1999 U.S. average of coal electric power plant.

의 CO<sub>2</sub> 배출계수 0.975 Mg/MWh보다 23.3~26.5% 작은 결과를 나타내었다.

#### 4. 결 론

본 연구에서는 우리나라 온실가스 배출량의 83.4%를 차지하는 발전부분 중 유연탄을 연료로 사용하는 5개의 발전소를 대상으로 연료 분석과 굴뚝에서의 측정 결과를 이용하여 CO<sub>2</sub> 배출계수를 산정하였다.

연료 분석결과 대상시설에 따라 건식 발열량은 6,649~7,106 kcal/kg으로 나타났으며, 고유수분을 적용하여 산정된 기건식 발열량의 경우에는 5,957~6,705 kcal/kg, 전수분을 적용한 인수식 발열량의 경우에는 5,549~5,985 kcal/kg으로 산정되었다.

배기가스 중 CO<sub>2</sub>를 분석한 결과 최저농도와 최고농도로 조사된 당진화력발전소와 하동화력발전소의 CO<sub>2</sub> 농도는 각각 9.57, 14.92%로서 다소 차이를 보이고 있으나 전체적으로 비교적 유사한 수준의 농도를 보이고 있으며, 대상시설 전체의 평균 배출농도는 12.84%로 조사 되었다.

인수식 발열량과 기건식 발열량, 건식 발열량을 이용한 C 배출계수는 각각 24.6, 24.1, 23.9 tC/TJ로, CO<sub>2</sub> 측정에 의한 배출계수 23.8, 21.6, 20.3 tC/TJ보다 크게 나타났고, CO<sub>2</sub> 배출계수는 연료분석에 의한 결과가 0.791 Mg/MWh로서 CO<sub>2</sub> 측정에 의한 0.771 Mg/MWh 보다 2.5% 크게 산정되었다.

본 연구에서 산정된 배출계수는 IPCC의 C 배출계수 26.2 tC/TJ보다 연료 분석에 의한 배출계수는 6.5~8.8% 작았고, CO<sub>2</sub> 측정에 의한 배출계수는 10.1~29% 작게 산정되었다. 또, CO<sub>2</sub> 배출계수는 AGO (2001)의 연구결과 보다 3.4~5.4% 크고, CCL (2003)과 US EPA (2002)의 연구결과 보다 각각 4.4~6.7%, 23.3~26.5% 작게 산정되었다.

#### 참 고 문 헌

산업자원부 자원정책실 (2005. 3.) 자원에너지 주요통계, 50.

한국전력공사(2005) 한국전력통계 (2004년).  
 환경부(2004) 대기오염공정시험법.  
 AGO (2001) Technical guidelines (Generator efficiency standards) version 1.2, Australian Greenhouse Office, 14-33.  
 CCL (2003) ERC measurement and validation protocol-Whitcourt wood-waste burning power station whitcourt, Alberta, 10-12.  
 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.  
 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.  
 US EPA (Tuesday, May 18th, 2004) web site; <http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate.html>.  
 Wight, G.D. (1994) Fundamentals of Air sampling, Lewis Publishers, 135-184.  
 Wijayatunga, P.D.C., W.J.L.S. Fernando, and R.M. Shestha (2004) Impact of distributed and independent power generation on greenhouse gas emission: Sri Lanka, Energy Conversion and Management 45, 3193-3206.