

화력발전소의 대기오염물질 배출계수 산정 연구

A Study on the Estimation of Air Pollutants Emission Factors in Electric Power Plants

김대곤 · 엄윤성 · 홍지형 · 이석조 · 석광설* · 이대균 · 이은정 · 방선애
국립환경연구원 대기공학과
(2003년 10월 16일 접수, 2004년 4월 2일 채택)

D.G. Kim, Y.S. Eom, J.H. Hong, S.J. Lee, K.S. Seok*,
D.G. Lee, E.J. Lee and S.A. Bang
Air Pollution Engineering Division, National Institute of Environmental Research
(Received 16 October 2003, accepted 2 April 2004)

Abstract

The main purpose of this study was to characterize the air pollutants emission factors in electric power plant (EPP) using fossil fuels. The electric power plant is a major air pollution source, thus knowing the emission characteristics of electric power plant is very important to develop a control strategy.

The major air pollutants of concern from EPP stacks are particulate matter (PM), sulfur oxides (SOx), nitrogen oxides (NOx), carbon monoxide (CO) and heavy metals. Throughout the study, the following results are estimated :

- PM : $8.671E-05 \sim 8.724E+01$ PM emission (kg) per fuel burned (ton)
- SOx : $4.749E-04 \sim 7.877E+01$ SOx emission (kg) per fuel burned (ton)
- NOx : $1.578E-02 \sim 9.857E+00$ NOx emission (kg) per fuel burned (ton)
- CO : $3.800E-04 \sim 1.291E+00$ CO emission (kg) per fuel burned (ton)
- Hg : $1.220E+01 \sim 3.108E+02$ Hg emission (mg) per fuel burned (ton)

From the statistical analysis by Wilcoxon signed ranks test between the emission factors of ours and U.S. EPA's, we can yielded that : $p > 0.05$.

Key words : Emission factor, Electric power plant, Combustion, Boiler, Inventory, Air pollutant

1. 서 론

기후변화협약과 생물다양성협약 등 각종 국제 환

경협약에 능동적으로 대처하고, 유엔환경계획 (United Nations Environment Program, UNEP), 경제협력개발기구 (Organization for Economic Cooperation and Development, OECD) 등 환경관련 국제기구 및 주요 국가와의 긴밀한 환경협력이 이루어지고 있는 현실에서 국가 환경통계 자료의 교류·협력이 매우 중요

* Corresponding author
Tel : +82-(0)32-560-7312, E-mail : ksseok@me.go.kr

한 이슈가 되고 있다. 이러한 환경통계자료는 국가간 자료의 비교·평가를 위해서 산정방법과 자료 제출 형태 등이 일관성있게 구축되어야 한다. 환경부는 우리나라의 환경기초통계자료를 구축하기위한 기초연구 사업을 추진하고 있으며, 일환으로 추진하고 있는 사업이 국립환경연구원 주관으로 수행하고 있는 대기오염배출원의 오염물질 배출계수 개발사업이다.

그동안 대기배출원의 오염물질 배출량 산정시 사용된 배출계수는 국내자료의 한계성으로 미국 환경청(U.S EPA)의 대기오염물질 배출계수집(Compilation of Air Pollutant Emission Factor, AP-42) 자료를 상당 부분 인용하여 왔다. 그러나 우리나라만의 산업공정, 시설 등의 특성이 있음에도 불구하고 미국의 자료만으로는 대기오염배출량 산정자료의 신뢰성을 높이는 데 한계가 있다. 이에 국립환경연구원에서는 국내 실정에 맞는 대기오염물질 배출계수를 오염원별로 산정하는 사업을 진행하고 있으며, 본 연구는 발전소에 대한 조사결과를 요약하여 제시하였다.

2. 국내 발전시설 현황

화력발전은 화석연료인 석탄(유연탄과 무연탄 등), 석유(중유, 경유, 등유), 가스(LNG, LPG) 등을 연소시켜 그 열의 힘을 직접 또는 간접적으로 이용하여 발전하는 방식이다. 따라서 주요 배출원은 보일러이며, 화력발전은 일반적으로 기력발전 및 복합화력발전으

로 구분한다. 한국전력공사(2000)의 통계에 의하면 우리나라의 한전 발전설비는 기력발전 총 46개, 복합화력발전이 총 23개로 기력발전의 비중이 높은 편이다.

표 1에는 전국 발전소의 연료별 발전설비 현황과 연료사용량('00 기준)을 제시하였다. 가장 많이 사용되는 연료는 유연탄으로, 6개의 기력발전과 2개의 복합발전설비에서 사용하고 있다(국립환경연구원, 2000).

연료를 연소하는 시설의 대기오염물질 배출은 알려진 바와 같이 연료종류, 연료성상, 보일러형태, 방지시설형태 및 연료사용량 등에 의해 영향을 받기 때문에, 본 연구에서는 국내 발전소의 배출특성을 고려하여 국내 시설에 대한 대기오염배출계수를 산정하였다(환경관리공단, 1996; 환경부, 1982).

발전시설에서 배출되는 대기오염물질은 주로 먼지, 황산화물(SOx), 질소산화물(NOx), 일산화탄소(CO)이며, 그 외 중금속류가 가장 많은 비중을 차지한다. 설치된 주요한 방지시설은 먼지를 저감하기 위한 전기 집진기와 가스상 물질을 제거하기 위한 배연탈황시설, 흡수시설 및 선택적 비촉매 환원법(Selective Non Catalytic Reduction, SNCR) 등이다.

3. 조사방법 및 내용

본 연구에서 산정하는 배출계수의 활용은 실측없이 유사 배출원에 대한 오염물질 총 배출량을 산정

Table 1. Current status of electric power plants(NIER, 2000).

Fuel type (sulfur content)	Power plant (ea)	Fuel use (ton)
Light oil	Steam (10), Compositeness (2)	64,833
Kerosene	Steam (4), Compositeness (1)	175,993
B-B oil	Steam (1)	576,414
B-C oil (0.3%)	Steam (5), Compositeness (1)	3,926,971
B-C oil (0.5%)	Steam (5), Compositeness (4)	781,305
B-C oil (1.0%)	Steam (1)	13,884
B-C oil (2.5%)	Steam (3)	3,824,117
B-C oil (3.8%)	Steam (3)	596,653
Other liquid fuel	Steam (2), Compositeness (2)	1,040,231
Anthracite coal	Steam (4)	2,664,247
Bituminous coal	Steam (6), Compositeness (2)	43,527,532
LNG	Steam (2), Compositeness (9)	6,857,345
Process gas (COG)	Compositeness (1)	147,516
Etc	Compositeness (1)	1,695,984
Total	Steam (46), Compositeness (23)	65,322,377

해야 할 경우 가장 중요한 자료가 된다. 이러한 배출계수는 아래와 같은 과정에 의해서 산정하였다.

3.1 조사대상 사업장의 선정

발전시설은 대부분 시설이 표준화되어 있고 비교적 단순한 공정이므로 표준사업장만을 대상으로 오염배출계수를 산정하여도 큰 무리가 없는 시설이다. 본 조사에서는 연료별로 2개 이상의 사업장을 선정하였으며, 사업장 선정에는 국립환경연구원의 2000년도 1~3종 대기배출업소 DB (Source Data Management, SODAM)를 활용하였다. 조사대상 사업장의 선정과정은 총 4단계로, 1단계에서는 조사대상 배출원에 해당되는 업종별로 배출업소 D/B에 등록된 사업장 (1~3종)을 파악하고, 2단계는 1단계에서 선정된 사업장 중 오염물질 배출량을 조사하여 그 양이 많은 사업장을 우선 대상으로 선정하였고, 3단계에서는 업종 대표성 및 업종별 대기 배출특성을 고려하여 연료 종류 및 보일러 종류별 2~3개 사업장을 선정하였으며, 끝으로 4단계에서는 사업장과 개별 접촉 및 사업장 방문을 통하여 해당업종, 단위공정 및 최종 생산물을 검증하여 최종 선정하였다. 이러한 과정을 통하여 최종적으로 선정된 사업장은 12개 사업장이었다.

3.2 배출원 분류

기존 국내 배출계수는 사용연료 4개 범주별 난방, 산업, 수송, 발전 등으로 배출원을 분류·산정하고 있으며 (국립환경연구원, 2000), 이것은 국내 표준 산업분류 체계와의 연계가 어렵고, 국제 환경기구의 일반적인 배출원 분류 형식과도 다소 차이가 있다. 전체 업종별 대기배출원 분류체계는 이미 제안한 바 있으며 (허정숙, 2002), 이에 따라 발전부문 보일러 배출원 분류는 미국환경청 (U.S. EPA)의 AP-42, 유럽환경국 (European Environment Agency, EEA)에 의하여 발표된 유럽연합의 대기배출 목록집 (CORe Inventory of AIR emissions, CORINAIR), 기후변화에 관한 정부간 패널 (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) 등의 선진 외국의 보일러부문 배출원 분류를 참고로 하여 사용연료, 보일러 종류 및 연소·버너형식으로 분류하였다 (U.S. EPA, 2000; EEA, 1999; IPCC, 1996).

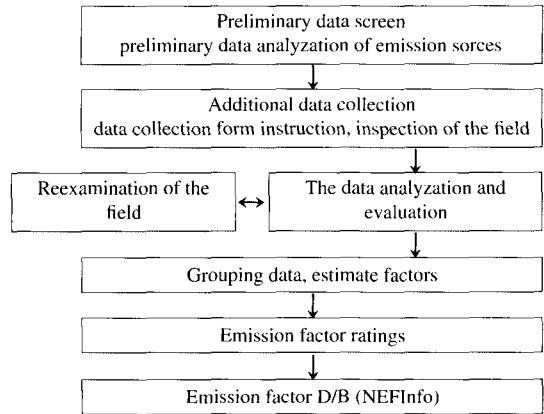


Fig. 1. Methodology for estimation emission factors from the power generation.

3.3 오염물질 배출계수 산정 방법

발전부문에 대한 대기배출특성 파악 및 배출계수 산정을 위한 연구는 그림 1과 같은 접근 방식으로 진행되었다.

배출계수의 신뢰성을 높이기 위하여 모든 조사는 현장을 중심으로 국립환경연구원과 전국의 시·도보 환경연구원의 공동조사로 이루어졌으며, 조사자료의 객관성과 정확성 검증을 위하여 사용된 자료는 해당 사업장별 연간 굴뚝 실측자료 (자가 측정자료; 1종 사업장인 경우 연간 48회 이상)와 특히 수은의 경우, 현장에서 시료를 3회 채취하고 이를 직접 분석하여 배출계수를 산정하였다.

실측자료를 이용한 오염물질 배출계수는 아래의 식(1)에 의하여 구하였다.

$$\text{배출계수} \left(\frac{\text{kg}}{\text{ton}} \right) = \frac{\text{오염물질 농도} (\text{mg}/\text{m}^3) \times \text{건조배출가스 유량} (\text{m}^3/\text{day}) \times 10^{-6}}{\text{연료 사용량} (\text{ton}/\text{day})} \quad \text{식 (1)}$$

위 식에서, 일일 유량과 연료 사용량은 각각 시간당 유량과 연간 연료 사용량 자료를 해당 사업장의 일일 조업 시간 및 연간 조업 일수를 분석하여 환산하였다.

최종 산정된 배출계수 등급은 미국 환경청의 AP-42에서 제시한 평가방법을 토대로 자료의 신뢰성을 평가하였다 (U.S. EPA, 2000). 평가방법은 자료와 배출계수 등급 평가로써 총 2단계로 이루어진다. 자료

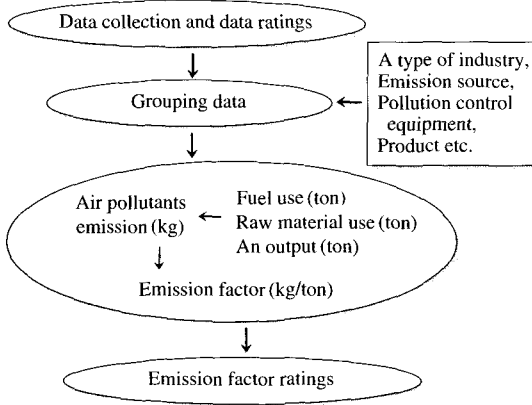


Fig. 2. Schematic flow diagram of QA/QC for emission factors.

등급은 4단계로 이루어지며, A 등급은 대기공정시험 방법 사용 여부와 측정횟수 20회 이상, B등급은 측정회수가 10회 이상, C 등급은 측정회수가 10회 미만, D 등급은 측정방법이 증명되지 않았거나 새로운 방법인 경우, 측정치가 1회거나 설계치인 경우이다. 최종적으로 배출계수 등급은 먼저 평가한 자료등급과 업종별 전체 대상사업장(1~3종) 수에 대하여 본 연구에서 조사한 사업장 수가 차지하는 비율을 고려하여 A (70% 이상), B (50% 이상), C (30% 이상), D (10% 이상), E(10% 미만) 및 F(자료등급 D 등급으로 산정)등급으로 이루어진다(국립환경연구원, 2002). 또한 자료 등급이 A, B 등급인 경우에 한해서 사업장 비율이 규정보다 낮더라도 해당 사업장의 대기배출특성(생산제품, 배출시설 혹은 방지시설)이 유일하거나 그 수가 소수여서 특성화되어있는 경우는 A 등급을 부여하였다.

화력 발전소의 경우, 자료등급은 공정시험방법에 의한 측정 횟수가 연간 48회 이상으로 대부분 A 등급(연간 20회 이상)이 되며, 이에 따라 최종 배출계수 등급은 본 연구에서 조사한 대상사업장 비율이 1~3종 전체 해당 사업장 대비 35%를 차지하고 또한, 발전 부문에서 대기 배출시설이 보일러 단일시설이고 충분히 특성화 되어 있기 때문에 등급은 A 등급인 경우가 많았다. 그 외 제조업의 자가발전의 경우와 측정 횟수가 3회인 수는 배출계수는 자료 등급이 낮아 최종 배출계수 등급이 낮게 나타났다. 그림

2는 본 연구에서 배출계수 등급부여의 과정을 나타낸 것이다.

회분함량과 배출계수 및 황 함량과 배출계수와의 관계식을 최소자승법으로 평가하였으며 SPSS 10K 프로그램을 이용하여 U.S. EPA 배출계수와 본 연구에서 산정된 배출계수와의 비교 평가를 위하여 Wilcoxon 부호순위 검정방법을 이용하였다.

4. 결과 및 고찰

4.1 주요 대기오염물질의 배출계수

4.1.1 먼지

보일러의 먼지 배출계수는 일반적으로 연료중 함유된 회분(ash)의 함량에 직접적인 관계가 있으며 회분함량과의 관계식으로 나타내는 경우가 일반적이다. 본 연구에서 산정된 배출계수를 비교·검증하고 회분함량과의 관계식으로 나타내기 위하여 최소 자승법으로 배출계수를 평가 하였다(그림 3). 그 결과 관계식은 $1.844 * S$ (황함량) + 0.081로 나타났으며, r^2 값은 0.8644로 높은 상관관계를 보이고 있으나, 본 연구에서 연료별 회분 함량의 분석 자료가 3개로써 충분치 않고, 방지시설의 효율에 따라 배출계수도 달라질 수 있어 향후 지속적인 자료의 보완이 필요하다. 표 2에는 먼지 배출계수 산정결과를 나타내었다.

석탄 사용 보일러의 경우, 방지시설 설치시 석탄 1 ton을 연소할 경우 최소 0.0001 kg에서 최대 0.146 kg의 먼지가 대기 중으로 배출되는 것으로 나타났다. 습식바닥노, 대향형연소의 보일러에서 전기 집진시설이 설치된 경우, 배출계수는 $1.460E-01$ kg/ton으로 가장 큰 값을 나타내었고, 전기집진시설과 흡수시설로서 2차 방지시설까지 있는 경우 $8.671E-05$ kg/ton으로 가장 작게 배출되었다. 즉 먼지 저감에 있어서 전기집진시설 단독으로 제어하는 것보다 2차 방지시설을 설치하여 제어하는 것이 더욱 효과적임을 확인할 수 있었다.

유류 사용 보일러의 경우 대향형연소식 보일러에서 산정된 먼지 배출계수가 $4.966E-01$ kg/ton으로 가장 크게 나타났으며, 석탄사용 보일러와 마찬가지로 전기집진시설과 2차 방지시설로 흡수시설이 설치된 보일러가 $8.679E-02$ kg/ton으로 가장 작았다. 본

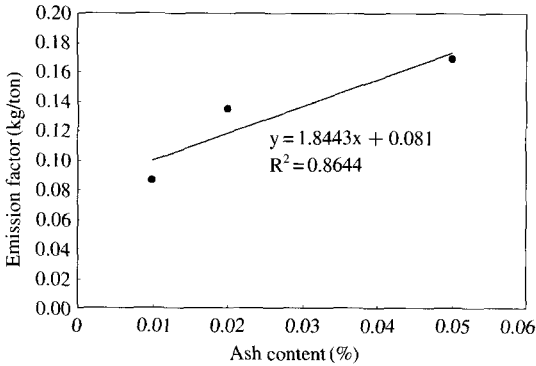


Fig. 3. The correlation of ash rates for fuel and emission factors for particulate matters.

연구결과와 대비할 수 있는 미국 환경청의 자료가 적어 정확한 비교분석이 곤란하지만 산출된 자료가 국내 시설에 대한 세분화된 자료로서 매우 중요한 의미를 가질 것으로 기대하고 있다.

4. 1. 2 황산화물

황산화물 배출계수는 연료에 포함된 황 함량(%)에 따라 선형적인 경향을 나타내고 일반적으로 황 함량과의 관계식으로 나타낸다. 본 연구에서는 산정된 SOx배출계수의 검증과 황함량과의 관계식으로 나타내기 위하여 방지시설이 있는 경우와 없는 경우의 배출원에 대한 SOx 배출계수와 황 함량과의 관계

Table 2. The emission factors of particulate matters for the type of boilers.

Boiler type	Firing configuration	Fuel type (sulfur content)	Control device type	Emission factor (kg/ton)	Rating	U.S. EPA (kg/ton)
Pulverized coal fired boiler	Wet bottom, Horizontally fired	Bituminous coal (0.3%)	Uncontrol	8.724E+01	B	
			Electrostatic precipitator (ESP)	5.004E-02	B	
	Wet bottom, Tangentially fired	Bituminous coal (0.3%)	ESP	1.410E-01	B	3.000E-02*A*
	Wet bottom, Horizontally fired	B-C (4.0%, mixed fuel burning ratio 64%) Anthracite coal (0.5%)	1st : ESP	1.460E-01	A	
			2nd : flue gas desulfurization (FGD)			
Wet bottom, Vertically fired	B-C (4.0%, mixed fuel burning ratio 64%) Anthracite coal (0.5%)	1st : ESP 2nd : Scrubber	8.671E-05	A		
Oil fired boiler	Vertically fired	B-C (0.3%) B-C (2.5%)	ESP	3.149E-01	C	1.000E-01*A*
			Uncontrol	2.725E+00	A	
		ESP	4.966E-01	A		
		1st : ESP 2nd : Scrubber	8.679E-02	A		
		Uncontrol	3.720E-01	A		
	LSWR (0.3%)	ESP	1.140E-01	A		
Tangentially fired	B-C (2.5%)	Uncontrol ESP	1.859E+00 1.347E-01	A A		
Steam supply and power plant(boiler)	Tangentially fired	B-C (0.5%)	Wet electrostatic precipitator (WESP)	1.690E-01	C	
	Tangentially fired	Carbon black process gas (0.05%)	Uncontrol	3.949E-02	A	
	Automizing steam	B-C (0.5%) B-C (4.0%)	ESP	1.600E-01	B	
			Uncontrol	3.983E+00	A	
			ESP	3.793E-01	A	
		1st : ESP 2nd : Scrubber	1.866E-01	A		
	Petroleum cokes	Bag filter (BF)	2.078E-03	A		
Gas turbine	Gas turbine	Low sulfur waxy residues (LSWR, 0.3%)	Firing assist device (FAD)	2.151E-01	A	

*A = ash content (%)

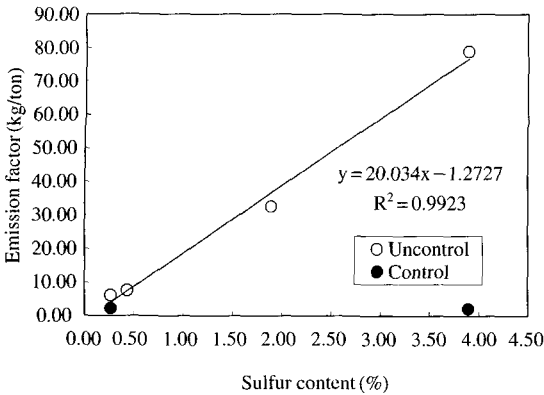


Fig. 4. The correlation of sulfur contents in fuel and emission factor for SOx.

를 최소 자승법을 이용하여 확인하였다(그림 4). 방지시설이 없는 배출원의 경우 황 함량과 SOx 배출계수와의 관계는 r^2 값이 0.992로 매우 높은 상관관계를 나타내고 있다.

각 보일러 종류별 연료에 대한 황산화물 배출계수는 표 3과 같다. 석탄 사용 보일러에서 석탄 1 ton을 연소할 경우 최소 4.345 kg에서 최대 6.150 kg의 SO₂가 배출되는 것으로 나타났으며, 흡수시설이 설치되어 있는 시설의 배출계수가 2.060E-03 kg/ton으로 가장 적었다.

유류 사용 보일러에서 방지시설이 있는 경우, SO₂ 배출계수는 최소 2.111E+00 kg/ton에서 최대 2.863E+00 kg/ton으로 나타났으며, 공정 부생가스를 사용하

Table 3. The emission factors of SOx for the type of boilers.

Boiler type	Firing configuration	Fuel type (sulfur content)	Control device type	Emission factor (kg/ton)	Rating	U.S. EPA (kg/ton)
Pulverized coal fired boiler	Wet bottom, Horizontally fired	Bituminous coal (0.3%)	Uncontrol	4.345E+00	B	1.724E+01*S*
	Wet bottom, Tangentially fired	"	Uncontrol	6.150E+00	B	1.724E+01*S*
	Wet bottom, Horizontally fired	B-C (4.0%, mixed fuel burning ratio 75%)	FGD	1.068E+00	A	
		Anthracite coal (0.5%)				
Oil fired boiler	Wet bottom, Vertically fired	B-C (4.0%, mixed fuel burning ratio 75%)	Scrubber	2.060E-03	A	
		Anthracite coal (0.5%)				
		Horizontally fired	Uncontrol	6.176E+00	C	
	Tangentially fired	B-C (2.5%)	Scrubber	2.863E+00	A	
LSWR (0.3%)		Uncontrol	3.407E+00	A		
B-C (2.5%)		Uncontrol	3.255E+01	A	1.941E+01*S*	
Steam supply and power plant (boiler)	Tangentially fired	B-C (0.5%)	Uncontrol	7.440E+00	C	
		Carbon black process gas (0.05%)	Uncontrol	9.483E-01	A	
	Automizing steam	B-C (0.5%)	Uncontrol	4.030E+00	B	
		B-C (4.0%)	Uncontrol	7.877E+01	A	
		Scrubber	2.143E+00	A		
	Pressure fired	Petroleum cokes	FGD	8.907E-02	A	
Carbon black process gas		FGD	4.749E-04	A		
Gas turbine	Gas turbine	LSWR (0.3%)	Uncontrol	2.009E+00	A	

*S=sulfur content (%)

는 열병합 보일러는 방지시설이 있는 경우와 없는 경우 각각 4.749E-04 kg/ton, 9.483E-01 kg/ton의 SO₂가 배출되는 것으로 산정되었다.

4. 1. 3 질소산화물

질소산화물(NOx)은 연소과정에서 대기 중 질소의 열적 고정과 연료에 포함된 질소의 산화로부터 주로 발생하며, 보일러의 종류, 형태 및 운전조건 등 여러 가지 인자에 의해서 배출되는 농도가 크게 영향을 받는다.

각 보일러의 NOx 배출계수는 표 4와 같으며 석탄 사용 보일러에서 방지시설이 없는 경우에 3.775E+00 kg/ton으로 산정되었다. 방지시설이 LNB (Low-NOx Burner)인 경우는 석탄 1 ton을 연소할 경우 최

소 4.020 kg에서 최대 6.869 kg가 배출되는 것으로 나타났다.

유류 사용 보일러에서 방지시설이 없는 경우 최소 1.578E-02 kg/ton에서 최대 9.800E+00 kg/ton으로 산출되었으며, 공정부생유인 석유 코크스를 사용하는 automizing steam점화방식의 열병합보일러에서 1.578E-02 kg/ton으로 가장 작게 산정되었으며, B-C (4.0%)를 사용하는 같은 방식의 열병합 보일러가 9.800E+00 kg/ton으로 가장 큰 값을 보이고 있다.

또한 방지시설을 LNB 또는 SCR으로 설치한 경우 각각 4.487E+00, 3.160E+00 kg/ton으로 산정되었으며, NOx 저감효율은 LNB에 비해 SCR이 크게 나타났다.

Table 4. The emission factors of NOx for the type of boilers.

Boiler type	Firing configuration	Fuel type (sulfur content)	Control device type	Emission factor (kg/ton)	Rating	U.S. EPA (kg/ton)
Pulverized coal fired boiler	Wet bottom, Horizontally fired	Bituminous coal (0.3%)	Low-NOx Burner	6.869E+00	B	
			Low-NOx Burner Selective non catalytic reduction (SNCR)	4.265E+00	B	
	Wet bottom, Tangentially fired	"	Low-NOx Burner	4.020E+00	B	
Oil fired boiler	Horizontally fired	B-C (4.0%, mixed fuel burning ratio 75%) Anthracite coal (0.5%)	Uncontrol	3.775E+00	A	
			Uncontrol	6.147E+00	C	
			Uncontrol	5.207E+00	A	
Steam supply and power plant(boiler)	Tangentially fired	B-C (0.3%) B-C (2.5%) LSWR (0.3%)	Uncontrol	4.597E+00	A	
			Uncontrol	3.349E+00	A	3.840E+00
			Low-NOx Burner	4.487E+00	C	
Gas turbine	Gas turbine	Carbon black process gas (0.05%) LSWR (0.3%) Liquefied natural gas (LNG)	Uncontrol	3.810E+00	B	
			Uncontrol	9.800E+00	A	
			Uncontrol	1.578E-02	A	
			Uncontrol	5.620E-01	A	
Gas boiler	Diffusion fired	LNG	Uncontrol	3.160E+00	A	
			Low-NOx Burner	3.410E+00	A	
Heat recovery steam generator	Heat recovery steam generator	LNG	Uncontrol	8.126E+00	A	
			SCR	9.857E+00	A	

Table 5. The emission factors of CO for the type of boilers.

Boiler type	Firing configuration	Fuel type (sulfur content)	Control device type	Emission factor (kg/ton)	Rating	U.S. EPA (kg/ton)
Pulverized coal fired boiler	Wet bottom, Horizontally fired	Bituminous coal (0.3%)	Uncontrol	8.324E-02	B	2.300E-01
	Wet bottom, Tangentially fired	"	Uncontrol	1.640E-01	B	2.300E-01
	Wet bottom, Vertically fired	B-C (4.0%, mixed fuel burning ratio 75%) Anthracite coal (0.5%)	Uncontrol	8.809E-04	A	
Oil fired boiler	Horizontally fired	B-C (0.3%)	Uncontrol	6.536E-01	C	
		B-C (2.5%)	Uncontrol	5.737E-03	A	
		LSWR (0.3%)	Uncontrol	6.264E-02	A	
Steam supply and power plant (boiler)	Tangentially fired	B-C (0.5%)	Uncontrol	9.340E-01	C	6.000E-01
		Carbon black process gas (0.05%)	Uncontrol	1.709E-01	A	
	Automizing steam	B-C (0.5%) B-C (4.0%) Petroleum cokes	Uncontrol Uncontrol Uncontrol	1.585E-03 1.291E+00 3.800E-04	C A A	
Gas turbine	Gas turbine	LNG	Uncontrol	4.688E-04	A	

LNG 사용 보일러의 경우 연료 1톤당 최소 6.759 kg에서 최대 9.857 kg의 NOx를 배출하는 것으로 나타나 석탄이나 유류를 사용하는 보일러와 비슷한 값을 보이고 있다.

4. 1. 4 일산화탄소

일산화탄소는 오염원의 연료 산화효율에 따라 배출량이 다르며 연소공정의 제어에 의해 일산화탄소의 배출은 최소화될 수 있다. 또한 완전연소의 차이에 따라 대형 보일러보다 소형 보일러에서 많은 양의 일산화탄소가 배출된다.

각 보일러 종류와 연료별로 산정한 일산화탄소의 배출계수를 표 5에 나타내었으며 석탄 사용 보일러에서 석탄 1톤을 연소할 경우 최소 0.001 kg에서 최대 0.164 kg의 CO가 대기 중으로 배출되는 것으로 나타났다.

유류 사용 보일러에서는 최소 3.800E-04 kg/ton에서 최대 1.291E+00 kg/ton으로 산출되었으며, 특히 같은 B-C유를 사용하는 보일러 중에서 열병합 보일러의 배출계수 값이 높게 산정 되었다.

4. 1. 5 수은

발전시설의 배출 수은은 선진국에서 이미 오래전

부터 연구되어 왔으며, 국립환경연구원에서 배출계수 산정을 위한 조사를 별도로 수행하였다. 수은은 굴뚝에서 측정하는 방법이 최근에 개정보완되었으며, 국내 대기오염공정시험방법 (U.S. EPA 101A방법과 동일)에 따라 굴뚝에서 실측하였다. 조사결과, SNCR과 전기집진기가 설치된 유연탄 사용 보일러의 경우, 유연탄 1톤을 연소할 경우 평균 12.20 mg의 수은이 대기로 배출되는 것으로 나타났고 무연탄을 사용하는 석탄보일러의 경우 평균 1.021E+02 ~ 3.108E+02 mg/ton으로 무연탄 사용시설에서의 수은 배출계수가 더 큰 것으로 나타났다. 본 연구에서는 3회 측정으로 자료가 부족하기 때문에 향후 보다 충분한 조사를 통해 수은배출계수의 보완이 이루어져야 할 것으로 사료된다(표 6).

4. 2 통계적 방법에 의한 배출계수의 검증

본 연구에서 산정한 각 대기오염물질의 배출계수와 U.S. EPA의 배출계수를 비교하기 위하여 배출원과 방지시설이 일치하는 자료를 선정하고, 같은 단위로 환산한 후에 자료의 정규분포를 확인한 결과 비정규분포하여 비모수검정방법중 Wilcoxon 부호순위 방법으로 검정하였다(표 7). 본 연구에서 대기오염물

Table 6. The emission factors of Mercury for the type of fuels.

Fuel type	Boiler type	Control device type	Emission factor (mg/ton)	Rating	U.S. EPA (mg/ton)
Bituminous coal	Pulverized coal fired boiler	SNCR, ESP	1.220E+01	-	4.980E+01
Anthracite coal	Pulverized coal fired boiler	Dry desulfurization ESP	1.021E+02	-	
Anthracite coal	Pulverized coal fired boiler	FGD ESP	3.108E+02	-	

Table 7. The comparison of emission factors between ours and U.S. EPA AP-42.

Pollutant	Fuel type (sulfur content)	Boiler type	Firing configuration	Control device type	Emission factor (kg/ton)	U.S. EPA (kg/ton)
PM	Bituminous coal (0.3%)	Pulverized coal fired boiler	Wet bottom, Tangentially fired	ESP	0.141	0.200
"	B-C (2.5%)	Oil fired boiler	Horizontally fired	ESP	0.087	0.060
SOx	Bituminous (0.3%)	Pulverized coal fired boiler	Wet bottom, Horizontally fired	Scrubber Uncontrol	4.345	3.965
"	B-C (2.5%)	Oil fired boiler	Tangentially fired	Uncontrol	32.547	44.643
NOx	B-C (2.5%)	Oil fired boiler	Tangentially fired	Uncontrol	3.349	3.840
CO	Bituminous (0.3%)	Pulverized coal fired boiler	Wet bottom, Tangentially fired	Uncontrol	0.164	0.230
"	B-C (0.5%)	Steam supply and power plant (boiler)	Tangentially fired	Uncontrol	0.934	0.600
p-value						0.499

질별로 산정한 배출계수와 U.S. EPA에서 제시하고 있는 배출계수는 유의한 차이가 없는 것으로 나타났다 ($p > 0.05$). 이러한 결과는 발전시설의 규모나 사용 연료 등이 매우 유사하여 큰 차이가 나타나지 않는 것으로 판단된다.

4.3 배출계수의 한계성 및 향후과제

발전업에서의 오염물질별 배출계수 산정의 한계점은 발전업에 등록된 모든 해당 사업장을 전수조사하기가 불가능하여 일정한 기준에 적합한 대표사업장에 국한된다는 것이다. 이로 인해 일반적인 공정대신 개별 공정상 특성이 있는 경우는 반영되기 어려우며, 특히 측정자료 및 선택된 대표사업장의 자료가 부족하여 배출계수 등급이 낮은 경우, 향후 지속적인 조사를 통하여 보완하여야 한다.

또한 NOx, CO의 배출량은 서로 상대적인 관계를

가지는 경우가 많아, 연소온도, 체류시간, 산소 공급량, 보일러의 운전 조건에 의하여 많은 변화가 생길 수 있기 때문에 향후 계속적인 보완 조사가 이루어져 좀더 대표성을 가지는 자료를 생성할 필요가 있다.

배출계수의 목적은 최종적으로 배출량을 산정하는 것이므로 향후 기준에 산정된 국가 배출량과 본 연구에서 산정된 배출계수와 활동도를 이용한 배출량과 반드시 비교 및 활용하여야 하며, 현재 시·공간적 해상도를 갖는 국가 배출량과 활동도 조사는 국립환경연구원에서 주관하여 체계적으로 연구하는 중이다.

5. 결 론

국내 산업시설을 대표할 수 있는 배출계수를 개발하기 위한 연구의 일환으로 수행된 발전시설의 대기

오염물질 배출계수 산정 결과 다음과 같은 결론을 얻었다.

1. 발전시설의 먼지 배출계수 산정 결과, 연료 1 ton을 사용할 때 최소 0.001 kg에서 최대 0.497 kg의 범위로 먼지가 배출되고 있으며 가장 큰 값을 보인 배출원은 B-C를 사용하는 대향형연소 보일러였으며, 가장 작은 것은 혼소(무연탄, B-C)를 하는 습식바닥 노형태의 수직연소 보일러였다. 산출된 먼지 배출계수와 회분함량과의 상관성을 파악한 결과 r^2 값이 0.864로, 먼지 배출량은 연료의 회분 함량과 높은 선형관계가 있음을 알 수 있었다.

2. SO₂ 배출계수는 황 함량 4.0%인 B-C유를 사용하는 열병합보일러에서 7.877E+01 kg/ton으로 가장 크게 산정된 반면, 황함량 0.05%인 카본블랙 제조공정 가스를 사용하는 열병합보일러에서는 9.483E-01 kg/ton으로 가장 작게 산정되었다. SO₂ 배출계수와 연료의 황함유량과의 상관성을 분석한 결과 r^2 값이 0.992로 매우 높게 나타났다.

3. NO_x 배출계수는 석탄 사용 보일러에서 방지시설이 없는 경우 3.775E+00 kg/ton으로 산정되었고, 방지시설이 LNB(Low-NO_x Burner)인 경우 최소 4.020E+00 kg/ton에서 최대 6.869E+00 kg/ton으로 나타났다.

4. CO 배출계수는 최소 3.800E-04 kg/ton에서 최대 1.291E+00 kg/ton의 범위로 산정되었으며, 특히 같은 B-C유를 사용하는 보일러 중에서 열병합 보일러의 배출계수가 크게 나타난 것은 열병합 보일러의 시설용량이 비교적 적었기 때문이다.

5. 발전시설의 굴뚝에서 실측한 자료를 토대로 산정한 수은 배출계수는 유연탄 사용 보일러의 경우, 평균 1.220E+01 mg/ton의 값을 보였으며, 무연탄 사용보일러의 경우 평균 1.021E+02 ~ 3.108E+02 mg/ton으로 무연탄 사용시설에서의 수은 배출계수가 더 큰 것으로 나타났다.

6. 미국 배출계수와 본 연구결과와의 오염물질별 배출계수 통계학적 검증결과 유의확률 0.499로 U.S.

EPA에서 제시하고 있는 배출계수와 본 연구에서 산정한 오염물질별 배출계수는 거의 유사하게 나타났다($p > 0.05$).

감사의 글

본 연구는 차세대 핵심환경기술개발사업 중 “대기 inventory 작성과 배출계수 개발 및 오염배출량 산정 연구”와 시·도보건환경연구원과의 공동연구와 함께 수행되었습니다. 연구비를 지원하여 주신 관계자 여러분께 감사드립니다.

참 고 문 헌

- 국립환경연구원 (2000) 대기배출원조사자료 (Source Data Management, SODAM).
- 국립환경연구원 (2002) 대기 Inventory 작성과 배출계수 개발 및 오염배출량 산정 연구, 18-38.
- 한국전력공사 (2000) 환경기술업무 자료 편람, 75-170.
- 환경관리공단 (1996) 대기오염배출계수(III), 9-158.
- 환경부 (1982) 산업공정과 환경관리(1), 130-169.
- 환경부, 국립환경연구원 (2000) 대기오염물질 배출량 (1999), 102
- 환경부, 국립환경연구원 (2002) 산업공정과 대기오염물질 배출계수 (I), 1-49.
- 허정숙, 이덕길, 홍지형, 석광설, 이대균, 엄윤성 (2002) 새로운 대기오염물질 배출원 분류체제에 관한 제언, 한국대기환경학회지, 18(3), 231-245.
- EEA (1999) Atmospheric Emission Inventory Guidebook, 2nd Edition
- IPCC (1996) Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual (Volume 3).
- U.S. EPA (2000) Compilation Air Pollutant Emission Factors, AP-42, Volume 1 : Stationary Point and Area Sources, Fifth Edition, 1.0(1)-1.11 (9)