

전력사업에서의 대기오염방지기술

김 성 철
한국전력공사 전력연구원

1. 서 론

우리나라의 전력사업은 1970년대까지 석유를 주원료로 사용한 발전설비가 주종을 이루었으나, 1973년과 1979년 두 차례에 걸친 석유파동 이후 에너지원 다변화 정책에 따라 1980년대부터 원자력과 석탄화력 발전설비가 크게 증가하기 시작하여 1995년 기준으로 총발전설비용량 3218만kW 중 원자력이 27.1%, 석탄화력이 23.0%로서 전체 설비용량의 약 50%를 점유하여 원자력과 석탄에 대한 의존도가 점차 증가되고 있는 실정이다.

또한, 향후 신규발전소 건설의 기본방향은 발전원의 특성을 감안한 발전연료의 다원화로 전력의 안정적 공급, 국내 가용 자원의 적극 활용, 전력공급의 신뢰성과 경제성 향상 및 환경오염물질 발생 최소화에 초점을 두고 있다.

이에 따라 우리나라의 전력사업 중 발전설비용량, 에너지원별 발전량 및 전력수급변화 추이를 살펴보고, 전력생산 중 화석연료 사용현황과 향후 사용전망을 예측하여 화석연료 연소시 발생하는 주요 대기 환경오염물질 발생 종류와 발생 현황을 살펴보고, 대기오염방지를 위한 주요 기술들 중에서 특히 중요한 황산화물, 질소산화물 및 1992년 리우 환경 정상회

담 이후 국제적으로 문제화되고 있는 온실효과의 주요인 물질인 이산화탄소 저감기술을 소개하여 전력생산에 따른 대기 환경오염저감 기술과 전력사업에서의 대처방안에 관해 전반적으로 기술하고자 한다.

2. 전력사업 변화 추이

가. 발전설비 용량

1980년 총발전설비용량은 9,391MW로서 유류화력 73.4%, 수력 12.3%, 석탄화력 8.0%, 원자력 6.3%를 점하여 전체설비의 70% 이상을 유류발전이 점하였으나, 1990년을 기점으로 원자력, 석탄 및 가스발전의 점유율이 급격히 높아져 1995년 기준으로 총발전설비 용량은 3218만kW이며 이중 원자력이 26.8%, 유전소 및 가스화력 19.3%, 석탄화력 24.3%, 내연 및 복합 20.0%, 수력이 9.6%를 차지하여 우리나라 발전설비 용량의 약 50%를 원자력 및 석탄화력이 점하고 있으며, 향후 발전설비 구성은 원자력을 기저부하용으

기술동향

〈표 1〉 발전설비별 용량 변화 추이

(단위 : 천kW)

구분\연도	1980	1990	1991	1992	1993	1994	구성비율
수 력	1,157	2,340	2,445	2,488	2,504	2,493	9.6%
화 력	석 탄	750	3,700	3,700	3,700	5,760	23.7%
	유 류	6,887	4,815	4,800	4,810	5,574	23.9%
	내 연	-	2,550	2,550	5,486	6,200	17.3%
원 자 력	587	7,616	7,616	7,616	7,616	7,616	26.5%
계	9,381	21,021	21,111	24,120	27,654	28,750	100%

로 유연탄을 기저 및 중간부하용으로, LNG를 첨두부하 대응 및 열병합 발전용으로 개발할 것으로 전망된다(표 1 참조).

나. 발전설비별 발전량

에너지원 다변화 정책에 의해 원자력발전소가 1978년부터 가동되면서 원자력발전 비중이 점차 높아지게 되어 1991년 총발전량 118,619GWh 중 원자력발전량이 47.5%, 석탄화력발전량이 19.6%, 유류화력발전량이 18.2%, LNG 10.5% 및 수력 발전량이 4.3%를 차지하였다. 유연탄을 중심으로 한 석탄화력발전도 꾸준히 증가하여 1991년에 19.6%의 전력을 생산하였으나, '94년에는 25.1%로 증가하여 유류발전량 23.7%보다 약 1.4% 많은 전력을 생산하였다.

또한 원자력발전량은 '91년부터 '94년까지 설비용량 증가

〈표 2〉 발전량 변화 추이

(단위 : 백만kWh)

구분\연도	1980	1990	1991	1992	1993	1994	구성비율	
수 력	1,984	6,361	5,051	4,863	6,006	4,098	2.5%	
화 력	석 탄	2,481	19,961	20,140	22,072	30,917	41,835	25.4%
	유 류	29,297	18,857	27,182	35,311	34,888	40,368	24.5%
	가 스	-	9,604	9,935	12,187	14,488	20,046	12.1%
원 자 력	3,477	52,887	56,311	56,530	58,138	58,651	35.5%	
계	37,239	107,670	118,619	130,963	144,437	164,993	100%	

주 : 발전량은 에너지원별 기준이며 타사분 포함.

가 없었으나, 매년 약 10% 정도 발전량을 증가시켜 왔으며, 1987년부터 가동하기 시작한 LNG(가스)발전설비는 11.7%의 발전량을 점하고 있으며, 환경오염이 적은 청정에너지로 평가되어 향후 우리나라의 주요 발전원으로 추가될 것으로 전망된다(표 2 참조).

다. 전력수급 변화추이

1980년에 전력공급 예비율이 40%에 도달하여 전기 공급 능력이 수요에 비해 과다하였으나, 1990년 이후부터는 전력 공급예비율이 '93년을 제외하고는 약 6% 수준을 유지하였다. 1994년에는 설비예비율 7.8%, 공급예비율이 2.8%로 떨어져 안정적인 전력수급이 어려운 상황을 맞이하고 있다.

이는 지속적인 경제성장과 전력요금의 인하로 전력수요는 매년 증가하고 있으며, 특히 생활수준 향상에 따른 냉방기기의 사용증가에 기인한 주택용 및 상업용 전력수요의 급증은 하절기 전력예비율 부족의 주요 원인이 되고 있다(표 3 참조).

〈표 3〉 전력수급 변화 추이

구분\연도	1980	1990	1991	1992	1993	1994
설비용량(천kW)	9,391	21,008	21,126	23,430	27,654	28,750
공급용량(천kW)	7,645	18,680	20,148	21,737	24,405	27,431
최대수요(천kW)	5,457	17,252	19,124	20,438	22,112	26,696
설비예비율(%)	72.1	21.8	10.5	14.6	22.8	7.8
공급예비율(%)	40.1	8.3	5.4	6.4	10.4	2.8

주 : 최대수요 발생시점 기준임

(1) 발전설비 구성 전망

1994년 기준으로 발전설비 구성비율이 가장 높았던 LNG/유류발전은 유류발전소의 노후화에 따른 가동중지로 2010년에는 LNG/유류발전설비 구성비는 32.1%에 이를 전망이며, 2010년을 기준시 발전설비 구성비는 약 3 : 3 : 3 : 1(원자력 : 석탄 : LNG/석유 : 수력)로 접근될 전망이다.

또한 2010년의 설비용량은 7955만kW이고 설비예비

율은 12.1%에 달할 것으로 전망된다(표 4 참조).

〈표 4〉 장기 전력수급계획

연 도	최대전력 (만kW)	설비용량 (만kW)	설비예비율 (%)
1995	2,988	3,218	7.0
1997	3,548	4,145	5.1
2000	4,356	5,276	13.8
2005	5,567	6,793	12.8
2010	6,564	7,955	12.1

3. 전력사업에서 화석연료 사용과 대기오염물질 발생

가. 대기오염물질 배출기준

1977년에 제정되어 1978. 7. 1부터 시행된 환경보전법은 1990. 8. 1 대기환경법이 제정되었고, 1991. 5. 31 개정되어 발전설비 관련 대기오염물질 배출허용기준은 표 5와 같이 강화되었으며 대기오염물질 중 특히 황산화물은 1999. 1. 1 이후부터 배출규제가 대폭 강화되었다.

〈표 5〉 오염물질별 대기 배출 허용기준

구 분		95.1.1~98.12.31	99.1.1 이후	
황산화물 (SO ₂)	액체연료	500MW 이상	540(4)ppm	
		500MW 미만	1,200(4)ppm	
	고체연료	무연탄(부산, 강원)	1,650(6)ppm	270(6)ppm
무연탄(기타지역)		1,200(6)ppm	270(6)ppm	
유연탄		500(6)ppm	270(6)ppm	
질소산화물 (NO ₂)	액체연료	기 타	250(4)ppm	
		발전용 내연기관	1400(13)ppm	
	고체연료		350(6)ppm	350(6)ppm
	기체연료	발전용 내연기관	950(13)ppm	950(13)ppm
기타 발전시설		400ppm 이하	400ppm 이하	

* () : 표준 산소 농도(02%)
CO₂ : 대기오염물질에서 제외

나. 석탄사용에 따른 대기오염물질 발생

(1) 석탄사용 현황

발전용 연료로서 석탄 사용은 1983년 이전에는 유연탄발 전소가 가동되지 않았기 때문에 국내 무연탄만을 소비하여 왔다. 이후 국내 무연탄은 80년대와 90년대에 걸쳐 연간 약 200만톤을 소비하고 있으나, 유연탄 소비는 매년 증가하여 '94년에는 1396만 8천톤으로 증가하였다(표 6 참조).

〈표 6〉 발전용 무·유연탄 소비 추이

(단위 : 천Ton)

구분\연도	1980	1990	1991	1992	1993	1994
무 연 탄	1,645	2,013	1,978	2,008	2,284	2,180
유 연 탄	-	6,516	6,561	7,209	10,260	13,968
계	1,645	8,529	8,539	9,217	12,544	16,148

(2) 석탄 사용 전망

국내 유일의 부존연료인 무연탄은 열량이 낮고 회분을 다 량 포함하고 있으며 심층채굴로 경제성이 떨어져 발전연료로 적합하지 못한 실정이다.

따라서, '94년 13.5%를 점했던 무연탄 사용량은 매년 감 소하여 2001년에는 4.3%, 2006년에는 2.6%까지 감소될 전망이다(표 7 참조).

〈표 7〉 발전연료 중 석탄의 소요전망

(단위 : 천Ton)

구분\연도		1994	2001	2006
무연탄	소 비 량	2,180	1,148	792
	구 성 비(%)	13.5	4.3	2.6
유연탄	소 비 량	13,968	25,805	29,157
	구 성 비(%)	86.5	95.7	97.4
소 계		16,148	26,953	29,949

(3) 대기오염물질 발생 현황 및 전망

화석연료의 연소과정에서 발생하는 대기오염 물질로는

기술동향

CO₂, SO_x, NO_x, 등이 배출되며 이중 SO_x와 NO_x는 산성우를 유발시키는 물질로서 간주되고, CO₂는 지구온난화를 일으키는 주요인으로 알려져 발전용연료로서 석탄 사용에 상당한 장애요인이 되고 있다.

SO₂ 총배출량은 발전량 증가 및 연료소비량 증가로 '88년 23만톤에서 '92년 28만톤으로 증가되었으나, 배연탈황설비 설치 및 저유황유로의 전환이 실시되는 '99년 이후는 감소하여 2001년에는 약 5.5만톤이 배출될 전망이다.

NO_x는 발전소별로 운전방법개선 및 저NO_x 버너 등의 설치를 통해 배출농도 감소를 유도하고 있으며 NO_x 총배출량은 '88년 54,000만톤에서 '92년 96,000만톤으로 증가되었으며 2001년에는 20만 5천톤이 배출될 전망이다.

지구온난화의 주요인 물질로서 국제적으로 배출을 규제할 예정인 이산화탄소는 '88년에 약 914만톤이 발생되었고 '92년에는 1230만톤, 2001년에는 3000만톤을 상회할 것으로 전망되며 표 8은 전력생산을 위해 화석연료 사용에 따른 대기오염물질 배출 현황 및 전망을 나타내고 있다.

〈표 8〉 대기오염물질 배출 현황 및 전망

(단위 : 만톤)

항목\연도	1988	1992	2001
아황산 가스 (SO _x)	23.1	27.8	9.8
질소 산화물 (NO _x)	5.4	9.6	20.5
이산화 탄소 (CO ₂)	914	1,026	3,013

주 : CO₂ : 탄소환산 만톤
SO_x : 2001년은 배연탈황설비 설치시 배출량

4. 전력사업에서 대기오염 방지기술 및 방지대책

가. 황산화물(SO_x) 저감기술

석탄 중 함유된 유황분은 양적으로 가장 큰 오염원이며, 연소

배가스 중에 나타나는 황산화물은 주로 SO₂형태로서 이를 억제하기 위한 방법으로 연소전 처리방법인 석탄정제법(Coal Cleaning)과 연소후 처리법인 배연탈황법(Flue Gas Desulfurization), 또 석회석 등을 이용한 유동층 연소와 같은 연소중 탈황방법 등이 있으나 배연탈황 기술이 가장 널리 보급되어 상용화되어 있으며, 한전에서 1999년에 강화되는 SO₂ 배출규제에 대처하기 위하여 배연탈황기술을 개발중에 있다.

(1) 석탄 정제

석탄 중의 황분을 제거하기 위해서 석탄의 물리적 성질을 이용하여 Mineral 성분을 제거하는 물리적 선탄(P.C.C., Physical Coal Cleaning)과 석탄의 화학적 결합구조를 이용하여 Mineral 성분 중의 황성분까지도 제거시키려는 화학적 선탄(C.C.C. : Chemical Coal Cleaning)으로 크게 대별할 수 있으며, 최근에는 생물학적 방법도 활발히 연구되고 있다.

○물리적 석탄정제 : 석탄의 단계적 분쇄에 의하여 Mineral 과 Mineral 및 Pyrite의 결합을 분해한 후 각 성분의 비중 또는 표면성질의 차이를 이용해서 기계적 방법으로 분리해 내는 것이다. 화학적 정제방법에 비하여 공정이 비교적 간단하고 처리비용도 적게 들지만 고품위의 정제 석탄을 얻을 수 없으며, 석탄의 특성에 따라 탈회, 탈황 효율이 많은 차이를 나타낸다.

○화학적 석탄정제 : 물리적 선탄법의 결점인 분리된 Mineral 성분에 미세한 석탄 입자들이 다량 포함되어 있음으로 해서 열량의 손실이 크다는 점과 석탄 중 황성분의 30~70%에 달하는 유기황의 제거에 어려움이 있다는 점을 보완하기 위한 방법으로서 화학 반응제를 이용하여 Pyrite S의 거의 전량과 일부의 유기황을 원소황 또는 기타의 황화합물로 변환시켜 제거하는 방법이다. 고순도의 선탄을 얻을 수 있다는 장점이 있으나, 공정이 비교적 복잡하고 처리비용이 많이 들며 화학물질의 사용에 따른 2차공해의 발생 가능성이 있다. 연료용 석탄의 정제용으로 실용화된 예가 없다.

○생물학적 석탄정제 : 선택성과 반응시간을 줄여야 하는 문제가 있어 아직 연구단계에 있다.

(2) 배연탈황법

연소후에 배가스에 포함된 SO_x를 흡수, 산화, 환원, 흡착 등의 공정으로 제거하는 방법으로서, 약 130여종의 방법이 개발되어 있으며, 반응제의 형태와 반응 생성물의 처리방법에 따라 습식법과 건식법, 재생법으로 분류된다.

습식법은 물, 알칼리 용액 등으로 배가스를 흡수하여 세정하는 방법으로, 반응속도가 빨라 SO₂ 제거율이 높고 장치도 비교적 Compact하여 필요한 부지가 적은 이점이 있으나 SO₂가 제거된 배가스의 재가열이 필요하고, 공정에 따라서는 대량의 폐수가 발생된다는 단점이 있다. 반면, 건식법은 분말이나 Pellet 형태의 촉매층을 통과시킴으로써 용수 사용이 거의 없고, SO₂가 제거된 후에도 온도 저하가 거의 없어 재가열이 필요치 않다. 그러나, 이 방법은 반응속도가 느리고 대형장치가 필요하며, SO₂ 제거율이 낮아 저유황탄을 사용하는 경우어나 적용 가능하다. 배연탈황공정 중 현재 활발히 이용되고 있는 공정은 Lime(CaO) 또는 Limestone(CaCO₃)을 이용한 습식공정이 80% 이상을 차지하고 있으며, 이 방법으로 90% 이상의 황분이 제거된다. 국내에서는 신규 석탄

화력발전소에 배연탈황 설비를 건설중이며, 선진외국 중 미국은 1978년 9월부터 배연탈황설비 설치를 의무화하였고, 일본의 1970년 초반에 배연탈황설비 설치를 시작하여 소규모 10기의 발전소를 제외하고 전발전설비에 배연탈황설비를 설치완료하였으며, 독일은 1880년부터 배연탈황설비를 설치하기 시작하였다. 표 9는 선진외국의 배연탈황 설비 설치현황을 요약한 것이다.

로내 탈황은 연소중의 탈황 기술로서 유동층 연소(FBC), 흡착제 첨가 다단연소법(LIMB) 등이 대표적인 기술이다.

유동층 연소에 의한 탈황 기술은 연소로내에 분쇄한 석회석을 석탄과 함께 공급하는 방법으로 주입된 석회석 입자들은 유동층 연소 온도조건에서 급격히 소성(Calcination)되어 세공체적(Pore Volume)을 많이 함유한 석회가 된다. 이 석회가 아황산가스와 반응하여 석고로 되면서 아황산가스를 제거한다. 흡수제로는 주로 Calcitic 석회석이 쓰이나 경우에 따라서는 Dolomitic 및 Magnesian 석회석도 사용된다. 흡수제의 탈황성능은 연소로내의 온도, 압력, 흡수제 입자의 체류시간과 입도, 물리 화학적 성질에 좌우된다.

흡착제 첨가 다단연소법(LIMB)은 건조된 흡착제를 배가스에 분산시켜 SO₂를 제거하는 기술로 저NO_x버너와 함께 사용하여 NO_x 배출량도 낮출 수 있다. 현존하는 보일러를 쉽게 LIMB 장치로 개선할 수 있는 것으로 알려져 있으나 아직 상용화되지는 못하였다.

〈표 9〉 선진 3개국의 배연탈황공정별 설치현황

국가명	공정명	설치현황(%)	설치용량
미 국	Wet lime/limestone	80%	88,000MW (1988년 총발전용량의 20%)
	Spray dryer	10%	
	Dual alkali공정 등	10%	
일 본	Wet lime/limestone	79%	36,000MW
	기타 습식공정	19%	
	건식공정(Active Carbon)	2%	
독 일	Wet lime/limestone	86%	37,000MW (1990년 기준)
	Spray dryer	9%	
	건식공정(CFBC 포함)	5%	

나. 질소산화물(NO_x) 저감기술

질소산화물은 모든 종류의 연료 연소에서 발생하며 특히 석탄의 경우는 생성기구가 복잡하기 때문에 배출억제가 힘들다. 또한, 질소산화물은 황보다는 미량오염물이며 규제치가 낮기 때문에 정교한 탈질효율의 제고가 중요하다.

(1) 연료탈질

석탄 연소시 발생하는 질소산화물의 60~80%가 연료중의

기술동향

질소성분에 의한 것으로 알려져 있으나 석탄은 자체에 포함된 질소성분이 많고(0.2~2.8wt%) 처리량이 많으므로 실용화에 문제가 있다. 최근에는 생물학적 방법을 이용한 석탄의 탈황 및 탈질에 관한 연구가 진행되고 있으나 아직 연구단계에 불과하다.

〈표 10〉 대기오염 방지기술 내용

오염물질	저감 기술	기술 내용	요소 기술
황산화물 (SO _x)	연소전 탈황	물리, 화학적, 생물학적 방법에 의한 석탄 정제	경제성, 탈황률 제고
	로내 탈황	흡착제 첨가, 다단연소법, 유동층 연소	연소기술, 흡수제 개발, 유황분 회수 이용
	배연 탈황	흡수, 산화, 환원, 흡착 등의 공정에 의한 제거 방법(건식, 습식법)	흡수제 개발, 경제성, 탈황률 제고
질소 산화물 (NO _x)	연료 탈질	열분해, 수소화	경제성 및 탈질효율 제고
	연소조건 및 연소방법 개선	열부하 변경, 저과잉공기 연소, 단계적 연소, 배가스 순환	버너 및 연소기술 개발
	배연 탈질	촉매분해, 흡착, 복사, 선택적 무촉매환원, 비선택적 촉매환원법, 선택적 촉매 환원법	촉매개발, 경제성 및 효율제고

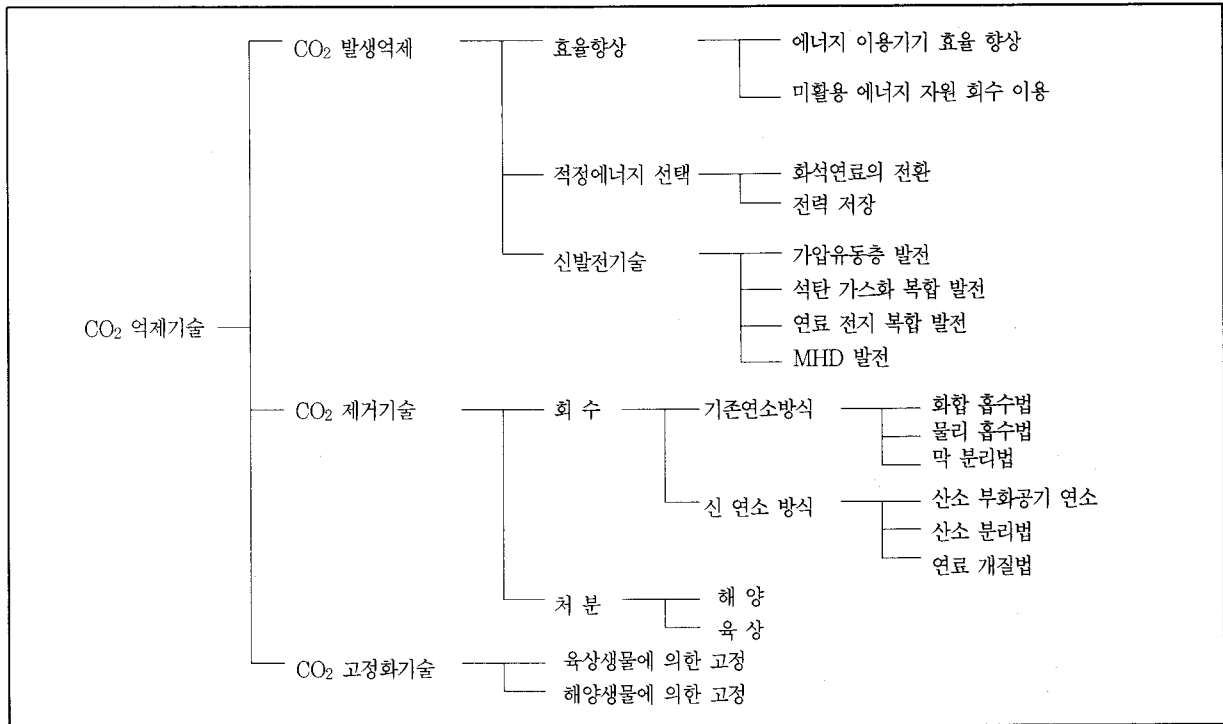
(2) 연소 개선

운전조건 변경 및 연소설비 개선에 의한 연소 중 저감기술은 상당 부분 실용화되어 있으며, 가장 적용도가 높은 것으로는 과잉공기를 축소, 다단연소 및 공기에열 온도 저감 등이 있으며 비용이 적게 드는 장점은 있으나, 이 방법으로 줄일 수 있는 것은 Thermal NO_x로서 저감효율의 한계(NO_x 배출량의 40~70%)가 있어 배연처리 기술을 사용할 필요가 있다.

(3) 배연 탈질

배연탈질법을 사용할 경우 발생 NO_x의 90% 이상을 제거할 수 있으나, 대부분의 배연가스 중에 동시에 포함되어 있는 SO_x로 인한 영향을 함께 고려하여야 하므로 배연탈질기술은 NO_x만의 제거, NO_x 및 SO_x의 동시 제거라는 두 개의 큰 영

〈표 11〉 CO₂ 억제기술 체계도



역으로 나누어지며 그 제거법은 습식법보다는 건식법에 관한 연구가 많이 진행되고 있고 상업화된 공정도 건식법이 대부분이다. 건식법에는 촉매분해(Catalytic Decomposition), 흡착(Adsorption), 복사(Radiation), 선택적 무촉매환원(Selective Noncatalytic Reduction), 비선택적 촉매환원(Non-selective Catalytic Reduction), 선택적 촉매환원(Selective Catalytic Reduction) 등 대략 6가지의 기술이 있으나, 선택적 촉매환원법이 발전설비에 가장 널리 활용되고 있다.

표10은 앞에서 설명한 황산화물 및 질소산화물 저감기술의 기술내용 및 주요 개발 요소 기술을 요약 정리한 것이다.

다. 이산화탄소(CO₂)저감기술

전력사업에서 발생하는 주요 온실가스인 이산화탄소 저감 기술로서는 CO₂ 배출 자체를 억제하는 방안과 배출된 CO₂를 처리하는 기술이 있으며, CO₂ 발생억제기술로는 에너지 이용효율 향상방안, 적정에너지 선정 및 신발전 기술이 있으며, CO₂ 처리기술로는 CO₂ 제거기술, CO₂ 고정화기술 등이 있으며 표 11 과 같다.

CO₂ 발생억제기술

○신발전기술 : 발전효율 향상기술 중 석탄화력 발전의 연소방법을 개선하는 기술로서 가압유동층 발전, 석탄가스화 복합발전, 연료전지 발전 및 MHD 발전 등이 있다.

① 가압유동층발전

가압된 상태에서의 연소기술로서 전력생산 외에 가압된 공기를 가스터빈으로 회수하여 복합 Cycle을 가동함으로써 설비 효율을 향상시키는 발전방식이다.

② 석탄가스화 복합발전

석탄을 가스화로부터 가스연료로 전환한 후 가스터빈 및 증기터빈을 이용하는 발전방식으로서 발전효율이 높고 환경

보전성 및 부하추종성이 우수한 신발전방식이다.

③ 연료전지발전

연료의 화학적에너지를 직접 전기적에너지로 전환함으로써 현재의 발전방식보다 효율이 높으며 입지확보의 용이성 등으로 CO₂ 발생억제를 위한 신기술로서 연구개발이 활발히 진행되고 있다.

④ MHD(Magneto Hydro Dynamics) 발전

보일러나 터빈 교정을 생략하고 열에너지를 직접 전기에너지로 바꾸는 MHD발전은 기계적인 회전부분이 없기 때문에 사용하는 기체 및 액체의 온도를 매우 높일 수 있는 특징이 있다.

그러나, MHD발전시 고온에 견딜 수 있는 재료개발 및 초전도 전자석 개발 등이 선행되어야 하는 과제로 남아 있다.

표 12는 신발전방식에 의한 효율 및 CO₂ 감소율을 비교한 것이다.

〈표 12〉 CO₂ 감소율 비교

신 발전 기술	효율 (%)	CO ₂ 감소율(%)
기존 석탄화력 발전소 (배연탈황부착)	33	기 준
가압 유동층 발전	40	16
가스화 복합 발전 (IGCC)	42	20
IGCC와 연료 전지	50	33
MHD	55	40

CO₂ 제거기술

○ 기존연소 방식에 의한 CO₂ 회수기술

- 흡수액에 의한 화학흡수법

- 고체 흡착제에 의한 CO₂를 물리적으로 흡착시키는 물리 흡착법

- 고분자 막의 투과속도 차이를 이용하여 CO₂를 분리, 회수하는 막분리법이 있다.

○ 신연소방식에 의한 CO₂ 회수기술

- 산소부화 연소 : 산소제조장치를 설치하여 제조된 산소

기술동향

에 의해 연소공기중의 산소농도를 높이는 방식으로서 연소 배가스 처리량을 절감시킴으로써 배가스로부터 CO₂ 회수에 필요한 동력비 및 설치비를 저감하는 기술이다. 산소농도를 30%로 농축시 기존연소방식의 배가스 열손실률 3~4%의 저감 효과가 있다.

-연료개질 발전 : LNG를 수소와 CO가스로 개질하여, 수소 분리막에서 CO와 H₂를 분리한 후 CO가스만 산소 연소시켜 고농도의 CO₂를 직접회수하여 가스터빈 연료로 H₂와 CO₂를 이용하고, 이때 폐열을 이용하여 증기터빈으로 발전하는 방식이다.

○ CO₂ 심해 저장기술

-대기중에 존재가능한 CO₂ 약 7350억톤의 약 50배에 달하는 양을 저장할 수 있는 해양은 CO₂를 대량으로 장기간 처리할 수 있는 매우 효과적인 방안이 될 수 있으며, 본 저장기술은 CO₂를 상온에서 50기압으로 액화한 후 해저 500m 밑으로 Pipe를 통하여 작은 액적으로 방출시켜 해수에 용해시킨다.

CO₂ 고정화기술

식물 및 미생물에 의해 유기물이나 탄산칼슘으로 변환하여 고정화시키는 기술이다.

라. 대기오염 방지대책

(1) 황산화물 대책

SO_x저감 대책으로는 저유황연료나 LNG와 같은 청정연료를 사용함으로써 아황산가스 배출을 감소시키는 연료대책과 연료연소시 배출되는 가스중의 아황산가스를 화학적 방법으로 제거하는 배연탈황 방법이 있다.

(가) 황산화물 저감을 위한 연료대책

OLNG발전소 건설 : LNG발전설비의 설비용량을 '94년 4.961MW 규모에서 2.010년 22.035MW로 증대

○초 저유황유 사용 : 현재 유류발전소에서 사용하고 있는 유황함량 1.6%급 B-C유를 0.3%의 LSWR이나 0.5%급 초저유황유로 전환하여 SO_x 배출농도를 '99년 이후 배출규제치 270ppm 이하인 150~250ppm으로 유지

○저유황탄 사용 : '97년 준공예정인 삼천포 #5, 6호기에 유황함량 0.1~0.3%의 아역청탄을 사용, 탈황설비를 설치하지 않고 '99년 이후 배출규제치 270ppm 이하인 75~220ppm 유지

(나) 배연탈황에 의한 유황산화물 저감대책

○기존발전소 탈황설비 설치 : 기존 석탄화력발전소에 '98년 말까지 습식석회석 석고법에 의한 탈황설비 설치('98년까지 폐지예정 발전소는 예외)

○신규발전소 탈황설비 설치 : 신규 석탄화력발전소는 발전소 건설시 탈황설비 설치 추진

(다) 석탄사용 신기술 연구개발 실용화 추진

○환경성과 경제성이 우수하여 2,000년대초 실용화될 것으로 전망되는 석탄 사용 신기술인 석탄가스화 복합발전(IGCC) 및 가압 유동층연소발전(PFBC) 등의 기술에 대한 연구개발 및 실용화 추진

-제1단계 : 기존 석탄화력발전소 Repowering 연구('93.3~'95.3)

-제2단계 : 기술개발 추이를 검토, 경제적 타당성이 인정되는 시점에서 신기술(IGCC, FBC 등)적용 Repowering 실시

○환경성이 열악한 국내무연탄 발전소(동해화력)를 건설하여 선탄 사용 신기술인 순환유동층발전(CFBC)기술을 적용함으로써 SO_x 및 NO_x도 저감할 수 있도록 추진중임.

(2) 질소산화물 대책

질소산화물 저감대책은 연소과정에서 NO_x생성을 억제하는 저NO_x 연소기술 및 연소 후 배기가스에서 NO_x를 제거하는 탈질기술로 구분되며 현재 화력발전소에서는 배기가스 재순환, 저과잉공기 연소, 2단연소 및 저NO_x 버너설치 등의 저NO_x 기술을 단독 혹은 2가지 이상의 기술을 조합하여 사용함으로

써 NO_x저감효과를 높이고 배출규제치를 준수하고 있다.

발전소의 배연탈질 기술로 이용되는 선택적 촉매환원법(SCR: Selective Catalytic Reduction)은 탈질효율이 약 80% 이상에 이르면 설치비가 발전소 건설비의 약 5~8%에 달하여 향후 발전설비에 NO_x 규제강화시를 대비하여 촉매개발 연구를 수행중에 있다.

(3) 이산화탄소 대책

화석연료 사용에 따른 CO₂ 저감대책으로는 탄소함량이 높은 연료에서 탄소함량이 적은 연료로의 전환, 에너지 이용 효율의 증대 및 CO₂ 고정화기술들을 추진 계획하고 있다.

(가) 연료전환

연료전환은 단위열량당 탄소함량이 적은 연료로 바꾸는 경우 즉 석탄에서 유류로, 유류에서 LNG로 전환시 CO₂ 배출량을 상당량 저감시킬 수 있으나, 화석연료간의 전환이므로 CO₂ 배출을 피할 수 없어 근본적 대책이 될 수 없고 장기적인 관점에서 신재생 에너지로의 연료전환 및 기술개발을 추진하고 있다.

CO₂를 배출하지 않거나 배출량이 적은 신재생 에너지로 태양력, 풍력, 지열 및 해양에너지를 들 수 있으나 에너지 밀도가 낮고, 기술개발이 진행중에 있어 대량의 에너지를 얻는 발전설비로는 현재까지는 적당치 않다.

(나) 에너지 이용효율 증대

발전부문에서 에너지 이용효율의 증대는 발전설비의 효율을 향상시킴으로써 가능하며, 세계적으로 고효율화 발전시스템 개발에 총력을 기울이고 있어 LNG발전의 경우 LNG 복합화력시스템 및 연료전지 등을, 석탄화력은 가압유동층(PFBC), MHD(Magneto Hydro Dynamics) 및 석탄가스화 복합발전(IGCC) 등의 신기술개발로 효율이 40~50% 정도에 도달할 전망이므로 기술개발진행 추이에 따라 신기술 도입을 검토하고 있다.

(다) CO₂ 고정화

화력발전소에서 사용연료와 발전효율에 따라 약간의 차이

는 있으나 CO₂ 발생은 필연적이다. 최근 CO₂에 의한 지구온난화 문제가 제기되면서 발생하는 CO₂를 별도로 포집하여 고정화처리를 하는 기술개발이 활발히 진행중에 있어 지구온난화 방지에 크게 기여할 수 있을 것으로 예상되므로 실용화를 위한 기술개발에 적극적으로 참여할 계획이다.

5. 결 론

환경문제는 전세계적으로 경제문제와 함께 중요한 쟁점으로 부각되고 있으며 전력사업에서도 환경을 고려한 최적의 발전설비건설을 전원개발계획의 기본목표로 설정하고, 원자력 및 LNG발전의 경우 대기오염물질인 SO₂ 배출계수가 석탄이나 중유보다 극히 낮아 무시할 수 있을 정도이나, LNG발전의 경우 NO₂가 발생하므로, 배출규제 강화가 예상되는 2000년 이후에는 배연탈질설비 및 저NO_x버너 설치를 신중히 검토할 필요가 있다.

SO₂배출규제가 강화되는 1999년에 대비하여 신규발전소에는 선진외국에서 기개발한 배연탈황설비를 설치중이나, 기존의 영동화력발전소에는 국내 최초로 한전에서 자체 기개발한 배연탈황설비를 설치중에 있으며, 향후 설비안정성이 입증되며 다른 발전소로의 적용이 더욱 확대될 전망이다.

이산화탄소는 범지구적 환경문제 때문에 선진국 및 개발도상국을 막론하고 전력회사가 상당부분 책임을 질 것이 확실하므로 지구온난화 방지에 대한 지속적 연구투자를 기울여 나갈 계획이다.

전력사업은 향후 지구환경보존을 위한 세계적인 노력에 동참하면서 미래의 전력사업에 대응한 안정적이고 경제적인 전력공급 및 쾌적한 환경에 대한 국민의 욕구를 동시에 충족시킬 수 있도록 투자규모, 투자재원 조달, 에너지 수급 등을 고려한 최적전원 개발계획을 수립하여 지속적으로 추진함과 동시에 신발전기술의 개발을 촉진하여 환경친화적 기업경영 정책에 부응함으로써 국민으로부터 신뢰받는 기업상의 정립을 위하여 적극 대처해 나갈 계획이다.