

# 기후변화협약에 대응한 전력 정책

김 신 중

산업자원부 원자력발전과장

## 기후변화협약

### 1. 개 요

대기 중 온실 가스 농도 증가로 인한 지구 기후 변화와 이에 따른 자연 생태계 및 인류에 미치는 부정적 영향을 방지하기 위하여 92년 6월 브라질 리우 환경개발회의에서 「기후변화에 관한 국제연합 기본협약」이 체결되었으며, 우리 나라는 93년 12월 비부속서 I 국가 지위로 동협약에 가입하였다. 기후변화협약은 94년 3월 발효되었다(96년말 현재 165개국 가입).

### 2. 교토 제3차 기후변화협약 당사국 회의 결과

부속서 I 국가의 CO<sub>2</sub> 감축 목표는 온실 가스 배출량을 2008년에서 2012년까지 90년 대비 평균 5.2% 감축(미국 7%, 일본 6%, 유럽연합 8% 감축 등)하고, 선진국 의무 이행의 유연성을 부여하기 위하여 공동 이행 제도(Joint Implementation), 청정 개발 체제(Clean Development Mechanism), 배출권 거래제(Emission Trading)를 인정하였으며, 개도국의 자발적 참여 조항을 삭제하였다.

### 3. 평가 및 향후 전망

지구 온난화의 원인에 대한 많은 불확실성에도 불구하고, 최근 지구 온난화가 환경에 미치는 부정적 영향 및 온실 가스 배출 감축의 필요성에 대해 과학적 및 정치적 공감대가 확산되어 가고 있다.

그러나 온실 가스 배출 감축은 각 국가의 경제 발전에 어떤 형태로든 제약울 미칠 수 밖에 없기 때문에 온실 가스 배출 감축의 방법에 대하여는 국가간의 입장 차이가 크다.

개도국은 선진국의 역사적 환경 오염 책임을 주장하며 기술 무상 이전 및 재정 지원을 요구하고 있으나, 선진국은 개도국에 대한 기술 및 재정 지원의 필요성을 인정하면서도 개도국의 경제 발전 과정에서의 지구 환경 파괴를 우려하고 있다.

우리 나라는 금번 교토 회의에서 개도국으로 분류되어 온실 가스 감축 의무국에서는 제외되었지만, 향후 미국 등 선진국에서는 OECD 국가이면

〈표 1〉 기후변화협약의 주요 내용

모든 당사국의 공통 의무(제4.1조)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• 온실 가스 배출 감축을 위한 국가 전략 수립 · 시행 및 공개</li> <li>• 온실 가스 배출 · 흡수 현상 및 국가 전략을 보고</li> </ul>
선진국 의무(제4.2조)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• 부속서 I 국가(92년 당시 OECD 24개국 및 동구권 11개국)는 온실 가스 배출을 2000년까지 1990년 수준으로 감축 노력</li> <li>• 부속서 II 국가(92년 당시 OECD 24개국)는 개도국에 협약 이행을 위한 재정 · 기술적 지원</li> </ul>

서 선진국 수준의 의무 부담이 없는 우리 나라·멕시코에 대하여 의무 부담을 강하게 요구할 전망으로, 이에 대한 국가 차원의 적절한 대응 방안이 강구되어야 한다.

특히 전력 분야에서 배출하는 온실 가스가 국내 온실 가스 총배출량의 약 24.3%를 점유하는 점과 온실 가스 배출 관리 측면을 고려할 때 전력 분야에서의 온실 가스 배출 감축의 중요성이 크다.

**국내 전력 부문 이산화탄소 배출 현황 및 전망**

**1. 1차 에너지 및 전력 소비 현황**

90년부터 97년까지 국내 총생산은 연평균 7.1%가 증가하고 1차 에너지 소비는 연평균 9.4%가 증가한 반면, 전력 소비는 연평균 11.1% 이상의 증가 추세가 지속되고 있다.

97년 전력 소비량은 200,784백만 kWh로, 1차 에너지 소비의 28.7%, 최종 에너지 소비의 11.9%를 점유하고 있다.

**2. 전력 부문 CO<sub>2</sub> 배출 현황**

97년 전력 부문 CO<sub>2</sub> 배출량은 2,867만톤소톤으로 국내 총배출량 11,755만톤소톤의 24.3%를 차지하고 있다.

전력 부문 CO<sub>2</sub> 배출량 점유율은 1차 에너지 소비 점유율(28.7%) 및 선진국의 CO<sub>2</sub> 배출량 점유율에 비해



월성 1~3호기. 우리나라의 경우, 14기의 원전이 생산하는 전력을 석탄 화력으로 공급한다고 가정할 때 이산화탄소 배출은 지금보다 20% 정도 더 많았을 것이다.

〈표 2〉 우리나라의 에너지 소비 현황

구 분		1990	1995	1997
GDP(90년 불변가, 조원) (증가율)		179.5 (9.5)	257.5 (8.9)	290.9 (5.4)
에너지 소비	1차 에너지(천TOE) (증가율, %)	93,192 (14.1)	150,437 (9.6)	174,962 (5.9)
	1인당(TOE/인)	2.17	3.34	3.80
전력 소비	총소비량(백만kWh) (증가율, %)	94,383 (14.8)	163,270 11.4)	200,784 (10.0)
	1인당 소비량(kWh/인)	2,202	3,640	4,366
전력 점유율	1차 에너지 기준(%)	25.3	27.1	28.7
	최종 에너지 기준(%)	10.8	11.5	11.9

〈표 3〉 우리나라의 전력 부문 CO<sub>2</sub> 배출 현황

단위: C-만톤

구 분	1990년	1995년	1997
총배출량	6,518	10,110	11,755
전력 부문	1,035	2,288	2,867
점유율	(15.9%)	(22.6%)	(24.3%)

여 높은 편은 아니다.

90년부터 97년까지 국내 전력 부문의 CO<sub>2</sub> 배출량 증가율은 연평균

15.7%로 국내 총 CO<sub>2</sub> 배출량 연평균 증가율 8.8%를 상회하고 있다.

이렇게 전력 부문의 CO<sub>2</sub> 배출량

표 4) 각국 전력 부문의 CO<sub>2</sub> 배출량 점유비

구분	한국('97)	일본('92)	미국('95)	영국('95)
총배출량(C-만톤)	11,755	40,333	142,200	15,845
전력 부문(C-만톤)	2,867	11,503	58,867	4,400
점유율(%)	24.3	28.5	41.4	27.8

주 : 1. Electric Power Annual 1996(EIA, 1997)  
 2. Electricity Energy review(Electricity Association, 1998)  
 3. 교토의정서와 우리의 도전(일본 대장성, 1998. 5)

표 5) 우리 나라의 에너지원별 발전 실적

단위 : 백만kWh, %

구분	원자력	석탄	LNG	석유	수력	계
1990	52,887 (49.1)	19,961 (18.5)	9,604 (8.9)	18,857 (17.6)	6,361 (5.9)	107,670 (100)
1995	67,029 (36.3)	48,813 (26.4)	21,296 (11.5)	42,045 (22.8)	5,478 (3.0)	184,661 (100)
1997	77,080 (34.4)	67,190 (29.9)	31,823 (14.2)	42,943 (19.1)	5,404 (2.4)	224,445 (100.0)

표 6) 우리 나라의 전원별 CO<sub>2</sub> 배출량

구분	석탄	석유	LNG복합	수력/원자력
kg-C/kWh	0.25	0.19	0.11	-

표 7) 우리 나라 및 각국의 전원 구성비

구분	한국('97)	미국('95)	일본('95)	독일('95)	영국('95)	
발전 설비 용량(MW)	41,042	705,328	199,580	114,860	68,065	
탄소 배출형 (%)	석탄	24.9	42.7	9.8	47.2	47.7
	석유	21.6	12.0	24.3	9.8	7.3
	소계	46.5	54.7	34.1	57.0	55.0
저탄소 배출형 (%)	LNG	20.8	17.2	24.0	14.1	19.1
	원자력	25.1	14.1	20.6	19.9	19.0
	수력	7.6	13.7	21.0	7.7	6.2
	기타	-	0.3	0.3	1.3	0.7
소계	53.5	45.3	65.9	43.0	45.0	
합계	100	100	100	100	100	

주 : 1. 미국 : '97 해외전력통계(한국전력공사)  
 2. 일본 : 중앙전력협의회('96. 3)  
 3. 유럽 : UNIPED/EURPROG, '96

증가율이 증가하는 것은 경제 성장 및 국민 소득 수준 향상으로 값싸고 편리한 에너지인 전력의 소비가 타 에너지보다 빠른 속도로 증가하고 있으며, 우리 나라 전력 수급 여건상 화석 연료 발전 설비 건설이 불가피하여 화석 연료 사용량이 증가하고 있기 때문이다.

따라서 발전소 건설 계획 수립시, CO<sub>2</sub> 배출량 감소 뿐만 아니라 에너지 공급 안정성·경제성·환경성·입지 및 재원 조달 가능성 등을 종합적으로 판단하여 발전원별 적정 설비 구성비를 유지해야 한다.

수력 발전은 적정 입지의 개발이 거의 완료된 상태이며, 원자력은 입지 확보 및 재원 조달의 어려움과 국민의 수용도 등으로 대폭적으로 확대하기에는 어려움이 있으며, 풍력·태양광·조력 등 대체 에너지는 기술·경제적으로 대용량 개발에 한계가 있다.

96년말 현재 원자력·수력·LNG 등 저탄소 배출형 전원 구성비는 53.5%로 선진국에 비하여 높은 편은 아니므로 향후 동설비의 가동에 따라 전력 부문 CO<sub>2</sub> 배출량이 영향을 받는다.

전력 설비 가동률은 수요·연료비·설비 특성에 따라 결정된다.

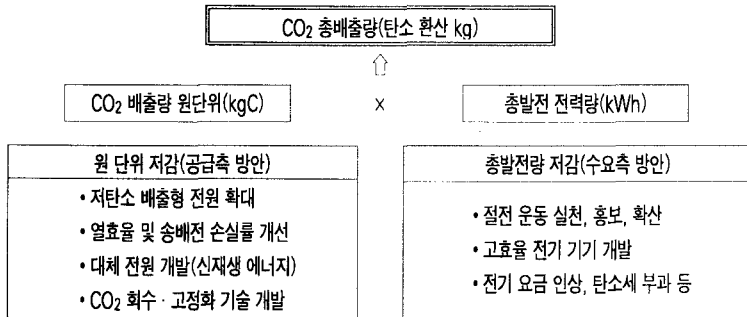
### 3. 전력 부문 CO<sub>2</sub> 배출 전망(기준안)

가. 전력 부문 CO<sub>2</sub> 배출 기준안 (BAU) 산정 기준

〈표 8〉 우리 나라의 전력 분야 CO<sub>2</sub> 배출량(기준안)

구 분	실 적		추 정 치				
	'95	'97	2000	2005	2010	2015	2020
전력 수요(GWh)	163,270	200,784	221,260	297,878	353,012	393,426	434,374
배수	1	1.23	1.36	1.82	2.16	2.41	2.66
발전량(GWh)	184,661	224,445	247,341	331,426	392,121	437,238	482,746
배수	1	1.22	1.34	1.79	2.12	2.37	2.61
CO <sub>2</sub> 배출량(만TC)	2,289	2,862	3,066	4,108	4,860	5,419	5,983
(기준안 1) 배수	1	1.25	1.34	1.79	2.12	2.37	2.61
참 고 사 항	전력 수요 연평균 증가율 ▲ '98~'00 : 3.3% ▲ '01~'05 : 6.1% ▲ '06~'10 : 3.5% ▲ '11~'15 : 2.2% ▲ '15~'20 : 2.0%						

주 : 1. 2000년부터의 CO<sub>2</sub> 배출량은 95년 기준(발전량 구성비) 적용 산정  
2. 기준안(1) 수요 관리전(前) 전력 수요를 기준으로 산정한 CO<sub>2</sub> 배출량 전망임



〈그림〉 온실 가스 배출 저감 수단

기준안은 전력 수요는 제4차 장기 전력수급계획에서 전망한 수요 관리 전 전력 수요를 전제로 하였으며, 발전량 구성비는 95년 수준이 유지된다고 가정하였다.

나. 전력 수요 전망(BAU)

IMF의 영향으로 98년 성장률 대폭 둔화, 99년 하반기 이후 성장세 회복, 2004년 이후 성장률 점진적 둔화를 거쳐, 2009년 이후 선진국형 전

력 저소비 단계에 진입할 것으로 예측된다.

전력 수요는 95년 1,633억kWh에서, 2000년 2,213억kWh, 2010년 3,530억kWh, 2020년 4,344억kWh로 증가할 전망이다.

다. 전력 부문 CO<sub>2</sub> 배출 전망(BAU)

전력 부문 CO<sub>2</sub> 배출량은 95년 2,289만탄소톤에서, 2000년 3,066

만탄소톤, 2010년 4,860만탄소톤, 2020년 5,983만탄소톤으로 증가할 전망이다.

**전력 부문 이산화탄소 배출 저감 방향**

1. 기본 방향

우리 나라에 대한 온실 가스 배출 규제 강화에 대비하여 온실 가스 배출 저감에 능동적으로 참여해야 한다.

전력 부문의 배출 저감에는 장기간이 소요되며, 배출 규제는 과거 기준 연도를 기준으로 하므로 사전적 대책 수립이 중요하다.

장기적으로 선진국 수준의 이산화탄소 배출원 단위 목표를 수립하고, 향후 여건 변화에 따라 총량 규제 등 탄력적으로 대응해야 한다.

2010년 이후 단위 전력당 CO<sub>2</sub> 배출량을 0.11kg~C/kWh 이하로 줄여나 가야 한다.

2. 수요 관리 강화

2015년까지 3조 3천억원을 투입하여 수요 관리 물량을 97년 수준(약 390만kW)에서 646만kW 추가 확대하여 최대 전력 수요를 646만kW 감축하며(3차 계획 대비 246만kW 추가 확대), 수요 관리의 효율적 추진을 위하여 전기 요금의 점진적 인상, 수요 관리 요금 제도 개선, 수요 관리 신기술 보급 확대, 직접 부하 제어 제

〈표 9〉 우리 나라의 저탄소 배출형 발전 전력 구성비

구분	'95	'97	2000	2005	2010	2015	2020	
발전량(GWh)	184,661	224,445	246,948	329,123	387,450	429,897	470,006	
저탄소 배출형 (%)	원자력	36.3	34.4	40.6	35.6	41.3	46.3	46.3
	수력	3.0	2.4	1.9	1.3	1.2	1.1	1.1
	LNG	11.5	14.2	9.1	13.3	10.6	11.5	11.5
	기타	0.0	0.0	0.0	0.006	0.013	0.012	0.012
	소계	50.8	51.0	51.6	50.2	53.1	58.9	58.9
탄소 배출형 (%)	국내탄	2.2	1.8	2.5	2.0	1.4	1.0	1.0
	역청탄	24.2	28.1	35.4	38.4	37.6	34.3	34.3
	중유	21.0	16.3	10.3	9.4	7.9	5.8	5.8
	경유	1.8	2.8	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
	소계	49.2	49.0	48.4	49.8	46.9	41.1	41.1
합계	100	100	100	100	100	100	100	

〈표 10〉 우리 나라 화력발전소의 기존 설비와 신규 설비의 열효율 전망

구분	'97년 열효율(실적)	신규 설비
역청탄	35.79~39.78%(200~500MW)	41.13~43.50%(500~800MW)
국내탄	27.45~35.65%(50~200MW)	37.89%(200MW)
석유	29.49~39.56%(20~400MW)	38.57~41.13%(75~500MW)
LNG 복합	39.98~43.65%(75~400MW)	43.72~54.02%(105~450MW)

〈표 11〉 우리 나라 화력발전소의 열효율 향상 전망

구분	1995	1997	2000	2005	2010	2015	2020
열효율 향상	실적	실적	-	+0.5%p	+1.0%p	+1.5%p	+2.0%p
열효율(%)	38.1	38.4	38.4	38.9	39.4	39.9	40.4

주: 열효율은 2000년부터 97년 수준에서 연간 0.1%p 증가 전제로 계산

〈표 12〉 각국의 화력 발전 열효율

구분	한국('97)	일본('95)	프랑스('95)	이태리('95)	영국('95)	미국('95)
열효율(%)	38.4	38.9	34.5	38.6	36.3	33.5

주: 1. '97 해외전력통계(한국전력공사)

2. 일본은 지난 10년간 연간 0.1%p씩 열효율 향상

도 도입, 수요 관리 추진 체제 정비 및 수요 관리 효과 평가 체제 구축 등을 추진하고, 수요 관리 투자비 보전 방안을 강구할 것이다.

### 3. 저탄소 배출형 연료 대체

기후변화협약 당사국 회의 등에서 우리 나라에 대한 온실 가스 배출 저감 의무 부담 압력 강화에 대비하여 저탄소 배출형(원자력·수력·LNG복합) 전원 구성비를 확대할 것이다.

- 원자력 + 수력 + LNG구성비 : 58.4%('97) → 67.3%(2015)

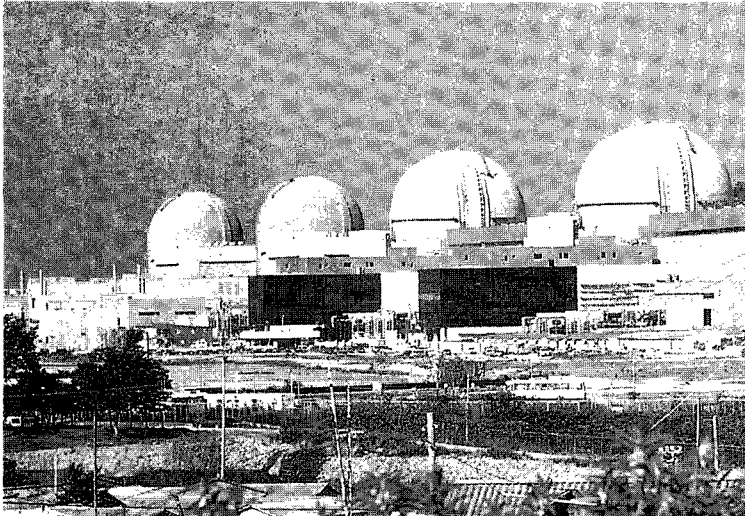
- 98년부터 2015년까지 원자력발전소 18기 1,860만kW를 건설

- 98년부터 2015년까지 LNG발전소 25기 947만kW를 건설

또한 대체 에너지 개발을 확대하여 2010년까지 풍력 및 태양광 발전을 기존 5천kW에서 3만kW로 확대하고, 청정 석탄 발전을 30만kW에서 60만kW로 확대 개발하며, 민간의 대체 에너지 개발을 유도하기 위하여 일정 기준을 갖춘 대체 에너지 발전 전력을 일반 전기 사업자가 의무적으로 구매하는 제도를 도입할 것이다(전기사업법 개정 예정).

### 4. 화력 발전소 열효율 향상

신규 석탄 화력 발전소 건설시 초임계압(Super critical) 또는 초초임계압(Ultra Super critical) 보일러를 채용한 고효율 발전소를 건설하



영광 1~4호기, 국제 온실 가스 배출 규제 강화에 능동적으로 대응해 나가기 위해서는 원자력 발전의 안전성과 경제성을 지속적으로 향상시켜야 한다.

〈표 13〉 우리나라의 송배전 손실을 추진 목표

구 분	1995	2000	2010	2015	2020
송배전 손실률(%)	5.46	5.45	5.30	5.30	5.30
손실률 변화	기준	-0.01%p	-0.16%p	-0.16%p	-0.16%p

〈표 14〉 각국의 송배전 손실률

구 분	한국(97)	일본(95)	프랑스(95)	이태리(95)	영국(95)	미국(95)
송배전 손실률(%)	5.46	5.5	7.3	6.7	7.6	5.6

주 : '97 해외전력통계(한국전력공사)

고, 저효율 노후 발전소를 점진적으로 폐지할 것이며, 기술 개발 및 설비 교체 등을 통해 화력 발전소의 열효율을 향상시킬 것이다.

### 5. 송배전 손실을 저감

초고압 송전, HVDC, FACTS 등 새로운 전력 설비 도입과 기술 고도화 등으로 전력 계통 손실의 감소를

추진할 것이다.

### 6. 기술 개발

온실가스 배출 저감을 위한 전력 수요 관리 강화, 화력발전소 열효율 개선, 송변전 손실 저감, 신재생 에너지 개발 확대, 탄산 가스 분리 및 고정화 기술 개발 등을 적극적으로 추진해 나갈 것이며, 이를 위하여 국가

차원의 전력 기술 진흥 기본 계획을 수립·시행할 것이다.

온실 가스 저감을 위한 전력 분야 주요 기술 개발 과제는 다음과 같다.

- IGCC 설계 및 기반 기술
- 유동층 발전 설비 설계 및 운영 기술
- 태양광 발전 기반 기술
- 용융 탄산염 연료 전지 개발
- 풍력 발전 기반 기술
- 축열식 지역 냉난방 시스템 개발
- 신조명 기술 개발
- 초전도 응용 기술 개발
- 이산화탄소(CO<sub>2</sub>) 제거 기술 개발 등

### 온실 가스 배출 저감과 원자력 발전

원자력 발전은 국제 온실 가스 배출 규제에 대응할 수 있는 가장 현실적인 대안으로 지속적 추진이 불가피하다.

원자력은 공급 안정성이 크고, 기술이 거의 자립 상태에 있는 준국산 에너지이며, 경제성과 무역 수지 개선 효과가 크다.

향후 국제 온실 가스 배출 규제 강화에 능동적으로 대응해 나가기 위하여는 원자력 발전의 안전성과 경제성을 지속적으로 향상시켜야 하며, 폐로 및 폐기물 처리에 대한 대책을 수립하여 국민의 신뢰성을 회복함으로써 원자력 발전의 지속적 추진 기반을 구축해 나가야 할 것이다. ☞