

최종보고서

**환경문제를 고려한 천연가스의 경제성 평가  
및 보급 활성화방안 연구**

2000. 6

**한국가스공사**

**환경문제를 고려한 천연가스의 경제성 평가  
및 보급 활성화방안 연구**

2000. 6

**한국가스공사**

# 제 출 문

한국가스공사 사장 귀하

본 보고서를 “환경문제를 고려한 천연가스의 경제성 평가 및 보급활성화 방안 연구”의 최종보고서로 제출합니다.

2000. 6.

한국환경정책·평가연구원장

연구책임자: 김용건 책임연구원

연구참여자: 강광규 책임연구원

이동근 위촉연구원

장기복 연구위원

조승헌 책임연구원

한화진 연구위원

이명균 연구위원

이세은 위촉연구원

## < 목 차 >

I. 서론 .....	1
II. 국내의 환경문제 현황 .....	2
1. 우리나라의 대기오염 현황 .....	2
2. 우리나라의 대기관리정책 현황 .....	7
2.1 대기환경기준 .....	7
2.2 배출허용기준 및 지도·점검 .....	9
2.3 연료사용 규제 .....	12
2.4 환경개선부담금 및 배출부과금 .....	21
3. 기후변화협약 동향 및 전망 .....	23
3.1 지구온난화문제와 기후변화협약 .....	23
3.2 기후변화협약의 진행상황 .....	24
3.3 향후 협상전망 .....	25
III. 에너지 원별 환경성 및 경제성 평가 .....	28
1. 대기오염의 사회적 비용 .....	28
2. 에너지원별 환경적 특성 .....	37
2.1 에너지원별 환경오염에 대한 전과정 평가 결과 .....	37
2.2 에너지원별 대기오염물질 배출계수 .....	42
3. 대기오염의 사회적 비용을 고려한 천연가스의 가격경쟁력 평가 .....	45
3.1. 에너지원별 가격결정구조 .....	45
3.2. 산업용 천연가스의 가격경쟁력 평가 .....	48
3.3. LNG 발전의 경제성 평가 .....	50
3.4. 수송부문 .....	55
IV. 부문별 천연가스 보급 잠재력 평가 .....	59
1. 에너지 수급 전망 .....	59
1.1 국내 에너지 수급전망 .....	59
1.2 천연가스 수급 전망 .....	61
2. 분석방법 .....	63
2.1 AIM/KOREA모형의 개요 .....	63
2.2 모형의 시뮬레이션 절차 .....	65
2.3 시나리오의 설정 .....	71

3. 산업부문 .....	72
3.1 산업부문의 모형화 .....	72
3.2 산업부문의 주요 입력자료내역 .....	72
3.3 시뮬레이션 결과 .....	74
4. 수송부문 .....	78
4.1 수송부문의 모형화 .....	78
4.2 수송부문의 주요 입력자료내역 .....	79
4.3 시뮬레이션 결과 .....	85
5. 전력부문 .....	90
5.1 발전부문에서의 에너지원별 수요 현황 .....	91
5.2 전력산업 여건 변화와 발전용 LNG 시장에 미치는 영향 .....	93
6. 상  업 .....	105
6.1 상업·기타부문의 모형화 .....	105
6.2 상업·기타부문의 주요입력자료 내역 .....	105
6.3 시뮬레이션 결과 .....	111
V. 천연가스 보급활성화를 위한 제도적 개선방향 .....	116
1. 환경적 외부효과의 내부화를 위한 환경세 부과 .....	116
2. 총량규제 및 배출권 거래제도 .....	121
3. 연료규제 .....	126
VI. 맺음말 .....	128
<참고 문헌> .....	130
<부록> .....	132

## < 표 목 차 >

<표 II-1> 발생원별 대기오염물질배출량 .....	3
<표 II-2> 연료별 에너지 소비량 및 대기오염물질 배출량 .....	4
<표 II-3> 국가별 오염물질 배출량 비교 .....	6
<표 II-4> 대기환경기준 .....	8
<표 II-5> 대기환경기준달성 현황(1998년) .....	9
<표 II-6> 발전부문의 질소산화물 배출허용기준 .....	10
<표 II-7> 연도별 대기배출업소 지도·점검실적 .....	11
<표 II-8> 전국 대기오염측정망 설치현황 .....	12
<표 II-9> 황함유기준제도 변천 내역 .....	14
<표 II-10> 연료의 황함유기준 .....	15
<표 II-11> 고체연료사용금지지역 변천 내역 .....	16
<표 II-12> 청정연료사용 의무화 대상 변천 내역 .....	17
<표 II-13> 부문별 대기오염물질 배출량 추이 .....	18
<표 II-14> 지역별 주요 오염물질 농도 및 연료규제 변화 추이 .....	20
<표 II-15> 대기배출부과금 부과실적 .....	22
<표 II-16> 연료별 대기배출부과금(기본부과금) 부과수준 .....	22
<표 II-17> 각국의 온실가스 배출량 추이 및 저감 필요량 추정치 .....	26
<표 III-1> 대기오염물질별 환경피해비용에 대한 국내 연구결과 .....	29
<표 III-2> 대기오염물질로 인한 손실 (ExternE) .....	30
<표 III-3> EU 및 미국 연구의 대기오염에 따른 손실 추정값 .....	30
<표 III-4> 국가별 통계적 생명가치(VOSL) .....	31
<표 III-5> 대기오염피해의 가치평가: UNEP .....	32
<표 III-6> 저황중유와 탈황설비 탈황비용 비교 .....	33
<표 III-7> 탈황설비 황함량별 비용분석 .....	33
<표 III-8> 업종별 평균 오염물질 저감비용, 1979-1985 .....	34
<표 III-9> RECLAIM 대상시설의 오염물질 처리비용 .....	35
<표 III-10> 배출권 거래형태와 이산화탄소 감축비용 .....	35
<표 III-11> 대기오염물질 배출에 따른 사회적 비용에 대한 시나리오 설정 .....	37
<표 III-12> 발전용 에너지원별 환경성 비교 결과 [기준: 전기 1GWh생산] .....	38
<표 III-13> 발전부문 원료별 환경피해의 화폐가치 (유럽연합) .....	39
<표 III-14> 수송 부문의 에너지원별 오염물질 배출특성: 연료공급 단계 .....	40
<표 III-15> 수송부문의 에너지원별 오염물질 배출특성: 자동차 운행단계 .....	41
<표 III-16> 에너지원별 대기오염물질 배출계수 (kg/백만Kcal) .....	42
<표 III-17> 산업 및 발전용 연료별 오염물질 배출계수 및 환경피해비용(대기) .....	43
<표 III-18> 산업 및 발전용 연료별 열량당 대기오염물질 배출계수 및 환경피해비	

용 .....	44
<표 III-19> 에너지원별 세계 및 가격 구조 .....	47
<표 III-20> 산업용 천연가스와 B-C유간 가격 비교(1999년) .....	49
<표 III-21> 발전소 연료별 경제성 분석의 주요가정 .....	52
<표 III-22> 환경비용 반영시 B-C유 대비 천연가스 발전원가(변동비) .....	54
<표 III-23> 국가별 NGV 현황 .....	56
<표 III-24> 주요 가정 .....	57
<표 III-25> 경유 및 CNG 시내버스의 환경비용 비교 .....	57
<표 III-26> 경유 및 CNG 버스의 시나리오별 사회적 비용(천원/년) .....	57
<표 III-27> 버스회사의 수지분석 (천원/년) .....	58
<표 III-28> CNG 버스로의 전환시 기대 이익 및 투자회수기간 .....	58
<표 IV-1> 1차에너지 수요전망(1999-2004) .....	59
<표 IV-2> 최종에너지 수요 전망(1999-2004) .....	60
<표 IV-3> 천연가스 수요전망 .....	62
<표 IV-4> AIM/KOREA의 필요입력자료 .....	71
<표 IV-5> 산업부문의 서비스기술 .....	73
<표 IV-6> 산업부문의 서비스량 시나리오 .....	74
<표 IV-7> BAU하에서의 산업부문 기술별 점유율의 변화 .....	76
<표 IV-8> 산업부문의 시나리오별 기술별 점유율의 변화 .....	77
<표 IV-9> 수송부문의 에너지서비스 분류 .....	79
<표 IV-10> 수송부문의 에너지소비량 및 단위에너지소비량 .....	81
<표 IV-11> 수송부문의 서비스기술 .....	82
<표 IV-12> 수송부문의 서비스량 시나리오 .....	86
<표 IV-13> BAU 하에서의 수송부문 기술별 점유율의 변화 .....	87
<표 IV-14> 수송부문의 시나리오별 기술별 점유율의 변화 .....	89
<표 IV-15> LNG 발전소별 발전 형태 및 주요 지표 .....	93
<표 IV-16> 에너지원별 발전설비용량과 발전량(1998) .....	93
<표 IV-17> 전원별 발전설비 구성 계획 .....	94
<표 IV-18> 전원별 발전량 전망 .....	94
<표 IV-19> 시나리오별 전원별 발전량 구성(2010년) .....	100
<표 IV-20> 발전부문의 오염물질 배출량(2010년) .....	101
<표 IV-21> 시나리오별 기준안에 대한 탄소세 부과시의 발전 비율 (미국) .....	102
<표 IV-22> 2010년 전력부문 탄소세에 기인한 NOx 배출 저감으로 발생하는 부수적 건강편익 (HAIKU/TAF 이용, 1996년 달러) .....	102
<표 IV-23> 전력산업 구조개편 단계별 주요 특징 및 예상 기대효과 .....	103
<표 IV-24> 냉방의 서비스량의 산출 .....	106
<표 IV-25> 냉방시간 .....	107

<표 IV-26> 일본의 열병합발전효율과 연료소비	108
<표 IV-27> 일본의 설비비 단가	108
<표 IV-28> 상업·기타부문의 기술자료	109
<표 IV-29> 상업·기타부문 기술도입현황	110
<표 IV-30> 상업·기타부문에 있어서 각 서비스분야별 기준년 서비스수요량	111
<표 IV-31> 각 서비스 용도의 수요량 증가(감소) 요소	112
<표 IV-32> 상업·기타부문에 있어서 장래의 서비스량 시나리오	112
<표 IV-33> BAU하에서의 상업부문 기술별 점유율의 변화	113
<표 IV-34> 상업부문의 시나리오별 기술별 점유율의 변화	115
<표 V-1> 유럽국가의 유황세 및 NO <sub>x</sub> 세 현황 (ECU/톤)	118
<표 V-2> 각국의 탄소세 비교 (ECU/단위)	118
<표 V-3> 대기오염에 따른 차종별 환경비용(1998년)	120
<표 V-4> 농도규제와 총량규제의 비교	122
<표 V-5> 미국 대기분야의 배출권 거래제도 적용사례	124

### < 그림 목 차 >

[그림 II-1] 연도별 에너지 소비량 및 대기오염물질 배출량 추이	2
[그림 II-2] 부문별 대기오염물질 총 배출량 추이	3
[그림 II-3] 연도별 도시별 아황산가스 오염도 추이	4
[그림 II-4] 연도별 도시별 이산화질소 오염도 추이	5
[그림 II-5] 전세계 주요도시 아황산가스 오염도 추이	5
[그림 II-6] 전세계 주요도시 이산화질소 오염도 추이	6
[그림 III-1] 아황산가스 배출량과 오염도간의 상관관계(서울, '92~'98)	28
[그림 III-2] 자발적 협약업체의 이산화탄소 저감비용	36
[그림 III-3] 국가별 산업용 천연가스 가격 및 세금 비중	49
[그림 III-4] 발전형태별 이용율에 따른 발전원가 특성	52
[그림 III-5] 환경세 부과에 따른 화석연료간 상대적 전원구성의 변화 (원자력 고정)	53
[그림 IV-1] 월별 LNG 수요(1998년)	61
[그림 IV-2] AIM End-use Energy Demand Model의 구조	64
[그림 IV-3] AIM End-Use모델구성	66
[그림 IV-4] AIM/KOREA 모형의 시뮬레이션 절차	66
[그림 IV-5] AIM/KOREA 모형의 시뮬레이션 상세 흐름도	68
[그림 IV-6] 산업부문의 시나리오별 이산화탄소 배출전망	75

[그림 IV-7] 산업부문의 시나리오별 대기오염물질 배출 전망(2010년) .....	75
[그림 IV-8] 수송부문의 시나리오별 이산화탄소 배출전망 .....	88
[그림 IV-9] 수송부문의 시나리오별 대기오염물질 배출량(2010년) .....	88
[그림 IV-10] 국가별 발전부문 LNG 비중 추이 .....	97
[그림 IV-11] 시나리오별 LNG 발전량 추이 .....	98
[그림 IV-12] 시나리오별 전원별 발전량 구성(2010년) .....	100
[그림 IV-13] 시나리오별 이산화탄소 배출량 추이 .....	101
[그림 IV-14] 상업부문의 시나리오별 대기오염물질 배출량(2010년) .....	114
[그림 V-1] 아황산가스에 대한 배출부과금(혹은 연료세) 국가별 부과수준 ...	117
[그림 V-2] 국가별 탄소세 부과수준 비교 .....	117
[그림 V-3] 주요국가의 환경세율 연도별 추이 .....	119

## I. 서론

인구증가와 경제규모의 확대에 따라 에너지의 사용이 급증하고 있고 이는 국지적인 대기오염은 물론 지구온난화, 오존층파괴 등 전지구적인 환경문제를 심화시키고 있다. 국내 대기오염문제의 경우 아황산가스, 총먼지 등 개도국형 오염문제는 천연가스 등 청정연료 보급을 비롯한 적극적인 환경규제가 성과를 거두어 상당부분 개선되었으나 오존, NOx 등 선진국형 오염문제는 대도시 및 공단지역을 중심으로 심화되고 있어 막대한 사회적 비용을 초래하고 있다. '96년의 경우, 대기오염에 따른 사회적 비용은 호흡기질환 유발에 따른 의료 및 노동상실비용만 7조7천억원에 이르는 것으로 추정되며(김용건·조준모, 1997), 동식물 피해나 건물 등에 미치는 영향을 고려할 경우 이를 훨씬 초과할 것으로 평가된다.

또한 이산화탄소 등 온실가스에 대한 국제적 규제가 가시화되고 있어 에너지다 소비형 경제구조를 갖고 있는 우리나라의 경우 국가 환경 및 에너지 정책의 재검토를 비롯한 적극적인 대응책이 필요하다. '97년 제3차 기후변화협약 당사국회의에서 채택된 교토의정서에서는 선진국 및 동구권 국가에 대하여 2008년부터 '90년 대비 평균 5.2%에 상응하는 온실가스 감축의무를 명시하고, 이를 위해 배출권 거래제도 등 교토메카니즘을 활용할 수 있도록 규정하고 있다. 우리나라는 핵심 온실가스인 이산화탄소 배출량이 세계 11위이며 OECD 가입국으로서 국제협상과정에서 온실가스에 대한 양적 감축의무 부담에 대한 요구가 점차 커지고 있다.

환경부가 최근(2000년 3월)에 실시한 「21세기 국민 환경의식 조사」 결과를 보면 대기오염의 심각성에 대한 국민들의 인식이 잘 나타나 있다. 이 조사결과에 따르면 국민들이 대기오염의 심각성을 느끼는 정도는 97.1%(매우 심각 63.2%, 대체로 심각 33.9%)로 나타나 과거 수행된 조사결과(1995년 80.9%, 1996년 91.5%, 1997년 92.1%)와 비교할때 지속적으로 증가되고 있는 것으로 나타났다. 아울러 지구온난화 및 오존층 파괴의 심각성에 대해서도 '심각하다'는 의견이 92.0%로 나타나 상대적으로 높은 심각성을 나타내고 있는 것으로 분석되었다.

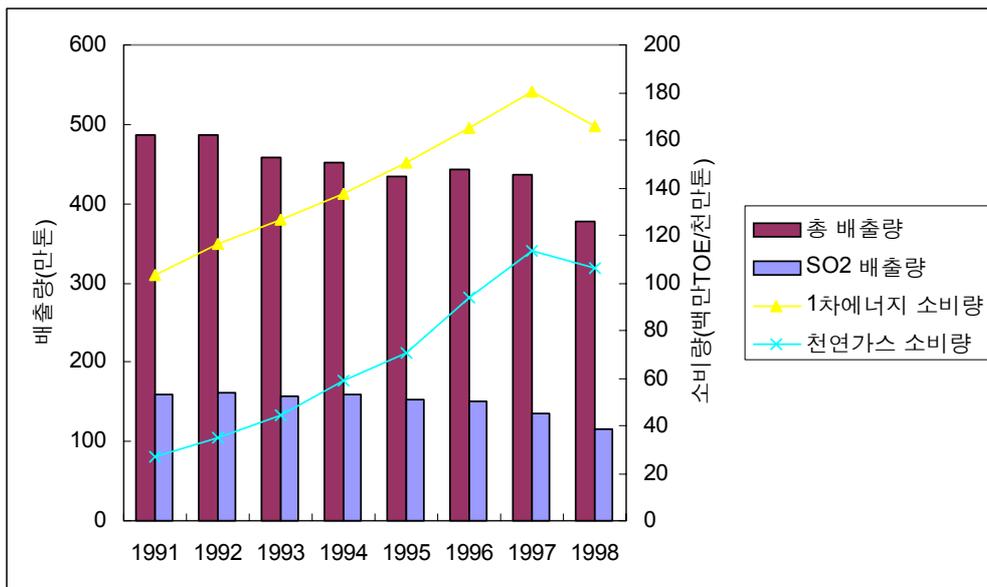
이와 같은 국내외 환경·에너지 문제에 효과적으로 대응하기 위해서는 에너지에 대한 환경성과 경제성의 재평가, 청정연료인 천연가스의 역할 재정립, 그리고 향후 환경·에너지 정책의 방향에 대한 재검토가 요구된다. 천연가스는 아황산가스나 먼지를 거의 발생시키지 않고, NOx 등 주요 대기오염물질의 경우에도 석유나 석탄에 비해 적은 양을 배출할 뿐만 아니라, 최근 국제적인 규제가 가시화되고 있는 이산화탄소 등의 온실가스에 있어서도 다른 연료에 비해 낮은 배출계수를 갖고 있어 대표적인 환경친화적 연료로 평가된다. 본 연구에서는 다양한 환경문제를 고려하여 에너지 공급원으로서 천연가스의 역할을 재평가하고 이의 보급을 활성화하기 위한 정책대안을 제시하도록 한다.

## II. 국내외 환경문제 현황

### 1. 우리나라의 대기오염 현황

대기오염은 산불이나 화산 등 자연현상에 의해서도 유발되나 오늘날 크게 문제가 되는 것은 에너지의 사용에 따른 인위적인 오염문제이다. 1998년말 현재 우리나라의 대기오염물질 배출업소수는 30,865개소이며, 이동오염원인 자동차는 1,047만대에 달한다. 이러한 오염원에서 발생하는 대기오염물질 발생량은 1998년 기준 총 376만9천톤에 달하는데, 아황산가스(SO<sub>2</sub>)가 114만6천톤으로 전체의 30.4%를 차지하며, 질소산화물(NO<sub>x</sub>)이 108만4천톤으로 28.8%, 일산화탄소(CO)가 97만7천톤으로 25.9%, 총먼지(TSP)가 42만톤으로 11.1%, 탄화수소(HC)가 14만1천톤으로 3.8%를 점유하고 있다.

대기오염물질 총 배출량은 천연가스 등 청정연료 및 저황유 공급정책 등에 의해 아황산가스, 먼지 등이 저감됨에 따라 매년 줄어드는 추세에 있다. 총 오염물질 배출량은 1991년 487만톤에서 1998년에는 377만톤으로 7년동안 22.6% 감소하였다. 이는 1차에너지 소비가 1991년 103,622 천TOE에서 1998년 165,932 천TOE로 60% 이상 증가하였음을 고려할 때 매우 큰 감소로 평가된다. 오염물질 별로는 SO<sub>2</sub>, CO, HC 등이 줄어들고 있는 반면 NO<sub>x</sub>의 경우는 1990년 87만8천톤에서 1998년 108만3천톤으로 23%나 증가하였고, TSP의 경우도 소폭 증가세에 있다.



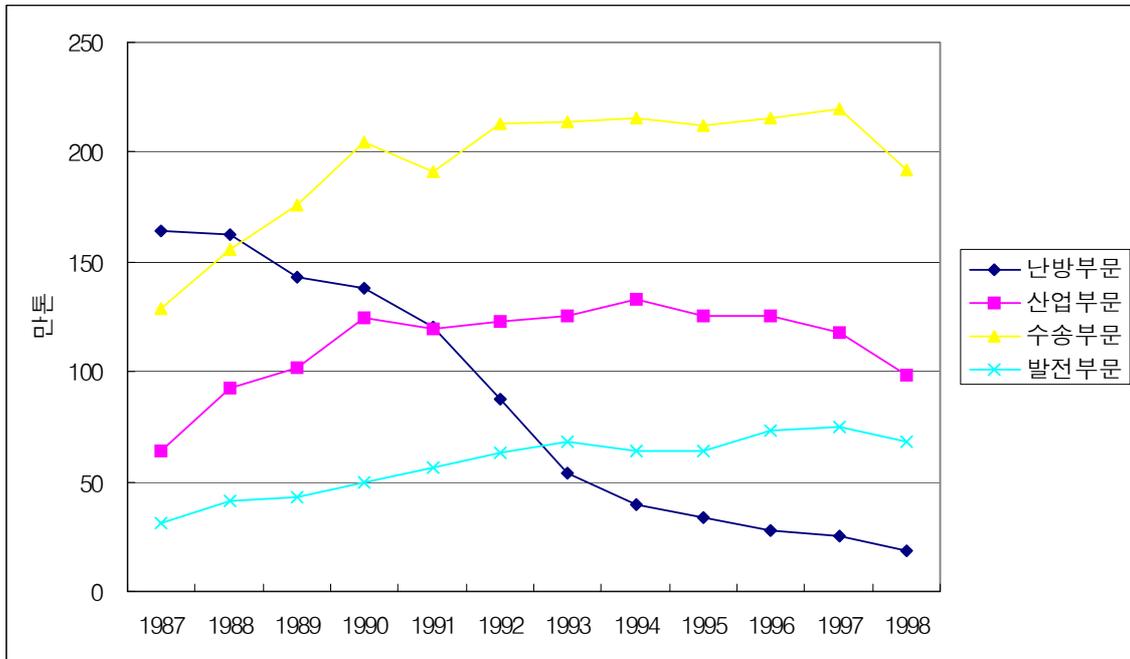
[그림 II-1] 연도별 에너지 소비량 및 대기오염물질 배출량 추이

부문별로는 수송부문이 191만6천톤으로 전체 오염물질 배출량의 50.8%를 점하고 있으며, 산업부문이 98만7천톤(26.2%), 발전부문이 68만5천톤(18.2%), 난방부문이 18만2천톤(4.8%)을 배출하고 있다. 난방부문은 연료규제 등에 따른 청정연료의 확대로 SO<sub>2</sub>, 먼지 등의 배출량이 급속히 감소함에 따라 1987년

<표 II-1> 발생원별 대기오염물질배출량 (단위: 톤/년)

오염물질 발생원연도		계	아황산가스 (SO <sub>2</sub> )	질소산화물 (NO <sub>x</sub> )	먼지 (TSP)	일산화탄소 (CO)	탄화수소 (HC)
계	'91	4,869,959	1,597,780	878,389	431,318	1,759,505	199,910
	'92	4,867,637	1,613,549	1,067,001	392,243	1,630,378	164,486
	'93	4,583,839	1,571,700	1,186,697	389,750	1,290,527	145,165
	'94	4,526,250	1,602,764	1,191,533	429,398	1,156,464	146,091
	'95	4,349,606	1,532,320	1,152,765	405,526	1,109,097	149,898
	'96	4,424,546	1,500,260	1,257,993	423,694	1,088,788	153,811
	'97	4,364,723	1,356,395	1,278,348	438,531	1,129,092	162,357
		3,768,473	1,146,005	1,083,774	420,034	977,263	141,397
난방부문	'98	181,594	63,066	53,479	6,452	51,999	6,598
산업부문		986,581	466,209	352,458	148,879	16,364	2,671
수송부문		1,915,590	296,803	510,927	81,704	895,680	130,476
발전부문		684,708	319,927	166,910	182,999	13,220	1,652

자료원: 환경백서(1999), 환경통계연감(1999)



[그림 II-2] 부문별 대기오염물질 총 배출량 추이

164만톤에서 1998년 18만톤 수준으로 11년간 88.9%의 감소율을 보이고 있다. 산업부문의 배출량은 90년도 들어 큰 변화를 보이지 않고 있으나, 전력부문은 증가세를 보이고 있다. 수송부문의 NOx 배출량 또한 1991년의 44만6천톤에서 1998년 51만톤으로 증가세에 있어 도시지역의 오존문제에 큰 영향을 주는 것으로 파악되고 있다.

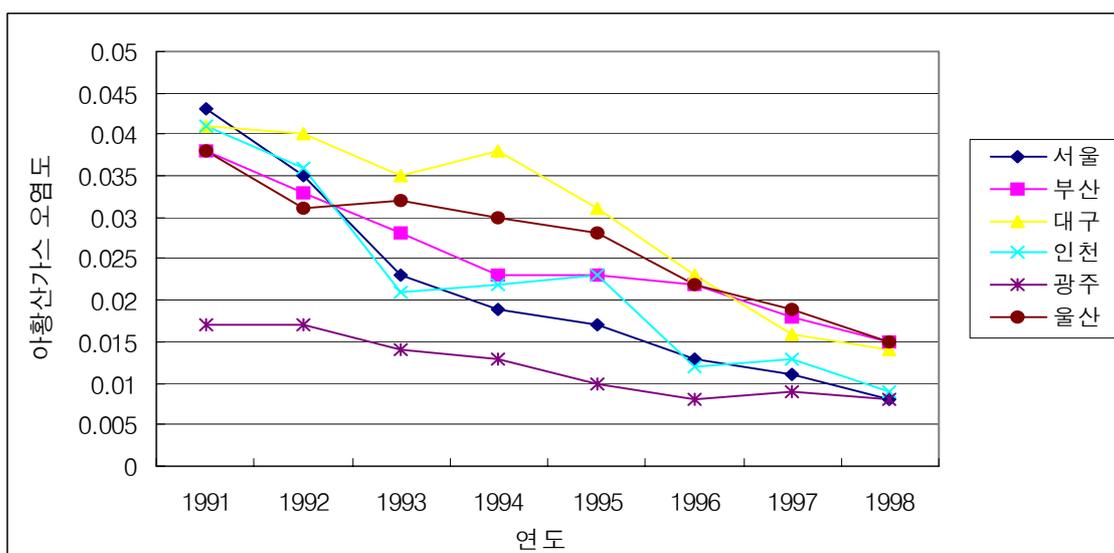
연료별로 보면 석유, 석탄, 가스 등 화석에너지의 소비비중 64%를 점하고 있는 석유가 배출량의 66%인 288만8천톤을 배출하고 있으며, 소비비중이 22%인 석탄이 배출량의 29%인 125만톤을 배출하고 있다. 천연가스 등 가스류는 소비비중이 14%에 달하나 배출량 비중은 5%에 불과해 대기오염물질이 타 연료에 비해 매우 낮게 배출됨을 알 수 있다.

대기오염도에 있어서도 청정연료 및 저황유 공급확대정책에 힘입어 아황산가스, 먼지 등 소위 개도국형 오염문제는 개선되고 있으나 자동차의 급속한 증가에 따라 이산화질소 및 오존의 오염도는 비슷하거나 완만하게 증가하고 있다.

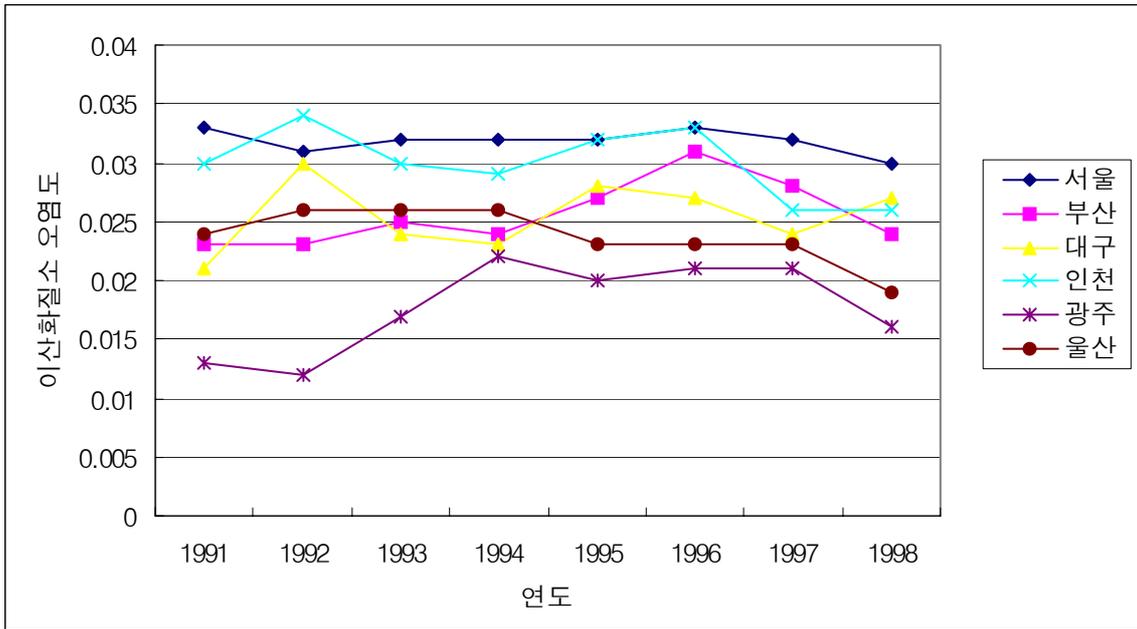
<표 II-2> 연료별 에너지 소비량 및 대기오염물질 배출량 (1997년 기준)

구분	에너지소비	소비비중	배출량	배출량비중	TOE당 배출량
합계	158,671	100%	4,365	100%	0.028
석유	101,879	64%	2,888	66%	0.028
석탄	34,799	22%	1,250	29%	0.036
가스	21,993	14%	227	5%	0.010

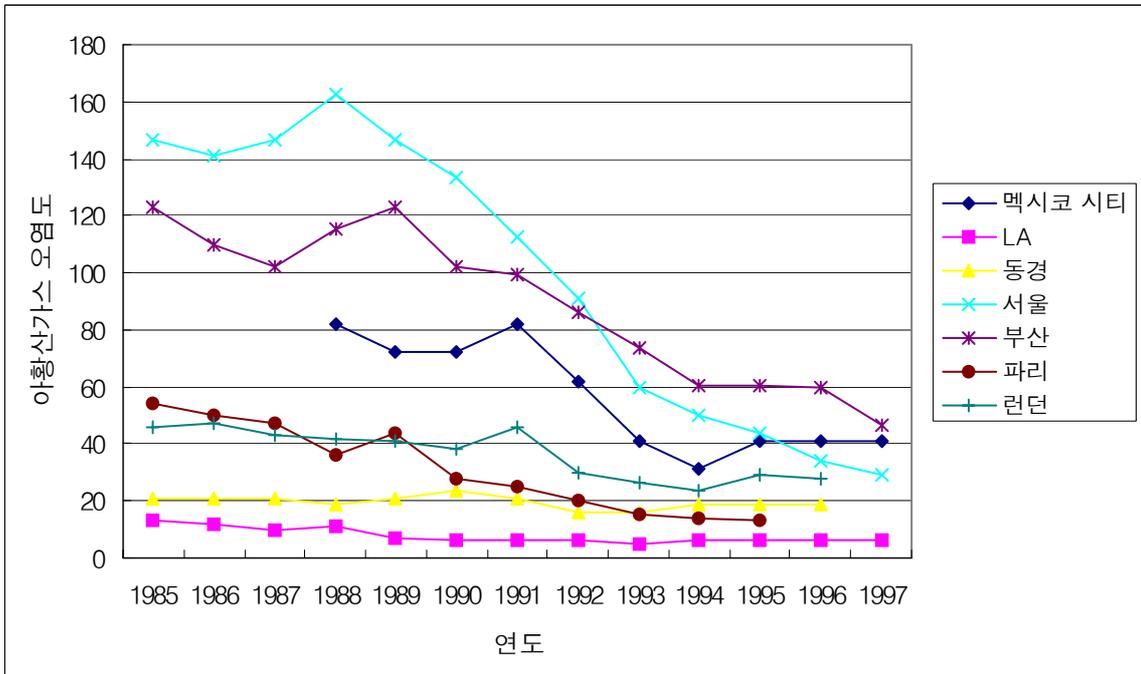
주) 단위는 에너지 소비량이 천TOE, 배출량은 천톤임.



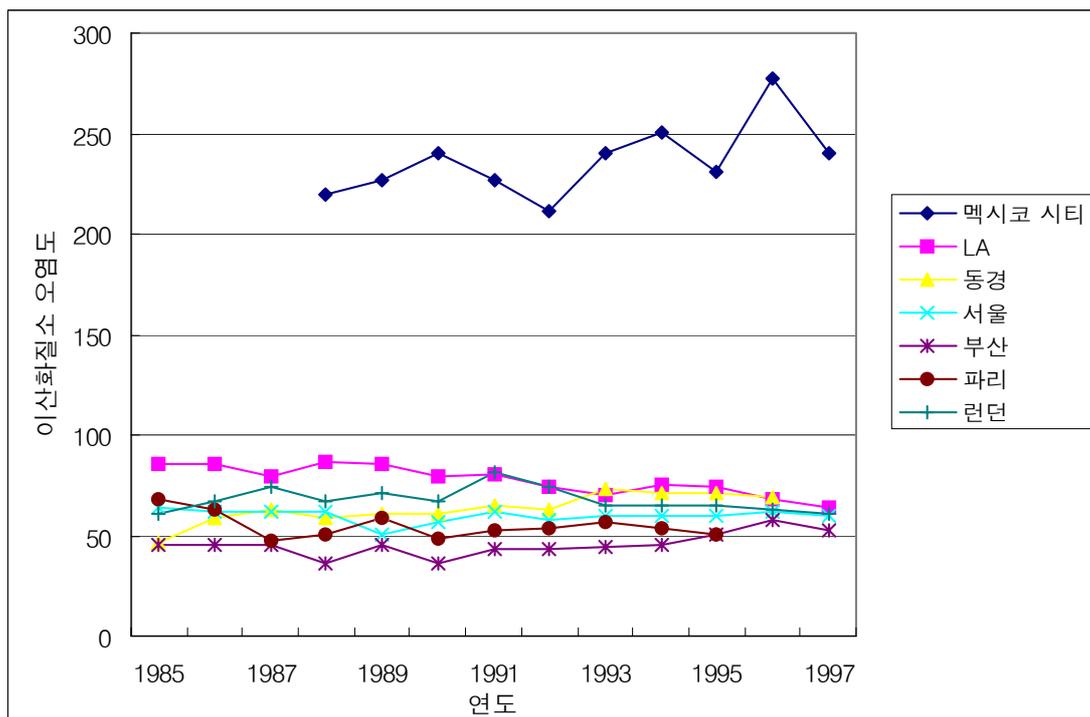
[그림 II-3] 연도별 도시별 아황산가스 오염도 추이 (단위: ppm)



[그림 II-4] 연도별 도시별 이산화질소 오염도 추이 (단위: ppm)



[그림 II-5] 전세계 주요도시 아황산가스 오염도 추이 (단위: µg/m³)



[그림 II-6] 전세계 주요도시 이산화질소 오염도 추이 (단위:  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )

<표 II-3> 국가별 오염물질 배출량 비교

국가	면적 당 배출량(톤/천ha)						일인당 배출량(kg/인)					
	SO2	NO2	CO	먼지	VOC	CO2	SO2	NO2	CO	먼지	VOC	CO2
멕시코	11	7.79	11.8	2.02	2.48	1673	23.2	16.4	25.4	4.3	5.3	3460
미국	19.7	22.8	75.5	3.62	17.8	5584	69	79.9	264	13	62.2	19880
한국	151	127	110	42.6	n.a.	5573	32.9	27.6	23.9	9.3	n.a.	7870
호주	2.38	2.8	19.3	n.a.	2.17	369	101	118.5	819	n.a.	91.9	15840
프랑스	17.2	30.8	150	3.83	44.4	6564	16.2	29.1	141	3.6	42	6230
독일	41.1	50.5	179	8.85	50.6	4774	17.9	22	77.7	3.9	22	10830
이탈리아	43.9	58.7	257	n.a.	78.6	4067	23.1	30.9	135	n.a.	41.3	7400
포르투갈	39	40.6	144	n.a.	37.4	5534	36.2	37.6	133	n.a.	34.7	5130
영국	82.8	84.1	190	8.7	86.2	3064	34.5	35	79	3.6	35.9	9640

자료원: OECD Environmental Data(1999)

아황산가스의 경우 1990년 이전에는 광주를 제외한 서울 및 부산 등 주요 도시 지역의 오염도가 연간 환경기준치(0.03ppm)를 초과하였으나 지속적인 감소추세가 계속되어 1998년의 지역 전체평균 오염도가 0.015ppm으로 환경기준 보다 낮게 유지되고 있으며, 특히 1997년 이후에는 단기환경기준을 초과한 지역이 없는 것으로

나타나고 있다. 하지만 아직도 선진국의 주요 대도시에 비해 오염도가 높은 수준이다. 먼지의 경우도 오염도가 지속적인 감소추세에 있어 서울의 경우 1986년  $183\mu\text{g}/\text{m}^3$ 에서 1998년에는  $57\mu\text{g}/\text{m}^3$ 로 연간 환경기준치인  $150\mu\text{g}/\text{m}^3$ 를 크게 밑돌고 있다.

이와 같이 오염도가 지속적으로 낮아지고 있지만 우리나라의 오염물질 배출량은 협소한 국토면적을 고려할 때 아직도 세계 최고 수준이며, 일인당 배출량에 있어서도 미국 등 에너지 소비규모가 매우 높은 국가를 제외하면 매우 높은 실정이어서 배출원에 대한 보다 적극적인 관리대책이 필요하다.

## 2. 우리나라의 대기관리정책 현황

우리나라 대기환경정책은 대기오염물질에 대한 환경기준의 설정과 이의 달성을 위한 배출허용기준의 설정 및 이행강제를 위한 감시감독이 근간을 이루고 있으며, 오염문제가 심각한 지역을 특별대책지역으로 지정하여 집중관리하고 있다. 오염물질별로는 아황산가스의 경우 저황연료유 공급확대, 청정연료 사용, 고체연료 사용규제 등 연료규제정책을 적극 활용하고 있으며, 심각해지고 있는 자동차 공해에 대응하기 위해서 저공해자동차 보급, 결합시정제도 등 다양한 제도를 추진하고 있다. 또한 오염자부담원칙의 구현을 통해 오염물질 배출저감 유인을 제공하기 위해 배출부과금, 환경개선부담금 등의 경제적 유인제도를 시행하고 있으며 자율환경관리제도와 배출권 거래제도 등 혁신적인 시장메카니즘의 도입을 검토하고 있다. 아래에서는 대기환경기준, 배출허용기준 및 지도점검, 연료규제, 배출부과금 등 주요 대기정책을 개략적으로 살펴보고, 청정연료의 사용과 관련하여 특히 중요한 의미를 갖는다고 판단되는 연료규제에 대하여 보다 상세한 분석 및 평가를 시도하고자 한다.

### 2.1 대기환경기준

대기환경기준은 1979년 아황산가스의 기준을 설정한 이래 1983년 일산화탄소, 이산화질소, 먼지, 오존 및 탄화수소에 대한 환경기준을 설정하였고, 1991년에는 납에 대한 환경기준을 추가하였다. 1993년에는 아황산가스, 일산화탄소의 기준을 강화하였고, 1995년에는 미세먼지의 환경기준을 설정하였다. 현재 아황산가스 등의 환경기준 강화가 추진되고 있다.

현재 우리나라 대기환경기준의 일부 항목은 WHO 권고기준이나 일부 선진국 수준과 비교하여 아황산가스, 이산화질소, 먼지등의 오염도는 완화되어 있으며 인체유해성이 확인된 미세먼지( $\text{PM}_{2.5}$ ), 벤젠등의 특정유해물질에 대한 항목은 기준이 설정되어 있지 않다. 또한 지역환경기준은 국가기준에 포함되어 있는 물질만을 대상으

<표 II-4> 대기환경기준

항 목		기 준	측 정 방 법
아 황 산 가 스 (SO <sub>2</sub> )		·연간평균치 0.03ppm이하 ·24시간평균치 0.14ppm이하 ·1시간평균치 0.25ppm이하	차외선형광법
일 산 화 탄 소 (CO)		·8시간평균치 9ppm이하 ·1시간평균치 25ppm이하	비분산적외선분석법
이 산 화 질 소 (NO <sub>2</sub> )		·연간평균치 0.05ppm이하 ·24시간평균치 0.08ppm이하 ·1시간평균치 0.15ppm이하	화학발광법
먼 지	총 먼 지 (TSP)	·연간평균치 150 $\mu$ g/m <sup>3</sup> 이하 ·24시간평균치 300 $\mu$ g/m <sup>3</sup> 이하	베타선흡수법, 고용량공기포집법
	미세먼지 (PM-10)	·연간평균치 80 $\mu$ g/m <sup>3</sup> 이하 ·24시간평균치 150 $\mu$ g/m <sup>3</sup> 이하	베타선흡수법
오 존 (O <sub>3</sub> )		·8시간평균치 0.06ppm이하 ·1시간평균치 0.1ppm이하	차외선광도법
납 (Pb)		·3개월평균치 1.5 $\mu$ g/m <sup>3</sup> 이하	원자흡광도법

주) 1. 1시간 및 24시간 평균치는 연간 3회 이상 그 기준을 초과하여서는 아니된다.

2. 미세먼지는 입자의 크기가 10 $\mu$ m이하인 먼지를 말한다.

로 국가기준보다 약간 강화된 기준을 적용하고 있어 지역의 대기질 상태를 충분히 반영하지 못하는 경우가 초래되고 있다. 이는 대도시 및 주요공단의 오염우심지역과 청정지역을 동일한 잣대의 환경기준으로 관리하는 모순에 기인한다고 보여진다.

1998년의 경우 아황산가스, TSP, CO 및 Pb에 대한 대기환경기준은 전국에 걸쳐 100% 달성되고 있다. 하지만 오존의 경우 1시간 기준이 63%, 8시간기준이 57%의 측정소밖에 달성되지 않음에 따라 중점적인 관리가 필요한 것으로 나타났다. 또한 미세먼지(PM<sub>10</sub>)의 경우도 장기기준의 달성율은 96%로 매우 높으나 단기기준(24시간 기준)의 기준달성율이 43%로 매우 저조한 것으로 나타나 오존과 함께 대기관리에 있어서 특별한 관심이 요구되고 있다.

환경부는 26일 사업장과 자동차 등에서 배출되는 대기오염물질을 줄이기 위해 아황산가스와 미세먼지에 대한 환경기준을 최고 3배 이상 강화해 2000년 8월부터 시행할 방침이라고 밝히고 있다. 이에 따라 아황산가스는 현행 연간평균치 0.03ppm 이하에서 0.015ppm 이하로, 24시간 평균치는 0.14ppm 이하에서 0.04ppm 이하로, 1시간 평균치는 0.25ppm 이하에서 0.12ppm 이하로 각각 2~3배 강화된다. (한겨레신문, 5월 27일자) 이 경우 연평균 기준과 24시간 평균 기준은 WHO 권고기준인 0.019 및 0.047보다 더 강화되는 것이다. 이와같이 강화된 기준에 따를 때 연평균 기준이 초과되는 도시는 1998년 기준으로 전체

<표 II-5> 대기환경기준달성 현황(1998년)

항목	환경기준		총측정소수	기준달성여부(측정소수)		기준달성율 (%)
				달성	미달성	
SO <sub>2</sub>	연평균	0.03ppm	128개소	128	-	100
	24시간	0.14ppm		128	-	100
	1시간	0.25ppm		128	-	100
NO <sub>2</sub>	연평균	0.05ppm	127개소	126	1	99.2
	24시간	0.08ppm		124	3	97.6
	1시간	0.15ppm		125	2	98.4
TSP	연평균	150 $\mu$ g/m <sup>3</sup>	74개소	74	-	100
	24시간	300 $\mu$ g/m <sup>3</sup>		74	-	100
PM <sub>10</sub>	연평균	80 $\mu$ g/m <sup>3</sup>	49개소	47	2	95.9
	24시간	150 $\mu$ g/m <sup>3</sup>		21	28	42.9
O <sub>3</sub>	8시간	0.06ppm	128개소	73	55	57.0
	1시간	0.01ppm		81	47	63.3
CO	8시간	25ppm	127개소	127	-	100
	1시간	9ppm		127	-	100
Pb	3개월	0.15 $\mu$ g/m <sup>3</sup>	35개소	35	-	100

자료원: 환경부/국립환경연구원, 대기환경연보('98), 1999. 12.

46개 중 8.7%인 4개 도시가 해당된다.

## 2.2 배출허용기준 및 지도·점검

배출허용기준은 개별적인 오염물질 배출시설에 대하여 적용되는 규제기준으로서 현재 26개 대기오염물질에 대한 배출허용기준이 설정되어 있다. 산업단지와 같이 대기오염이 심하여 대기보전특별대책지역으로 지정된 지역에 기 설치된 배출시설에 대하여는 엄격배출허용기준을, 새로이 설치되는 배출시설에 대해서는 특별배출허용기준을 적용할 수 있다. 1998년말 현재 울산·미포 및 온산 특별대책지역과 여천 특별대책지역에 대해 엄격 및 특별배출허용기준이 적용되고 있다.

현재 2004년부터 적용될 배출허용기준이 입법예고되어 있는데, 천연가스를 이용하는 발전시설에 대한 질소산화물 규제기준이 대폭 강화될 예정이다. 새로운 배출허용기준에서는 신규시설의 경우 액체연료 사용시설이 70ppm, 고체연료 사용시설이 80ppm인 반면 천연가스 등 기체연료 사용시설의 경우 50ppm으로 강화하고 있다. 이는 과거에 석탄이나 석유에 비해서 질소산화물 배출이 높은 것으로

<표 II-6> 발전부문의 질소산화물 배출허용기준

배출시설	적용기간 및 배출허용기준	
	2003년12월31일까지	2004년1월1일 이후
(1) 액체연료사용시설 (가) 발전용내연기관 1) 가스터빈 가) 기존시설 나) 신규시설 다) 제주도지역 2) 디젤기관 가) 기존시설 나) 신규시설 (나) 기타발전시설 1)설비용량100MW 이상 가)기존시설 나)신규시설 2)설비용량 100MW 미만 가)기존시설 나)신규시설	950(13)ppm 이하	250(13)ppm 이하 70(13)ppm 이하 400(13)ppm 이하 600(13)ppm 이하 300(13)ppm 이하
(2)고체연료사용시설 (1)기존시설 1) *89. 12. 31 이전시설 2) *90. 1. 1 이후시설 2)신규시설	250(4)ppm 이하	200(4)ppm 이하 70(4)ppm 이하 200(4)ppm 이하 70(4)ppm 이하
(3)기체연료사용시설 (가)발전용내연기관중 가스터빈 1)기존시설 2)신규시설 (나)기타 발전시설 1) 기존시설 2) 신규시설	350(6)ppm 이하 350(6)ppm 이하 350(6)ppm 이하 500(13)ppm 이하 400ppm 이하	350(6)ppm 이하 150(6)ppm 이하 80(6)ppm 이하 150(13)ppm 이하 50(13)ppm 이하 150(4)ppm 이하 50(4)ppm 이하

자료원: 환경부, 대기환경보전법 시행규칙중 개정령안, 2000. 4

가정되어 왔던 천연가스 발전시설이 최근의 기술변화에 따라 질소산화물 배출저감 시 보다 효율적이라는 인식에 따른 것으로 천연가스의 환경친화적 특성이 반영되어 있다고 보겠다. 하지만 오염물질 배출이 적은 청정연료라 하여 보다 강화된 배출허용기준을 적용하는 것은 청정연료에 대한 보급을 억제하는 역효과를 초래할 수 있으므로 신중한 검토가 필요하다.

이와 같은 배출허용기준 등 각종 규제를 준수하도록 유도하기 위해서 행정당국은 배출업소에 대한 지도·점검을 실시하고 있으며, 위반 사업장에 대해서는 위반횟수 및 정도에 따라 개선명령, 조업정지 등의 행정처분과 벌칙부과를 위한 형사고발 등의 제재조치를 취하고 있다. 1998년의 경우 총 48,149회의 지도·점검을 실시

<표 II-7> 연도별 대기배출업소 지도·점검실적

(단위: 업소수)

연도		'91	'92	'93	'94	'95	'96	'97	'98
구분									
	점검대상업소수	24,430	26,198	25,808	28,090	28,801	31,229	31,855	30,865
	점검횟수	52,576	51,496	57,854	54,456	54,504	50,256	46,201	48,149
	정상업소수	18,819	21,803	20,478	24,291	24,987	27,985	29,255	28,579
위반및 조치 내역	계 (위반율%)	5,611 (10.7)	4,395 (8.5)	5,330 (9.2)	3,799 (7.0)	3,814 (7.0)	3,244 (6.5)	2,600 (5.6)	2,286 (7.4)
	경고	1,459	1,354	1,147	924	1,141	969	768	735
	개선명령	975	734	1,051	938	873	687	545	346
	조업정지	702	523	738	158	192	218	190	140
	폐쇄	670	628	1,037	695	677	395	251	246
	기타	1,562	957	1,149	929	850	872	790	819
	고발	243 (1,655)	199 (1,492)	208 (1,942)	156 (1,573)	81 (1,521)	7103 (1,288)	56 (981)	45 (956)

주) ()는 행정처분과 고발을 병과한 업체수임.

자료원: 환경백서(1999)

하여 2,286개 업체를 적발하였으며, 이 중 956개 업체가 형사고발되었다. 배출허용기준의 초과로 적발된 업체는 343건(위반율 0.7%)에 불과하여 실질적인 오염물질 저감효과는 매우 미흡한 것으로 평가되고 있다.(환경백서 1999) 이처럼 배출허용기준의 설정과 이의 준수를 유도하기 위한 지도·점검은 인력 및 기술의 부족으로 실효성이 높지 않은 실정이다. 이를 개선하기 위해서 정부는 굴뚝자동감시체제(TMS)의 구축을 꾸준히 추진하고 있다.

굴뚝자동측정기는 먼지, SOx, NOx, NH<sub>3</sub>, HCl, HF, CO 항목을 연속적으로 측정하여 5분마다 측정데이터를 생산하고 있는데, 1986년에 울산특별대책지역부터 부착하기 시작하여 1998년말 현재 전국 188개 업체에 설치·운영중에 있으며, 울산 및 여천 특별대책지역(89개 업체, 굴뚝 262개소, 측정기 444대)은 행정명령에 의해 설치되고, 기타 시멘트, 발전소 등 대형업소(99개소, 굴뚝 359, 측정기 673대)는 권장에 의해 부착·운영되고 있다. 그 동안 측정데이터의 전송 및 신뢰도에 있어 많은 문제점이 있었으나, 기술적 문제가 해결되어 여천지역의 경우 데이터 전송률 100%를 유지하고 있고 신뢰도 또한 점차 개선되고 있다. 특히 여천, 울산·온산 특별대책지역에는 TMS를 통합관리하기 위하여 1997년부터 60여억원을 들여 관제센터를 설치중에 있다. 굴뚝자동감시체제가 구축될 경우 과학적인 상시감시를 통해 대기오염으로 인한 주민건강피해를 미연에 방지할 수 있을 뿐만 아니라 총량규제실시, 배출권 거래제도 도입 등과 같은 오염물질 총량관리를 위한 사전적 인프라 구축 측면에서도 의의가 매우 크다. (환경백서, 1999)

<표 II-8> 전국 대기오염측정망 설치현황

측정망 종류	측정항목	측정소수			비고
		소계	환경부	지자체	
대기질	SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , O <sub>3</sub> , CO, TSP(PM-10) 풍향, 풍속, 온도, 상대습도	142 (49개시)	101 (47개시)	41 (16개시)	
자동차 배출가스	SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , O <sub>3</sub> , CO, HC, PM-10, 풍향, 풍속, 온도,	16 (7개시)	11 (7개시)	5 (1개시)	
산성우	pH, 강수량, 전기전도도	95(9) (48개시·군)	64(9) (45개시·군)	31 (16개시·군)	산림청 65개소, 기상청 9개소 별도
장거리이동 오염물질	SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , O <sub>3</sub> , CO, TSP(PM-10) 풍향, 풍속, 온도	6 (6개시·군)	6 (6개시·군)	-	지역배경1개소 포함
중금속	Pb, Cd, Cr, Cu, Mn, Fe, Ni	39 (12개시)	35 (12개시·군)	4 (1개시)	
지구대기질	CFCs	1 (1개군)	1 (1개군)		
총 계		299 (59개시·군)	218 (57개시·군)	81 (20개시·군)	

주) 산성우 측정망중 ( )안의 수치는 수동측정기임(별도)

자료원: 환경부/국립환경연구원, 대기환경연보('98), 1999. 12.

## 2.3 연료사용 규제

### 2.3.1 연료규제제도의 내력 및 현황

우리나라에서 현재 실시되고 있는 연료규제제도로는 황함유기준제도, 고체연료 사용 규제제도, 그리고 청정연료사용 의무화제도 등 세가지가 있다. 세가지 제도중 가장 먼저 시행된 것은 1981년 도입된 황함유기준제도이다. 이 제도의 시행으로 도시지역의 아황산가스 오염도가 일정부분 저감되는 효과를 기할 수 있었지만, WHO 기준치 또는 세계 주요도시의 오염도 보다는 상당히 높은 수준을 기록하고 있었다. 이는 기존의 오염도 자체가 높은 상태에서 에너지의 절대사용량이 급속히 증가하였기 때문이다. 다시 말해서, 이 제도 하나만으로는 도시지역의 아황산가스 오염도를 적정수준으로 유지하기에는 한계가 있었다는 것이다. 이러한 한계를 극복하기 위하여 황함유기준제도의 보완책으로 1985년 도입된 것이 고체연료사용금지 제도이다.

이러한 두 제도의 시행으로 도시지역의 아황산가스 오염도가 상당히 개선되었지만, 특히 1980년대 후반 이후 이러한 제도만으로 아황산가스 오염도를 개선하기에는 한계를 보이게 되었다. B-C유를 주로 사용하는 중앙난방식 아파트단지가 대단위로 들어서면서, 그리고 발전 및 지역난방 등 에너지의 대규모 소비처가 도시지역에 인접하면서 이곳에서 배출하는 오염물질이 도시 대기질을 심각하게 위협하였기 때문이다. 이러한 심각한 상황을 인식하고 도시지역의 특히 아황산가스 오염도를 개선하기 위해 1988년부터 시행한 것이 청정연료사용의무화제도이다.

이러한 세가지 제도의 도입배경, 규제기준 강화 또는 대상지역의 확대 내역을 제도별로 살펴보면 다음과 같다.

### 2.3.1.1 황함유기준제도

황함유기준제도는 연료사용으로 인한 아황산가스의 배출량을 원천적으로 감소시키기 위해 경유 및 중유를 주요 대상으로 황함유량의 최대허용치를 설정, 연료생산자로 하여금 이러한 허용범위내에서 제품을 생산·공급도록 하는 제도이다. 이 제도의 법적 근거는 대기환경보전법 제26조, 동법 시행령 제34조, 환경부 고시 제99-100호('99. 6. 29), '청정연료등의사용에관한고시' 등이다.

제도가 최초로 도입된 것은 1981년이며, 적용지역은 서울시로 당시의 황함유기준은 경유 0.4%, B-C유 1.6%가 적용되었다. 제도가 도입되기 직전 서울시의 연간 아황산가스 오염도는 94ppb로써 당시의 WHO 권고기준 15-23ppb를 무려 4배 이상 초과하였다. 이는 막대한 대기오염 피해가 발생되었던 런던스모그의 경우 아황산가스 오염도가 100ppb를 초과한 것을 감안한다면, 심각한 대기오염 피해가 우려되는 상황이었다. 또한 아황산가스는 산성비의 주요 원인물질이다. 산성비는 건물·교량 등 구조물을 부식시키고 식물의 수분흡수를 억제하거나 유기물 분해를 방해함으로써 생태계를 파괴시킨다. 이처럼 심각한 피해가 우려되는 대기오염을 개선시키기 위해서는 특히 아황산가스 배출을 근본적으로 줄일 수 있는 방안의 도입이 시급한 상황이었으며, 그 일환으로 시행되기 시작한 것이 황함유기준제도이다.

제도 도입이후 황함유기준 및 적용대상지역은 강화 또는 확대되어 왔는데, 그 내역을 중유 및 경유, 수도권 주요도시를 대상으로 정리하면 다음과 같다. 즉, 1999년 현재 중유는 서울, 6대 광역시, 수도권 등 전국의 56개 지역의 경우 0.5%, 기타지역의 경우는 전국적으로 1.0%가 적용되고 있다. 그리고, 경유의 경우는 전국적으로 0.1%가 적용된다.

<표 II-9> 황함유기준제도 변천 내역

년 도	중 유	경 유
1981	서울 1개시(1.6%)	서울 자동차(0.4%)
1982	인천, 부천, 안양 등 수도권 7개시 추가(1.6%)	인천, 부산, 경기도 자동차 추가(0.4%)
1983	울산시, 울주군 추가(1.6%)	대구, 경남, 경북 자동차 추가(0.4%)
1984	부산, 대구, 남양주 추가(1.6%)	충북, 충남, 전남, 전북 자동차 추가(0.4%)
1985	수원, 대전, 광주시, 여천 등 추가(1.6%)	전국의 자동차로 확대(0.4%)
1986	과천, 안산, 구리, 포항 등 추가(1.6%)	전국의 자동차(0.4%)
1990	의왕, 군포 등 추가(1.6%)	전국의 자동차(0.4%)
1991	구미, 창원 등 추가(1.6%)	연료용 유류로 확대(0.4%)
1993	서울, 수원, 인천, 부천 등 수도권 20개 시·군 1.0%로 강화, 수도권 이외의 18개 시·군 1.6% 적용	서울, 6대광역시, 수도권 도시 등 총 38개지역 0.2%로 강화 기타지역 0.4% 적용
1994	부산 1.6%에서 1.0%로 강화	상 동
1995	청주, 군산, 전주 1.6% 지역 추가 대구 1.6%에서 1.0%로 강화	상 동
1996	상기지역 포함 총 43개 지역 모두 1.0%로 강화	상기지역 포함 전국 총63개지역 0.1%로 강화
1997	서울, 인천, 대구, 울산, 여천 등 24개 지역 0.5%로 강화 기타 37개 지역 1.0% 적용	전국으로 확대
1998	0.5% 지역에 부산, 여수, 광양 추가	상 동
1999	0.5% 지역에 대전, 광주시, 창원, 마산 등 추가(0.5%지역 총56개 지역) 기타지역 전국 1.0% 적용	상 동
계획	2001.7월부터 14개지역 0.3% 중유사용 예고	

자료원: 환경부

이 제도하에서는 연료 자체의 황함유량이 일정범위내로 제약되므로 소비행태 및 소비기기의 성능 등 소비조건에 크게 상관없이 소비단계에서 발생하는 배출량이 원천적으로 감축된다. 반면, 연료자체의 황함유량 저감, 즉 연료탈황을 위해서는 추가적인 시설투자비가 소요되어 제품가격 인상을 초래한다. 따라서, 황함유기준이 강화되면 소비자는 기준강화 이전 보다 고가의 연료를 사용하게 됨에 따라 연료비 부담이 가중된다.

그러나, 최적방지시설을 설치하거나 방지시설을 설치하여 강화된 기준 이하로 황산화물 배출이 가능하다고 인정되는 경우는 저황유외의 연료사용이 허용되고 있다. 저황유외 연료사용승인제도(대기환경보전법 시행령 제35조 및 동법 시행규칙 제60조의 2)가 바로 그것이다. 즉, 소비자는 고가의 저황유를 사용하거나 방지시

<표 II-10> 연료의 황함유기준

구 분		황함유기준별 시행시기		
		'97.6.30까지	'97.7.1부터 2001.6.30까지	2001.7이후부터
유 류	중 유 (벙커-A 벙커-B 벙커-C)	1.0%이하	0.5%이하 1.0%이하	0.3%이하 0.5%이하 1.0%이하
	경 유, 등유1호 (보일러등유 )	0.1%이하		
	저황왁스유 (LSWR)	0.3%이하		
석 탄	유연탄	0.7%이하	0.5%이하	0.3%이하
	무연탄	0.7%이하	0.5%이하	0.5%이하

자료원: 환경부

설을 설치하는 조건으로 저황유외의 연료를 사용하는 것중 유리한 것을 선택할 수있는 재량권이 보장된다.

'청정연료등의사용에관한고시'에 의하면 황함유기준이 설정되어 있는 연료는 중유, 경유, 등유1호, LSWR, 석탄이며, 각각에 대한 강화된 기준이 기간별로 제시되어 있는 상황이다. 그리고, 저황유외 연료사용승인을 득한 업체는 1999년초 현재 75개에 달한다.

### 2.3.1.2 고체연료사용금지제도

고체연료사용금지제도는 연료사용으로 인한 대기오염을 방지하기 위해 환경기준을 초과하거나 초과할 우려가 있는 지역을 지정, 해당지역의 사업자에 대하여 석탄류, 코크스, 가연성폐기물 등의 고체연료 사용을 금지하는 제도이다. 이에 대한 법적 근거는 대기환경보전법 제27조, 동법 시행령 제36조, 청정연료등의사용에관한고시('99. 6. 29) 제11조 등이다.

1973년 제1차 석유파동 이후 에너지원 다원화의 일환으로 석탄사용이 적극 권장됨에 따라, 수도권 등 대도시지역에서 석탄사용 증가로 인한 대기오염 문제가 심각하게 제기되었다. 예를 들어, 1984년 서울의 경우 아황산가스 오염도는 66ppb로써 WHO 권고기준을 3배 정도 초과하였다. 그리고, 1986년 서울의 경우 먼지오염도는 183 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 로 매우 높아 시정장애 및 호흡기 질환 피해가 심각한 상황이었다<sup>1)</sup>.

<표 II-11> 고체연료사용금지지역 변천 내역

년 도	대 상 지 역
1985	서울, 인천, 수원, 부천, 시흥, 성남, 광명, 안양, 의정부, 부산, 대구, 대전, 광주, 남양주군(총14개 지역)
1986	과천, 안산, 구리 추가(총17개 지역)
1990	이왕, 군포, 미금, 울산, 울주군 추가(총22개 지역)
1996	울주군 제외(총21개 지역)
1999	미금시 및 남양주군 남양주시로 통합(총20개 지역)

자료원: 환경부

이러한 심각한 상황에 대처하기 위해 1985년 도입된 것이 고체연료사용금지제도이다. 1985년부터 수도권 및 대도시 등 대기오염 우심지역을 고체연료사용금지지역으로 지정하고, 이 지역에서는 중앙집중난방방식 공동주택, 산업체 및 발전시설 등에서 고체연료 사용을 규제하기 시작하였다. 제도도입 이래 금지지역을 계속 확대한 결과 '99년 말 현재 고체연료 사용금지지역은 서울특별시, 6대 광역시, 수도권의 13개 시·군 등 총 20개 지역이다.

고체연료 사용금지지역내의 시설일지라도 다음 중의 하나에 해당하는 시설은 대기환경보전법 시행령 제36조의 2항에 의하여 고체연료사용이 가능하다. 즉, 주물공장·제철공장 등의 용해로 시설, 시멘트·석회석 등의 소성로시설, 폐기물에너지 이용시설, 폐기물처리시설, 고체연료를 사용하는 경우라도 해당시설에서 배출되는 오염물질이 배출허용기준 이하로 배출되는 시설로 인정되어 고체연료사용승인을 얻은 시설, 청정연료 이외의 연료사용이 인정된 화력발전소 등이 그것이다. '99년 초 현재 고체연료 사용승인을 획득한 업체수는 57개에 이른다.

### 2.3.1.3 청정연료사용의무화제도

서울 및 수도권 등 대도시지역의 경우 저황유사용, 고체연료 사용규제 등 연료규제제도 실시에도 불구하고 전반적인 대기질은 크게 개선되지 않거나 오히려 더 악화되는 현상이 초래되었다. 주요도시의 경우 황합유기준제도, 고체연료사용금지제도가 본격적으로 실시된 1980년대 중반에 있어서도 특히 아황산가스 오염이 악화되었을 뿐만 아니라 선진국 주요도시의 경우 보다 매우 높은 오염수준을 기록하였다.

1) 먼지는 호흡기질환 발생의 직접적인 원인물질이며, 대기중 오염도가  $150\mu\text{g}/\text{m}^3$  이상일 경우 시정거리가 8km까지 감소하는 것으로 알려짐.

발전시설 및 대규모 주택단지에서 오염부하가 높은 B-C유 또는 석탄 사용량이 급속하게 증가된 반면, 이들의 오염물질 배출을 효과적으로 저감시킬 수 있는 방지기술은 잘 발달되어 있지 않은 것이 주된 이유가 될 것이다. 대기오염 심화로 도시 스모그, 시정장애가 자주 발생되고 그 결과로 호흡기질환 피해가 늘어남에 따라, 도시 대기질 개선을 위한 근본적인 대책 수립이 시급한 과제로 대두되기에 이르렀다.

도시 대기질 개선의 일환으로 '88년부터 아황산가스를 포함한 다른 대기오염물질의 배출량을 원천적으로 감축시키기 위해 대기환경보전법 제27조, 동법 시행령 제37조, 환경부 고시 제99-100호(청정연료등의사용에관한고시) 등을 근거로 도

<표 II-12> 청정연료사용 의무화 대상 변천 내력

년 도	보일러	아파트	발전시설
1988	서울 2톤 이상		인천화력
1990	서울 1톤이상으로 강화	서울 35평 이상	
1991	서울 0.5톤 이상으로 강화 인천, 수원, 부천, 과천, 성남, 광명, 안양, 의정부, 안산, 의왕, 군포, 시흥, 구리시, 고양군(14개 지역) 2톤이상 지역으로 추가	서울 30평 이상으로 강화 인천 등 수도권 14개지역 35평 이상 지역으로 추가	서울, 수도권으로 확대
1992	인천 등 수도권 14개 지역 0.5톤이상지역으로 강화	서울 25평 이상으로 강화 인천 등 수도권 14개 지역 30평 이상지역으로 강화	서울, 수도권 업무용 열병합발전시설: 서울, 경인화력('97.8.31까지 LSWR 사용)
1993	부산, 대구시 0.5톤 이상지역으로 추가	인천 등 수도권 14개 지역 25평 이상지역으로 강화	
1994	서울 0.2톤 이상으로 강화		
1995	인천 등 수도권 14개 지역 0.2톤 이상으로 강화	서울 21평 이상으로 강화	
1996	부산, 대구 0.2톤 이상으로 강화	서울 18평 이상으로 강화 인천 등 수도권 14개지역 21평 이상으로 강화 부산, 대구 25평 이상지역으로 추가	
1997		서울 12.1평 초과로 강화 인천 등 수도권 14개 지역, 부산, 대구 18평 이상으로 강화	
1998	평택, 오산, 용인, 양산, 마산, 창원, 울산, 광주, 여천, 평양, 여수, 대전, 청주, 계룡출장소 0.5톤 이상지역으로 추가	평택 등 12개지역 25평 이상지역으로 추가	한화화력(구 경인화력), 평택 등 12개 지역의 발전소 추가
1999	평택 등 12개 지역 0.2톤 이상으로 강화 김해, 구미, 포항, 전주, 군산, 익산 0.5톤 이상지역으로 추가	평택 등 12개 지역 18평 이상으로 강화 김해 등 6개지역 25평 이상지역으로 추가	김해 등 6개지역 발전소 추가

자료원: 환경부

시지역내 일정규모 이상의 발전 및 업무·난방시설에 대해 청정연료를 의무적으로 사용하도록 한 것이 청정연료사용의무화제도이다.

제도 도입 이래 청정연료사용의무화 지역 및 대상시설을 단계적으로 확대한 결과 '99년말 현재 사용의무화 지역은 총35개시에 달하며, 대상시설은 중앙집중난방 방식의 공동주택, 지역난방시설, 업무용보일러(산업용보일러 제외), 발전시설 등이다. 그리고, 2000년 9월에는 진해시가 추가될 예정이다.

### 2.3.2 연료규제제도의 성과

지금까지 황함유량기준제도, 고체연료사용 규제제도, 청정연료사용 의무화제도 등 세가지 연료규제수단의 현황에 대해서 살펴 보았다. 황함유량 기준제도는 제도의 이름에서 알 수 있는 바와 같이 여러 가지 대기오염물질중 황산화물의 배출량을 줄이기 위한 제도이다. 그리고, 고체연료사용 규제제도와 청정연료사용 의무화제도는 특별히 특정 오염물질의 감축을 의도하지는 않지만 결과적으로는 황산화물과 TSP의 배출량을 감축시키는데 크게 공헌하였다.

<표 II-13>에 의하면 이산화황 등 5개 오염물질의 배출량은 1991년에 비해 1998년의 경우 약 22.6%가 감소한 것으로 나타나고 있다. 동기간동안 1991년 기준 NO<sub>2</sub> 배출량이 약 23.4% 증가했음에도 불구하고 이처럼 오염물질 총배출량이 감소한 것은 SO<sub>2</sub>, CO 등 다른 오염물질의 배출량이 모두 감소하였기 때문이다. 동기간동안 SO<sub>2</sub>와 CO 배출량은 각각 28.3%, 44.5% 감소하였다.

<표 II-13> 부문별 대기오염물질 배출량 추이

(단위: 천톤, %)

		계	SO <sub>2</sub>	NO <sub>2</sub>	TSP	CO	HC
계	'91	4,870.0	1,597.8	878.4	431.3	1,759.5	199.9
	'98	3,768.5	1,146.0	1,083.8	420.0	977.3	141.4
	증감율	-22.6	-28.3	23.4	-2.6	-44.5	-29.3
비수송 부문	'91	2,962.7	1,397.3	432.3	352.0	712.2	66.4
	'98	1,852.9	849.2	572.9	338.3	81.6	10.9
	증감율	-37.5	-39.2	32.5	-3.9	-88.5	-83.6
수송 부문	'91	1,907.3	200.5	446.1	79.3	1,047.9	133.5
	'98	1,915.6	296.8	510.9	81.7	895.7	130.5
	증감율	0.4	48.0	14.5	3.0	-14.5	-2.3

주) 비수송부문은 난방·산업·수송부문을 합한 것임.

자료원: 환경부, 「환경백서」, 1999.

이러한 오염물질 배출량 변화추이를 수송부문<sup>2)</sup>을 제외한 비수송부문의 경우를 보면 연료규제의 효과가 더 뚜렷이 나타난다. 동기간동안 비수송부문의 오염물질 총배출량은 37.5% 감소하였는바, 이러한 감소율은 수송부문을 포함한 경우 보다 1.5배 이상 높은 것이다. 동기간 동안 비수송부문의 경우 SO<sub>2</sub> 배출량은 39.2% 감소하여 수송부문을 포함하는 경우 보다 감소율이 1.5배 정도 높게 나타나고 있다. 또한 TSP 역시 2.6% 감소하였다.

배출량 변화 추이 뿐만 아니라 SO<sub>2</sub>, TSP 등 주요 오염물질의 오염도 변화추이를 보아도 이와 비슷한 양상을 발견할 수 있다. 앞서서도 살펴본 바와 같이 황함유량기준을 적용·강화해 온 결과 주요 도시의 아황산가스 오염도가 크게 개선된 것을 알 수 있다. 특히 서울의 경우 아황산가스 오염도는 황함유량기준이 적용되기 전인 1980년 0.094ppm이던 것이 1998년에는 0.008ppm으로 급격히 감소하였다. 또한 주요도시의 SO<sub>2</sub> 오염도가 청정연료사용의무화제도가 시행된 1988년을 기점으로, 그리고 주요도시의 TSP 오염도 역시 1980년대 말을 전후하여 뚜렷한 감소추세를 보여주고 있는 것을 알 수 있다.

연료규제제도의 성과를 좀 더 구체적으로 확인하기 위해 지역별·년도별 SO<sub>2</sub> 및 TSP의 농도 변화추이와 연료규제 강화추이를 표로 정리하여 대비시키면 <표 II-16>와 같다. 이 표에서 알 수 있는 바와 같이 1981년 황함유량기준 제도의 시행 이후 고체연료 사용규제, 청정연료 사용의무화 제도가 추가로 시행됨에 따라 서울을 비롯한 주요 도시(부산, 대구, 인천, 울산)의 아황산가스 및 총먼지 오염도는 1990년 이후부터 뚜렷하게 개선되는 추이를 보이고 있다. 이와 같은 결과는 청정연료 사용의무화가 1990년 이후부터 본격적으로 확대 시행되는 추세와 일치하므로, 황함유량기준 제도나 고체연료 사용규제보다는 청정연료 사용의무화 제도가 대기오염 개선에 더 큰 기여를 했음을 나타낸다고 할 수 있겠다.

실제로, 1981년 이후부터 서울, 부산, 대구, 인천, 울산 모두 중유의 황함유량기준이 1.6%이었고 1985년부터는 고체연료의 사용이 금지되었으나, 아황산가스와 총먼지 오염도는 이들 규제조치에도 불구하고 일정한 감소추세를 보이지 않고 있다. 그러나, 서울의 경우 1990년 청정연료 사용대상시설이 보일러 1톤 이상 및 아파트 35평형 이상으로 확대되면서 이들의 오염도는 급속히 감소하는 추세를 나타내고 있으며, 이와 같은 경향은 부산, 대구, 인천, 울산 등의 주요도시에서도 모두 나타나고 있다.

한편, 고체연료 사용금지와 황함유기준(중유의 경우 1.6%)제도가 아황산가스 및 총먼지 오염도 감소에 큰 영향을 미치지 못하는 것으로 나타나고 있으나, 황함유량 기준의 강화(1.0%)는 청정연료 사용의무제도와 함께 아황산가스 및 총먼지 오염도 감소에 큰 기여를 한 것으로 보인다. 이는 청정연료 사용의무화가 다른 도

---

2) 수송부문의 경우 경유차량에 대해서만 황함유량기준제도가 적용됨.

시에 비해 늦게 시행된 울산을 살펴보면 잘 나타나고 있다. 기타 도시의 경우 청정 연료사용의무화와 황함유기준(1.0%)이 함께 시행되고 있어, 이의 고유효과를 살펴보기가 어렵다. 그러나, 청정연료 사용 의무화가 황함유기준(1.0%)보다 늦게 시행된 울산의 경우 고체연료 사용금지와 황함유기준(1.6%) 이후 큰 감소세를 보이지 않던 아황산가스와 총먼지 오염도가 1996년부터 감소추세를 보이고 있기 때문이다.

요약하여 말하면, 1980년대 말 부터 대상 및 기준이 점차 확대·강화되어 온 연료규제제도는 대기오염물질 배출량 감소 및 오염도 개선에 상당한 기여를 한 것으로 평가된다.

<표 II-14> 지역별 주요 오염물질 농도 및 연료규제 변화 추이

구분	서울			부산			대구		
	SO <sub>2</sub>	TSP	연료규제내용	SO <sub>2</sub>	TSP	연료규제내용	SO <sub>2</sub>	TSP	연료규제내용
1981			중유 1.6%						
1984	0.066	210		0.050	228	중유 1.6%	0.040	224	중유 1.6%
1985	0.056	216	고체연료사용 금지	0.047	184	고체연료사용 금지	0.039	190	고체연료사용 금지
1986	0.054	183		0.042	194		0.043	140	
1987	0.056	175		0.039	197		0.055	146	
1988	0.062	179	보일러 2톤	0.044	214		0.052	155	
1989	0.056	149		0.047	178		0.048	128	
1990	0.062	131	보일러 1톤, 아파트 35평	0.039	140		0.041	134	
1991	0.056	121	보일러 0.5톤, 아파트 30평	0.038	134		0.041	109	
1992	0.051	97	아파트 25평	0.033	113		0.040	119	
1993	0.043	88	중유 1.0%	0.028	96	보일러 0.5톤	0.035	105	
1994	0.035	78	보일러 0.2톤	0.023	97	중유 1.0%	0.038	93	보일러 0.5톤
1995	0.023	85	아파트 21평	0.023	93		0.031	73	
1996	0.013	85	아파트 18평	0.022	89	보일러 0.2톤, 아파트 25평	0.023	75	중유 1.0%
1997	0.011	72	중유 0.5%, 아파트 12.1평	0.018	84	아파트 18평	0.016	62	보일러 0.2톤, 아파트 25평
1998	0.008	57		0.015	74	중유 0.5%	0.014	72	중유 0.5%, 아파트 18평

<표 II-14> 지역별 주요 오염물질 농도 및 연료규제 변화 추이 (계속)

	인천			울산		
	SO <sub>2</sub>	TSP	연료규제내용	SO <sub>2</sub>	TSP	연료규제내용
1980						
1981						
1982			중유 1.6%			
1983						중유 1.6%
1984				0.024	177	
1985			고체연료사용 금지	0.030	159	
1986				0.032	172	
1987				0.027	190	
1988				0.028	238	
1989				0.029	165	
1990	0.044	170		0.031	122	고체연료사용 금지
1991	0.041	144	보일러 2톤, 아파트 35평	0.038	104	
1992	0.036	103	보일러 0.5톤, 아파트 30평	0.031	102	
1993	0.021	100	중유 1.0%, 아파트 25평	0.032	98	
1994	0.022	93		0.030	99	
1995	0.023	93	보일러 0.2톤	0.028	97	
1996	0.012	86	아파트 21평	0.022	106	중유 1.0%
1997	0.013	86	중유 0.5%, 아파트 18평	0.019	84	중유 0.5%
1998	0.009	81		0.015	72	보일러 0.5톤

#### 2.4 환경개선부담금 및 배출부과금

환경개선부담금제도는 오염원인자부담원칙에 따라 오염원인자에게 오염물질처리 비용을 부담토록 하여 오염저감을 유도하고 환경개선을 위한 투자재원을 합리적으로 조달하기 위하여 수질 및 대기오염물질 배출시설 및 경유자동차 소유주에 대해 부과하고 있다. 부담금 징수액은 1996년에 1,577억원에서 1998년에는 2,673억원으로 증가하였으며, 환경개선중기종합계획에 의해 시행되는 환경개선사업비의 지원, 용자, 저공해기술개발 연구비의 지원 및 자연환경보전사업 등에 사용되고 있다.

1983년부터 시행되고 있는 배출부과금은 배출허용기준을 초과하여 배출되는

수질 및 대기오염물질의 처리비용에 상당하는 금액을 부과하는 처리부과금과 규모별로 부과하는 종별부과금과 함께, 1997년부터는 배출허용기준 이내의 배출량에 대해서도 기본부과금을 부과하고 있다. 1996년의 부과금액은 119억원이었으며, 1997년부터 기본부과금의 추가 징수로 대폭 증가하여 1998년에는 309억원이 부과되었다.

<표 II-15> 대기배출부과금 부과실적

(단위: 백만원)

연도	합계	기본부과금			초과부과금
		소계	먼지	황산화물	
1997	39,017	36,211	2,990	33,221	2,806
1998	30,857	28,003	3,776	24,227	2,854
1999 (상반기)	8,295	6,711	1,417	5,294	1,584

자료원: 환경부

<표 II-16> 연료별 대기배출부과금(기본부과금) 부과수준

연료	단위	황함량	배출계수(g/단위)		배출부과금 요율 (원/단위)		
			SO <sub>2</sub>	먼지	소계	SO <sub>2</sub>	먼지
석탄	kg	0.5	9.5	5	1.96	1.08	0.88
B-C유	ℓ	0.5	9.5	0.93	1.25	1.08	0.16
경유	ℓ	0.05	0.95	0.426	0.18	0.11	0.08
천연가스	m <sup>3</sup>		0.01	0.05	0.01	0.001	0.01

주) 부과금 요율의 계산은 기본 요율(SO<sub>2</sub> 500원/kg, 먼지 770/kg)에 연도별 산정지수 (1999년 1.1403), 황함량별 부과계수(0.2), 및 배출계수를 곱하여 산정하였음.

대기분야 배출부과금은 황함유량 0.3%이하의 고체 및 액체연료 사용 발전시설로서 배출허용기준을 준수할 수 있는 시설, 황함유량 0.5%이하인 액체연료 및 0.45% 미만 고체연료 사용 산업시설로서 배출허용기준을 준수할 수 있는 시설 등에 대하여 부과를 면제하고 있으며, 연료의 황함유량이 1.0% 이하인 시설 및 배출농도가 배출허용기준에 미달하는 시설에 대하여 황함유량 및 배출농도가 낮을수록 낮은 계수를 적용하고 있다. 이처럼 각종 예외규정과 낮은 부과율로 인해 배출부과금의 경제적 유인효과는 높지 않은 것으로 평가된다. 1998년의 경우 발전, 산업, 난방 등 고정오염원에서 배출된 아황산가스 배출량은 총 85만톤에 이르는데 기본부과금 부과액은 242억원 수준이어서 kg당 평균 부과액이 약 28.5원에 불과

하다. 마찬가지로 고정오염원에서 배출된 먼지의 kg당 평균 부과액은 11.16원으로서 아황산가스와 먼지의 kg당 기준 부과금액 500원 및 770원에 비해 매우 낮은 수준이다. 즉, 여러 가지 예외조항 및 할인혜택으로 실제 부담하는 배출부과금 수준은 아황산가스의 경우 기준 부과금액의 5.7%, 먼지는 1.5% 정도에 불과하다. 또한 현재의 배출부과금 수준은 B-C유의 경우 리터당 1.25원 수준에 불과해 산업체의 연료선택에 있어서 환경친화적 연료를 사용하도록 유인하는 효과가 미미한 실정이다.

### 3. 기후변화협약 동향 및 전망

#### 3.1 지구온난화문제와 기후변화협약

지구온난화(Global Warming)현상은 이산화탄소(CO<sub>2</sub>), 메탄(CH<sub>4</sub>), 아산화질소(N<sub>2</sub>O), CFCs 등 온실가스의 농도증가로 인해 지구의 기온이 상승하는 현상을 말한다. 온실가스는 태양에서 지구에 도달하는 복사열을 저장함으로써 대기권의 온도를 적정수준(약 15℃)으로 유지하는 기능을 한다. 하지만 인류의 산업화과정에서 급격히 증가된 화석에너지 소비에 따른 이산화탄소 등 온실가스의 배출증가로 지구의 기온이 점차 상승하고 이는 해수면상승, 이상기온 등 심각한 기후변화현상을 일으킬 수 있다.

'95년 기후변화에 관한 정부간협의회(IPCC)의 2차 종합보고서에서는 “온실가스가 현 추세대로 증가할 경우 2100년의 지구기온은 지금보다 0.8-3.5℃ 상승하고 해수면은 15-95cm 올라갈 것”이라고 보고하였다. 이러한 기온상승은 빙하기와 현재와의 기온차이가 5℃에 불과하다는 점을 상기할 때 지구 생태계가 감내하기 어려운 크기의 변화이며, 해안가 침수, 식량 및 수자원공급, 인간건강 등 생태계와 사회경제적 분야에 돌이킬 수 없는 영향을 미칠 것으로 판단되고 있다. 온실가스 배출은 에너지부문이 가장 큰 비중을 차지하며, 온실가스별로는 이산화탄소가 가장 큰 비중을 차지한다. 기후변화협약(Framework Convention on Climate Change: FCCC)은 지구온난화현상에 따른 기후변화문제를 해결하기 위해 전세계 국가들이 참여한 가운데 1992년 6월 리우에서 개최된 유엔환경개발회의에서 채택된 협약이다.

### 3.2 기후변화협약의 진행상황

1979년 2월 제네바에서 세계기상기구(WMO) 주관으로 제1차 세계기후회의가 개최되어 지구기후변화에 관한 조사, 연구를 시작한 이후 온실가스가 기후변화에 미치는 영향과 그 평가에 대한 논의가 진행되었다. 1988년 11월 WMO, UNEP 주관하에 IPCC가 설립되어 기후변화의 원인, 영향 및 대응에 관한 종합적 연구를 진행하고 있다. 1990년 12월 정부간 협상위원회(INC)가 설립되었고, 6차례의 협상을 통해 92년 5월 기후변화협약안을 확정, 6월 리우회의에서 채택하였다. 우리나라는 93년 12월에 가입하였고, 94년 3월 가입국수가 50개국을 넘음으로써 협약이 발효되었으며, '99년 10월 현재 181개국이 가입하고 있다.

제1차 당사국총회 결정이후 7차례의 AGBM(Ad Hoc Working Group on Berlin Mandate) 회의를 개최한 끝에 1997년 제3차 당사국총회에서 선진국의 의무감축수준을 규정하는 교토의정서를 채택하였다. 교토의정서는 2008~2012년간 선진국(Annex I) 전체의 배출총량을 1990년 수준보다 최소 5.2% 감축하되, 각 국가별로 -8%에서 +10%까지 차별화된 배출량을 규정하고 있다. 대상 오염물질은 CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFCs, PFCs, SF<sub>6</sub> 등 6개 가스로 하되, 각국의 사정에 따라 HFCs, PFCs, SF<sub>6</sub> 등의 가스의 기준년도는 1995년도를 이용할 수 있도록 하고 있다. 또한 1990년이후 토지이용 및 조림사업분을 국별 배출량 산정시 인정하되, 상세한 내용은 의정서 당사국 총회에서 결정토록 하고 있다. 선진국(Annex I)은 에너지 효율향상, 신재생에너지 개발 등 자국의 상황에 적절한 온실가스 감축 정책 및 조치를 채택하여야 하며 개도국에 대한 재정지원 및 기술이전 의무 강화하도록 하고 있다. 그리고 공동이행제도(Joint Implementation), 청정개발체제(Clean Development Mechanism), 배출권 거래제(Emission Trading) 등 국가간 공동노력을 촉진하기 위한 수단들(교토메카니즘)을 허용하고 있다.

1998년 부에노스아이레스에서 개최된 제4차 당사국총회에서는 신축성체제 운영방안 마련을 위한 작업계획(Action Plan)을 수립하였다. 신축성체제 운영을 위한 방안을 개도국에 대한 기술이전, 재정지원, 개도국 보상 등과 병행하여 2000년(제6차 당사국총회)까지 함께 완료하기로 하고 구체적 작업계획을 마련하였다. 개도국 자발적 참여문제는 대다수 개도국들의 강한 반대로 공식의제에서 삭제되었으나 카자흐스탄이 Annex I에 가입할 의사를 밝히고, 개최국인 아르헨티나가 1차 의무기간(2008~2012)부터 자발적으로 의무를 부담할 것임과 제5차 당사국총회 시 자국의 감축목표를 제시할 계획을 표명하였다. 또한 아르헨티나가 개도국 참여방안을 비공식협의(informal process)에서 논의할 것을 제안하여 2차례 협의를 진행한 바 있다.

제5차 당사국총회에서는 2000년 제6차 당사국회의까지의 세부작업일정에 합의하였으며, 구체적인 사안에 대하여는 선진국 국가보고서 작성지침 개정안에 합의한 것 외에는 거의 진전이 없었다. 교토메카니즘과 관련하여, 당사국들은 교토 메카니즘에 관한 추가 의견을 제출하고, 의장은 이를 종합하여 차기 부속기구 회의시 까지 보다 구체화된 안(consolidated text)을 만들기로 하였다. 또한 COP6까지는 3대 교토메카니즘에 관한 결정을 내리되, 특히 청정개발체제에 우선순위를 두기로 결정하였다. 개도국 능력형성(Capacity Building)과 관련하여 기후변화에 취약한 개도국(특히 최빈국 및 군소도서국)의 능력형성을 위해 재정 및 기술적 지원을 제공하고 COP6에서 기존의 활동에 대한 종합적 평가에 대한 결정을 채택키로 합의하였다. 선진국들은 G77 등 개도국의 재정적, 기술적 요구에 대해 소극적 반응을 보였으나, 개도국들이 능력형성에 대한 협상과 교토메카니즘에 대한 협상을 연계시킴에 따라, 동 메카니즘의 진전을 원하는 선진국들이 개도국의 주장을 상당 부분 수용하였다.

또한 당초 약속대로 아르헨티나의 의무부담방식에 대한 발표가 있었는데, 아르헨티나는 제1차 공약기간중(2008~2012) BAU 대비 2~10%의 감축을 자발적으로 추진하겠다고 발표하였다. 이에 따라 개도국의 의무부담방식에 대한 논의가 가속화될 전망이다. COP6까지 교토메카니즘에 대한 주요결정이 마무리되면 우리나라의 의무부담문제가 협상의 주요쟁점으로 부각될 가능성이 큰 실정이다. 참고로 아르헨티나의 발표는 “자발적 노력”에 대한 것이나 미국에서는 이를 “구속력 있는 의무부담”으로 가는 중간단계로 평가하고 있다. 이는 미국이 우리나라를 포함한 주요 개도국의 구속력 있는 의무부담에 여전히 집착하고 있다는 점을 시사하는 것이다.

### 3.3 향후 협상전망

1998년 제4차 당사국총회의 결정에 따라 2000년 11월에 개최될 제6차 당사국총회까지 교토메카니즘 운영방식을 비롯한 주요 쟁점에 대하여 세부 지침이 결정될 예정이다. 하지만 아직도 쟁점별 사안에 대한 선진국과 개도국 및 선진국 상호간의 입장차이가 큰 상황이어서 최종 합의안이 어떤 형태로 나올 것인가는 매우 불확실하다.

핵심쟁점중의 하나인 교토메카니즘과 관련하여 배출권거래제, 청정개발체제, 공동이행 등 3개의 메카니즘에 대하여 다양한 의견이 대립하고 있다. 배출권 거래제와 관련하여서는 개도국들이 거래 자체에 반대를 표시하고 있으며, 특히 거래방식, 자연발생 잉여배출권(Hot Air)의 거래허용여부 등에 대해서는 선진국간에도 EU와 비EU국가간 의견차이가 해소되지 않고 있다.

<표 II-17> 각국의 온실가스 배출량 추이 및 저감 필요량 추정치

백만톤, %	배출량('90)	비중	'95/'90	2000/'90	2010/'90	교토타겟	저감필요량
<b>부속서 I국가</b>	<b>15,740</b>	<b>100%</b>	<b>95.7</b>	<b>97.6</b>	<b>105.2</b>	<b>94.8</b>	<b>1,642</b>
<b>EU</b>	<b>4,173</b>	<b>26.5%</b>	<b>95.9</b>	<b>103.5</b>	<b>104.9</b>	<b>92.1</b>	<b>537</b>
Austria	64	0.4%	105	111	120	87	21
Belgium	137	0.9%	104	108	117	92.5	34
Denmark	72	0.5%	110	103	75	79	-3
Finland	65	0.4%	103	131	121	100	14
France	527	3.3%	97	109	94	100	-32
Germany	1,179	7.5%	88	90	99	79	236
Greece	99	0.6%	106	115	124	125	-1
Ireland	57	0.4%	93	120	110	113	-2
Italy	532	3.4%	102	113	122	93.5	152
Luxembourg	13	0.1%	76	67	67	72	-1
Netherlands	216	1.4%	108	92	105	94	24
Portugal	68	0.4%	106	129	124	127	-2
Spain	301	1.9%	102	122	122	115	21
Sweden	65	0.4%	103	104	155	104	33
UK	778	4.9%	91	102	93	87.5	43
<b>기타 유럽</b>	<b>102</b>	<b>0.7%</b>	<b>96.0</b>	<b>103.4</b>	<b>101.0</b>	<b>96.5</b>	<b>5</b>
Iceland	3	0.0%	105	105	120	110	0
Norway	45	0.3%	93	111	108	101	3
Switzerland	54	0.3%	98	97	94	92	1
<b>동구권</b>	<b>4,375</b>	<b>27.8%</b>	<b>67.3</b>	<b>79.4</b>	<b>71.9</b>	<b>98.0</b>	<b>-1,143</b>
Bulgaria	73	0.5%	78	84	84	92	-6
Czech Republic	192	1.2%	79	82	99	92	13
Hungary	102	0.6%	72	96	96	94	2
Poland	564	3.6%	78	96	96	94	11
Romania	262	1.7%	60	60	68	92	-63
Russia	2,389	15.2%	66	83	67	100	-788
Slovakia	54	0.3%	91	84	86	92	-3
Ukraine	740	4.7%	58	58	58	100	-309
<b>기타 부속서 I</b>	<b>7,089</b>	<b>45.0%</b>	<b>113.1</b>	<b>105.3</b>	<b>125.9</b>	<b>94.3</b>	<b>2,244</b>
Australia	475	3.0%	100	115	128	108	95
Canada	554	3.5%	115	110	129	94	194
Japan	1,154	7.3%	110	104	124	94	346
New Zealand	51	0.3%	110	116	112	100	6
USA	4,856	30.9%	115	104	126	93	1,602
<b>주요 개도국</b>	<b>4,444</b>	<b>100%</b>	<b>127.2</b>		<b>222.0</b>		
China	2,374	53.4%	127		224		
India	602	13.5%	133		252		
Mexico	308	6.9%	106		163		
Argentina	100	2.3%	128		211		
Brazil	239	5.4%	120		212		
Korea	305	6.9%	150		240		
South Africa	297	6.7%	108		133		
Indonesia	158	3.6%	144		313		
Malaysia	60	1.4%	153		311		

주) 한국을 제외한 '주요 개도국'의 배출량은 이산화탄소 배출량임.

자료원: 김용건, 「온실가스 배출권 거래제도 논의동향 분석 및 국내 도입방향」, 한국환경정책·평가연구원, 1999.

기후변화에 취약한 개도국(특히 최빈국 및 군소개도국)의 능력형성을 위한 재정 및 기술적 지원에 대해서도 선진국들은 G-77 등 개도국의 지원 요구에 소극적 반응을 보이고 있으나 개도국들이 능력형성에 대한 협상과 교토메카니즘에 대한 협상을 연계시킴에 따라 동 메카니즘의 진전을 원하는 선진국이 개도국의 주장을 상당부분 수용할 전망이다. 이와 함께 기술이전에 있어서도 개도국들은 선진국의 무상이전을 요구하고 있으나 선진국은 지적 재산권의 보호를 이유로 시장을 통한 유상이전이라는 입장을 고수하고 있어 능력형성 지원문제와 함께 개도국과 선진국간의 일괄협상이 진행될 것으로 전망된다.

개도국 의무부담 문제는 아직 협상회의의 공식 의제로 채택되지는 않고 있지만 제6차 당사국총회까지 주요 쟁점에 대한 타협이 이루어지고 나면 후속협상의 핵심 쟁점으로 떠오를 전망이다. 이미 OECD를 주축으로 하는 선진국에서는 이에 대한 논의를 공식화하고 있는데, 금년 2월에 파리에서 개최된 OECD 기후변화협약 전문가회의에서는 이에 대한 논의가 심도있게 다루어졌다. 따라서 우리나라의 온실가스 감축여력에 대한 분석을 토대로 에너지·환경정책 전반에 대한 재검토가 필요하며, 특히 환경친화적 에너지원인 천연가스의 역할증대방안이 적극적으로 모색되어야 할 것으로 판단된다.

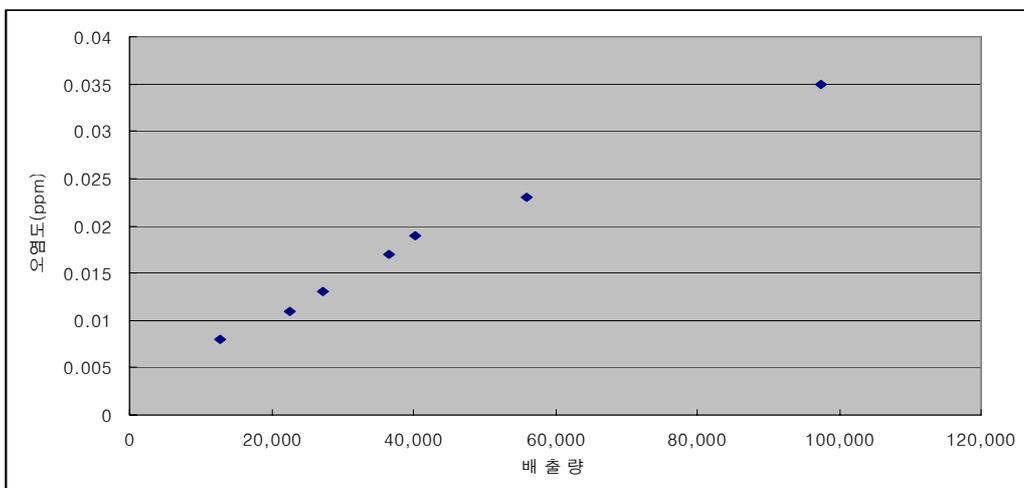
<표 II-19>에서 보는 바와 같이 부속서 I국가들은 2008~2002년간 온실가스 배출량을 1990년 대비 평균 5.2% 감축하기도 되어 있는데, 이는 예상되는 BAU 배출량과 비교할 때 약 10.4% 감축에 해당하는 것이다. 아르헨티나의 경우 2-10% 감축을 발표한 것을 고려할 때 우리나라도 이에 상응하는 수준의 감축요구 압력을 받을 것으로 예상된다.

### Ⅲ. 에너지 원별 환경성 및 경제성 평가

#### 1. 대기오염의 사회적 비용

에너지의 사용에 따른 환경문제는 주로 대기오염을 통해 발생한다. 따라서 대기오염에 따라 인체, 동식물 등에 미치는 영향에 대한 계량적 평가를 통해 에너지 사용에 따른 환경적 비용을 추정해 볼 수 있다. 물론 에너지의 사용이 대기오염 이외에도 수질오염, 폐기물 발생 등 여러 가지 다른 환경문제를 일으키므로 이에 대한 고려도 필요하지만 본 연구에서는 지금까지 비교적 충실한 연구가 이루어져 온 대기오염의 사회적 비용에 대하여 기존의 연구결과를 정리하고 이를 기초로 천연가스를 비롯한 에너지원들의 환경적 특성을 비교하도록 한다.

대기오염물질의 배출에 따른 피해비용의 추정을 위해서는 오염도의 증가에 따른 사회적 피해(손실)비용의 추정과 함께 오염도와 배출량간의 상관관계 분석이 필요하다. 현실적으로 전자는 물론 후자의 경우에도 매우 큰 불확실성에 직면하게 된다. 서울특별시를 대상으로 오염물질 배출량과 오염도간의 상관관계를 분석해 보면 아황산가스의 경우 매우 밀접한 상관관계를 갖고 있음을 볼 수 있다. 하지만 지역과 오염물질에 따라 상관관계가 매우 약하게 나타나는 경우가 많다. 서울지역의 경우 '92~'98년간 데이터를 이용하여 상관분석을 한 결과 배출량과 오염도간 상관관계가 아황산가스의 경우 0.99, 총먼지의 경우 0.68, 일산화탄소의 경우 0.92로 높은 상관성을 보인 반면 이산화질소의 경우는 상관관계가 높지 않게 나타나고 있다. 배출량과 오염도간의 관계를 보다 정확하게 파악하기 위해서는 정교한 대기확산모형을 통한 분석이 바람직하지만 본 연구에서는 배출량과 오염도가 선형의 상관관계를 갖는다는 단순한 가정하에 논의를 진행하도록 한다.



[그림 Ⅲ-1] 아황산가스 배출량과 오염도간의 상관관계(서울, '92~'98)

<표 III-1> 대기오염물질별 환경피해비용에 대한 국내 연구결과

(단위:원/톤)

연구명	SOx	NOx	TSP	CO <sub>2</sub>	추정방법
한국전력(1997)	11,238	422,137	594,962		농도-반응함수
한국전력(1997)	261,940	742,176	2,923,742	2,548	다속성 효용평가법
임종수(1996)		158,002	4,365,362		농도-반응함수 (1993년 기준)
김용건 외(1997)	130,134 - 262.004	1,934,118 - 3,486,267	91,272 - 172,200		농도-반응함수 ('94-'96년)

주) 임종수(1996)에서는 총 사회적 비용이 TSP 1,701십억원, 오존 216십억원, NO<sub>2</sub> 188십억원으로 추정되었으며, 위의 수치는 해당년도 배출량으로 나눈 값임.

오염물질 배출량과 오염도간의 상관성을 가정하고 대기오염물질별로 환경피해비용을 추정한 국내의 연구결과를 소개하면 다음과 같다. 연구에 따라서 다양한 접근 방식을 취하고 있으며 사용된 데이터도 서로 다름에 따라 추정결과도 큰 차이를 나타내고 있다.

임종수(1996)의 연구에서는 TSP의 피해가 높게 추정된 반면, 김용건 외(1997)에서는 NOx의 피해가 높게 추정되었다. 전자의 연구가 1993년 자료에 근거하여 오염도와 호흡기 및 순환기 질환 관련 자료를 분석한 반면 후자의 연구는 1994-1996년간 오염도와 호흡기 질환 자료를 근거로 분석한 결과이다. 이처럼 대기오염이 인체, 동식물, 건물 등 다양한 부분에 부정적 영향을 미칠 수 있음에도 불구하고 인체 건강 중 특정 질병에 국한하여 분석되었다는 것은 대상 질병이 사회적 피해 중 큰 부분을 차지할 것이라는 점을 고려하더라도 전체적으로 피해의 크기가 과소평가 되었을 가능성이 크다. 한편 한국전력(1997)의 연구에서는 앞의 두 연구에서 활용한 농도-반응함수 접근법과 함께 다속성 효용평가법에 근거하여 보다 사망, 질병, 시정거리, 농업생산피해 등 보다 광범위한 피해를 고려한 종합적 피해비용을 추정하였다. 이처럼 보다 넓은 범위의 피해를 고려한 결과는 농도-반응함수 접근법에 비해 훨씬 높은 추정치를 나타내고 있다.

미국, 유럽 등 선진국에서는 대기오염의 사회적 비용에 관하여 오래전부터 많은 연구를 진행하여 왔다. 특히 최근에 유럽연합에서 15개국을 대상으로 수행한 ExternE 프로젝트는 규모에 있어서 주목할 만한 결과를 보여주고 있다. 유럽연합에서 분석한 오염물질별 피해비용을 보면 국가와 오염물질에 따라 많은 차이를 보임에도 불구하고 전반적으로 우리나라의 결과에 비해 수배에서 수십배에 달하는 매우 높은 수치를 보여준다. 이러한 결과는 미국의 연구에서도 마찬가지로 나타나고 있다.

<표 III-2> 대기오염물질로 인한 손실 (ExternE)

(단위: ECU/톤)

국가	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	먼지
오스트리아	9,000	9,000-16,800	16,800
벨기에	11,388-12,141	11,536-12,296	24,536-24,537
덴마크	2,990-4,216	3,280-4,778	3,390-6,666
핀란드	1,027-1,486	852-1,388	1,340-2,611
프랑스	7,500-15,300	10,800-18,000	6,100-57,000
독일	1,800-13,688	10,945-15,100	19,500-23,415
그리스	1,978-7,832	1,240-7,798	2,014-8,278
아일랜드	2,800-5,300	2,750-3,000	2,800-5,415
이탈리아	5,700-12,000	4,600-13,567	5,700-20,700
네덜란드	6,205-7,581	5,480-6,085	15,006-16,830
포르투갈	4,960-5,424	5,975-6,562	5,565-6,955
스페인	4,219-9,583	4,651-12,056	4,418-20,250
스웨덴	2,357-2,810	1,957-2,340	2,732-3,840
영국	6,027-10,025	5,736-9,612	8,000-22,917

자료원: Externalities of Energy(ExternE): National Implementation, EC, 1999.

<표 III-3> EU 및 미국 연구의 대기오염에 따른 손실 추정값

연구자 및 년도	연구지역	오염물질	손실비용(1996, US\$/톤)		
CSERGE(1993)	영국	SO <sub>2</sub>		2,530	
Rowe 외(1995)	뉴욕	SO <sub>2</sub>	790	1,070	1,350
ExternE(1997c)	영국/독일	SO <sub>2</sub>	9,390		12,350
Thayer 외(1994)	캘리포니아	SO <sub>2</sub>		1,040	
CSERGE(1993)	영국	NO <sub>x</sub>		1,280	
Rowe 외(1995)	뉴욕	NO <sub>x</sub>	-1,260	-120	1,010
ExternE(1997c)	영국/독일	NO <sub>x</sub>	4,860		7,250
Thayer 외(1994)	캘리포니아	NO <sub>x</sub>		18,070	
CSERGE(1993)	영국	먼지		15,530	
Rowe 외(1995)	뉴욕	먼지		26,060	
ExternE(1997c)	영국/독일	먼지	21,490		23,670
Thayer 외(1994)	캘리포니아	먼지		59,420	

자료원: A. Markandya, Economics of Greenhouse Gas Limitations: The indirect costs and benefits of greenhouse gas limitations, UNEP, 1998.

이처럼 대기오염에 따른 사회적 비용의 추정치가 선진국에서 높게 나타나고 있는 이유는 여러 가지가 있겠지만 특히 우리나라의 연구가 인체건강에 미치는 영향 중 일부 질병에 국한하여 분석한 경우가 많은 반면 선진국의 연구에서는 농작물, 건물 등 보다 광범위한 부분까지 종합적으로 고려하였다는 점과, 선진국과 우리나라와의 물가수준차이로 인해 화폐가치로 환산된 수치가 차이를 보이기 때문이라고 판단된다. 첫 번째 원인과 관련하여 ExternE 프로젝트의 결과를 보면 건강에 미치는 영향이 농작물이나 건물에 미치는 영향에 비해 매우 큰 비중을 차지하는 것으로 나타나고 있음을 고려하면 호흡기나 순환기 등 일부질환에 국한하여 분석하였다는 점이 과소추정의 주요원인이었을 것으로 판단된다.<sup>3)</sup> 두 번째 원인인 물가수준의 차이는 구매력을 고려하여 화폐가치를 조정함으로써 해결될 수 있다.

환경경제학에서는 인체에 미치는 부정적 영향을 추정할 때 “통계적 생명가치(Value of Statistical Life(VOSL))”가 널리 사용되는데 이는 구매력에 기초한 실GDP의 비율을 이용하여 조정될 수 있다. 예를 들어 미국의 VOSL이 \$4백만이라고 가정할 경우 우리나라의 VOSL을 구매력을 고려하여 산정해 보면 다음 표와 같다. 즉, 동일한 사망위험에 대해서 미국에 비해 우리나라는 약 50%를 전후한 낮은 가치로 평가될 수 있다.

Markandya(1998)는 미국과 EU의 연구결과를 바탕으로 관련연구가 부족한 개도국에 있어서 적용할 수 있는 대기오염의 사회적 비용을 구매력을 고려하여 제시하고 있다.

<표 III-4> 국가별 통계적 생명가치(VOSL)

국가	PPP GNP US\$ (1994)	VOSL US\$천 (1995)
탄력도 1, VOSL US\$4백만 가정(1995).		
미국	25,880	4,000
한국	10,330	1,597
탄력도 0.35, VOSL US\$4백만 가정(1995).		
미국	25,880	4,000
한국	10,330	2,900

주) 탄력도란 실소득의 증감에 따른 손실의 증감 민감도를 의미함. 예를 들어 탄력도가 0.35일 경우 실소득이 1% 증가(감소)함에 따라 손실이 0.35% 증가(감소)함을 뜻함.

3) ExternE 프로젝트의 손실추정 결과에 따르면 SO<sub>2</sub>의 경우 건강피해가 차지하는 비중이 98%, NO<sub>x</sub>의 경우 98.6%, 먼지의 경우 100%를 차지하는 것으로 조사되었다. (Markandya, 1999)

<표 III-5> 대기오염피해의 가치평가: UNEP (단위: 1996 US\$/톤)

국가	PPP GNP US\$ 1994	SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub> /O <sub>3</sub>		Particulates	
		하한	상한	하한	상한	하한	상한
탄력도=1							
미국	25,880	13,571	17,849	7,024	18,070	22,445	59,420
일본	21,140	11,085	14,580	5,737	14,760	18,334	48,537
한국	10,330	5,417	7,124	2,804	7,213	8,959	23,717
탄력도=0.35							
미국	25,880	10,682	14,049	5,529	18,070	17,667	59,420
일본	21,140	9,952	13,089	5,151	16,835	16,459	55,358
한국	10,330	7,745	10,187	4,009	13,103	12,810	43,085

자료원: A. Markandya, Economics of Greenhouse Gas Limitations: The indirect costs and benefits of greenhouse gas limitations, UNEP, 1998.

이와 같은 대기오염에 따른 피해비용의 계량적 평가는 정교한 방법론에도 불구하고 여러 가지 가정에 내재된 불확실성이 매우 크다. 이러한 점을 고려하여 하나의 대안으로 제시되고 있는 것이 현재의 기술적 수준을 고려한 저감비용의 분석이다. 즉, 오염물질을 저감하기 위해 현실적으로 지불하고 있는 비용이야말로 오염에 따른 사회적 가치가 (환경규제를 통해) 반영된 객관적인 수치일 수 있다는 것이다. 엄밀한 의미에서 저감비용은 환경규제에서 암묵적으로 가정되는 오염의 손실비용으로서 사회적 비용 자체라기 보다는 정책결정과정에서 반영(조정)된 값일 것이다. 물론 저감비용의 추정 또한 많은 불확실성이 개입하지만 시장에서 형성되는 설비나 용역의 가격이 보다 객관적으로 반영될 수 있다는 점에서 피해비용에 대한 추정치의 활용과정에 참고할 필요가 있다. 또한 다음에서 살펴보겠지만 온실가스에 있어서와 같이 국제적인 규제가 각 국가가 당면하는 온실가스의 사회적 비용을 결정하는 문제에 있어서는 저감비용을 토대로 추정되는 온실가스의 (시장)가격이 피해비용에 대한 별도의 추정보다 훨씬 중요한 의미를 갖는다.

박준우(1998)에 따르면, 먼지의 처리비용은 사이클론, 전기집진기, 여과집진기, 세정집진기 등 설비에 따라 97년 기준으로 실적운영단가가 353-1,281원/kg, 표준운영단가가 1,622-2,551원/kg으로 평가되었으며, 황산화물의 처리비용은 Sulfric Acid Absorber, Agricultural Chemicals Surfactants, Dyes Absorber, Acid Washing Gilding Absorber 등 설비에 따라 97년 기준 실적운영단가 756-6,621원/kg, 표준운영단가 578-2,840원/kg인 것으로 추정되고 있다. 홍지형(1999)에 따르면 1997년 기준으로 발전소의 탈황시설에 따른 탈황비용은 중유발전소의 경우 239-393원/kg, 석탄발전소의 경우 304-1,086원/kg으로 분석되었으며, 이에 따른 발전원가 상승률은 중유발전소가 6.3-8.0%, 석탄발전소가 7.0-8.8%로 추정되었다.

<표 III-6> 저황중유와 탈황설비 탈황비용 비교

구 분	저황중유(2.5%S→0.3%S)		탈황설비(2.5%S)			
	400MW	200MW	400MW		200MW	
			(신규)	(기존)	(신규)	(기존)
연간 추가비용(억원/연)	125.2	62.6	64.5	74.5	40.9	47.8
발전원가 상승(원/kWh)	5.11	5.11	2.63	3.04	3.33	3.90
제 거 비 용(원/kg-SO <sub>2</sub> )	526	526	239	306	336	393

주) 1. 신규는 수명 30년기준, 기존은 수명 15년 기준  
 자료원: 홍지형, SO<sub>2</sub> 저감정책의 효과 및 비용분석, 1999.

<표 III-7> 탈황설비 황함량별 비용분석

구 분	500MW						200MW		
	0.4%S (신규)	0.6%S (신규)	0.8%S (신규)	0.8%S (기존)	1.0%S (신규)	1.5%S (신규)	0.6%S (신규)	1.0%S (신규)	1.0%S (기존)
탈황설비 설치비(억원)	461(설계기준 : 0.8%S)						250		
연간 추가비용(억원/연)	74.6	75.3	76.0	88.9	76.7	78.5	48.1	48.7	55.7
발전원가상승(원/kWh)	2.43	2.46	2.48	2.90	2.50	2.56	3.92	3.97	4.54
제 거 비 용(원/kg-SO <sub>2</sub> )	1,086	730	553	646	446	304	590	466	533

주) 1. 신규는 수명 30년 기준, 기존은 수명 15년 기준  
 자료원: 홍지형, SO<sub>2</sub> 저감정책의 효과 및 비용분석, 1999.

1994년 세계은행과 미국의 조사위원회 경제연구센터가 공동으로 미국의 산업체를 대상으로 조사한 결과에 따르면 1979-1985년간 업종별 평균 오염저감비용은 먼지의 경우 \$20-1,208/톤, 아황산가스의 경우 \$25-3,046/톤, 질소산화물 및 이산화탄소의 경우 \$20-11,918/톤으로 추정되었다.<sup>4)</sup> 이 결과는 업종에 따라 저감비용이 크게 차이하고 있음을 나타내는 것으로서, 미국의 대기정책이 업종에 대한 고려가 부족하여 효율적이지 못했다는 평가와 함께, 대기오염물질 저감정책이 업종에 따라 차별화 될 필요성이 크다는 점을 시사하고 있다.<sup>5)</sup> 이 연구는 개도국의 대기정책에 참고자료를 제공하기 위해 수행되었는데, 추정된 저감비용자료가 보수적인 상한치로서 활용될 수 있을 것이라고 권고하고 있다. 한편 미국의 SCAQMD에서 조사한 바에 따르면 SO<sub>x</sub>의 처리비용은 톤당 \$1,400-2,200, NO<sub>x</sub>는 톤당 \$50-3,000으로 나타나고 있다. 참고로 2000년 3월 현재 미국의

4) R. Hartman, D. Wheeler and M. Singh, The cost of air pollution abatement, World Bank, 1994. (www.worldbank.org)

5) 한계오염저감비용이 업종에 따라 큰 차이를 보일 경우 한계저감비용이 균등하게 되도록 저감노력을 조정함으로써 전체 오염물질 배출량을 동일하게 유지하면서 총 오염저감비용을 줄일 수 있는 여지가 크다. 따라서 이러한 경우에는 한계 오염저감비용을 균등하게 유도할 수 있는 배출권 거래 제도나 배출부과금과 같은 경제적 유인제도의 도입필요성이 높아지는데, 업종별 오염저감비용합수에 대한 정보가 부족할수록 직접규제방식보다 큰 효과를 거둘 수 있다.

배출권 시장 가격은 SO<sub>2</sub>의 경우 약 \$131/톤, NO<sub>x</sub>의 경우 약 \$875/톤이다. 이러한 수치들은 모두 저감비용에 대한 추정값으로 해석될 수 있는데, 사회적 비용에 대한 추정치와 비교해 볼 때 매우 낮은 수준을 보이고 있어 환경규제가 보다 강화되어야 할 필요성을 나타내고 있다.

<표 III-8> 업종별 평균 오염물질 저감비용, 1979-1985

업종	Particulates	SOx	NO <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub>	HC	Lead
Food	86	521	229	162	466
Beverages	156	271	11,918	11,918	
Tobacco	268	167	167	12,030	1
Textiles	396	396	1,379	1,379	11
Spinning	272	535	1,431	188	7
Apparel	445	61	61	61	
Leather	132	377	8,430	633	1
Footwear	540	207	993	1,558	221
Wood	47	38	38	38	
Furniture	43	25	25	25	
Paper Products	87	364	472	472	
Pulp, Paper	43	155	20	20	
Printing	424	117	309	307	1
Industrial Chemicals	46	75	304	213	13
Agricultural Chemicals	127	519	889	341	5
Resins	82	562	207	123	4
Chemical Products	212	681	48	157	
Drugs	269	1,045	451	173	3
Refineries	328	165	59	121	27
Petroleum, Coal	59	1,942	77	77	
Rubber	219	1,107	343	343	10
Plastics	219	2,415	235	235	11
Pottery	185	106	3,792	3,792	47
Glass	186	550	339	339	1
Non-Metal Products, n.e.c.	20	213	1,647	1,658	
Iron, Steel	182	528	115	1,203	7
Non-Ferrous Metals	340	152	49	622	12
Metal Products	343	1,563	461	399	1
Other Machinery	254	855	515	515	1
Office, Computing Machinery	245	245	864	937	2
Other Electrical Machinery	373	483	1559	215	3
Radio, TV	394	1,854	904	1,096	7
Transport Equipment	635	1,266	468	1,006	4
Shipbuilding	125	832	2,229	2,229	
Motor Vehicles	350	1,523	1,155	2,441	214
Professional Goods	1,208	3,046	872	1,376	9
Other Industries	38	26	110	110	

자료원: World Bank(1994)

<표 III-9> RECLAIM 대상시설의 오염물질 처리비용

기술명	오염물질	설치연도	처리비용(\$/ton)
Scrubber with ESP	SO <sub>x</sub>	1994-95	\$1,400 - \$2,200
Fuel Gas Treating Unit	SO <sub>x</sub>	1994	N.A.
Low-NO <sub>x</sub> Burner	NO <sub>x</sub>	1994-95	\$1,000 - \$3,000
Oxygen Enrichment	NO <sub>x</sub>	1996	\$800
Oxy-Fuel Burner	NO <sub>x</sub>	1996	\$500
SCR	NO <sub>x</sub>	1994	\$300 - \$600
SCONO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	1994	\$300
Natural Gas Heater	NO <sub>x</sub>	1994, 1997	\$100
Secondary Combustion of Fuel	NO <sub>x</sub>	1997	-\$1,700
Compressor Electrification	NO <sub>x</sub>	1994	N.A.
Ultra Low-NO <sub>x</sub> Burner	NO <sub>x</sub>	1995	\$1,300
Three-Way Catalyst	NO <sub>x</sub>	1997	\$50

자료원: SCAQMD, RECLAIM Program Three-Year Audit and Progress Report, 1998.

<표 III-10> 배출권 거래형태와 이산화탄소 감축비용

모형	배출권 거래 부재시 한계감축비용			부속서I국가내 거래시 균형가격	전세계 거래시 균형가격
	미국	유럽	일본		
SGM	163			105	21
MERGE	274			114	80
G-Cubed	63	167	252	37	13
POLES	82	130-140	240	112	33
GTEM	375	773	751	123	
WorldScan	38	78	87	20	
GREEN	149	196	77	67	25
AIM	166	214	253	65	43

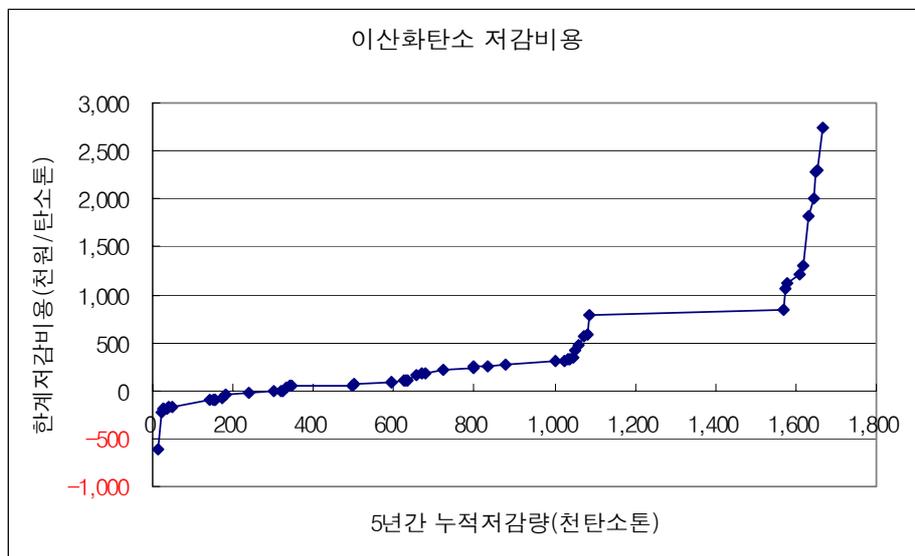
주) 단위는 탄소 1톤당 US\$(1995)

자료원: Economic Modelling of Climate Change, OECD Workshop Report, 1998.

지구온난화문제의 주요 원인물질인 이산화탄소에 대하여 교토의정서상의 감축목표달성을 전제로 한계저감비용을 추정된 결과는 위의 표와 같다. 유럽 각국은 이미 탄소세를 부과하거나 부과할 계획이다. 금년 초에 프랑스 정부가 발표한 기후변화협약 대응 실천계획에 따르면 프랑스는 2001년부터 탄소톤당 \$23-31에 상응하

는 탄소세를 부과할 계획이며 2010년까지는 세율을 \$76.5/탄소톤으로 인상할 계획이다. 또한 1999년 3월에 제출된 영국정부의 예산안에서는 기후변화세 (Climate Change Levy)라는 에너지세의 2001년 4월 도입이 포함되어 있다. 이 안에 따르면 석탄, 천연가스, 전기 등의 이용업체가 주된 대상이 될 것이며, 세율은 석탄 및 천연가스가 0.15p/kWh, 전기가 0.43p/kWh 수준으로 예측되는데 첫번째 시행연도에 US\$28.4억의 세수가 예상된다.<sup>6)</sup>

우리나라의 경우 현재 정부와 에너지 절약, 효율향상 및 이산화탄소 저감과 관련된 자발적 협약을 체결하였거나 추진중에 있는 60개 사업장에 대한 저감계획 (1999-2003)을 토대로 우리나라의 이산화탄소 누적 저감량에 따른 저감비용을 살펴보면 다음의 그림과 같다.(그림에서 하나의 점은 하나의 업체에 대한 저감계획량과 저감비용 추정치를 나타냄) 그림에서 나타난 바와 같이 이산화탄소 저감비용 및 에너지 저감비용은 업체별로 큰 차이를 보이고 있다. 한계저감비용이 저감비용에 따라 체증한다는 점을 고려할 때, 에너지 저감율이 비슷한 사업장간에도 저감비용의 차이가 크게 나타나고 있는 것은 사업장간의 에너지 저감 및 이산화탄소 저감과 관련된 기술적 특성의 차이가 크다는 점을 나타내는 것이다. 이러한 저감비용의 특성은 기술규제와 같은 직접규제를 이용할 경우 정보의 비대칭성에 따른 효율저하가 심각할 수 있으며, 배출권 거래제나 탄소세와 같은 시장메카니즘의 활용이 바람직하다는 추론을 가능하게 한다.



[그림 III-2] 자발적 협약업체의 이산화탄소 저감비용

6) 참고로 영국은 교토의정서에 따른 EU의 저감목표 8% 및 EU내 국가간 제조업 결과인 12.5% 삭감을 훨씬 상회하는 20% 삭감목표를 설정하여 추진중이다.

<표 III-11> 대기오염물질 배출에 따른 사회적 비용에 대한 시나리오 설정

시나리오	오염물질	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	TSP	CO <sub>2</sub>
저비용 시나리오	시나리오 설명	국내 연구결과의 평균값			탄소세 \$20/t-C
	사회적 비용(원/g)	0.156	1.008	2.004	0.022
중비용 시나리오	시나리오 설명	저비용 및 고비용의 중간값			탄소세 \$35/t-C
	사회적 비용(원/g)	4.310	4.272	13.302	0.039
고비용 시나리오	시나리오 설명	UNEP안의 평균값			탄소세 \$50/t-C
	사회적 비용(원/g)	8.464	7.535	24.601	0.056

주) 환율은 1US\$=1,110원 가정

본 연구에서는 지금까지의 조사결과를 토대로 다음과 같이 대기오염물질 배출에 따른 사회적 비용(배출량 단위당 피해비용의 화폐적 가치) 시나리오를 설정하도록 한다. 우선 사회적 비용의 화폐적 가치화 연구가 비교적 풍부하게 수행된 SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, TSP 등 3종의 대기오염물질과 가장 중요한 대표적 온실가스인 이산화탄소를 대상으로 시나리오를 설정하고 이 네가지 물질에 대하여 보고서 후반부의 분석을 집중하도록 한다. 저비용 시나리오는 앞에서 살펴본 국내 연구결과들이 다른 국가들, 특히 선진국의 추정결과에 비해 매우 낮은 수준을 보임에 따라 이들 추정치의 평균값을 이용하도록 하고 이산화탄소에 대해서는 전세계적 배출권 거래시장의 균형가격으로 전망되는 \$13-\$80의 범위를 고려하여 탄소톤당 \$20을 가정하였다. 고비용 시나리오는 UNEP에서 제안하고 있는 오염물질별 사회적 비용의 평균값 - 낮은 때와 높은 때, 그리고 탄력도 1 및 0.35일 때의 평균값 -을 가정하고 탄소세는 \$50/탄소톤을 가정하였다. 그리고 중비용 시나리오에서는 저비용 시나리오와 고비용 시나리오의 중간값을 취하였다.

## 2. 에너지원별 환경적 특성

### 2.1 에너지원별 환경오염에 대한 전과정 평가 결과

한국가스공사(1999)에 따르면 발전용의 경우 천연가스는 석탄, 석유 등 타 화석연료에 비해서 산성화, 부영양화, 생태계 독성, 인체 독성, 지구온난화, 오존층 파괴, 자원고갈 등 거의 모든 환경문제에 있어서 발전단계에서는 물론 원료의 채취, 수송 등 전과정(life cycle)에 걸쳐서 우수한 것으로 나타나고 있다. 이러한 영향을 종합적으로 평가한 결과도 천연가스가 석유 및 석탄에 비해 20% 이상 우

수한 것으로 평가되었다

<표 III-12> 발전용 에너지원별 환경성 비교 결과 [기준: 전기 1GWh생산]

구분	천연가스	석탄	오일	LSWR	원자력
자원고갈 (kg resource-equiv)	Non renewable Energetic R 2.16E+05 (1.00E+00)	Non renewable Energetic R 4.52E+05 (2.50E+00)	Non renewable Energetic R 2.69E+5 (1.50E+00)		Non renewable Energetic R 1.06E+01 (5.81E-05)
지구온난화 (kg CO <sub>2</sub> -equiv)	CO <sub>2</sub> 6.23E+05 (1.00E+00)	CO <sub>2</sub> 9.24E+05 (1.56E+00)	CO <sub>2</sub> 7.49E+05 (1.21E+00)		CO <sub>2</sub> 9.21E+00 (1.47E-05)
	CO <sub>2</sub> 4.78E+05 (1.00E+00)	CO <sub>2</sub> 8.61E+05 (1.80E+00)	CO <sub>2</sub> 6.95E+05 (1.45E+00)	CO <sub>2</sub> 7.25E+05 (1.52E+00)	CO <sub>2</sub> 2.67E+00 (5.65E-06)
오존층파괴 (kg CFC11-equiv)	Halon1.22E-03 (1.00E+00)	Halon2.75E-03 (2.25E+00)	Halon3.92E-01 (3.19+02)		Halon3.55E-08 (3.61E-05)
산성화 (kg SO <sub>2</sub> -equiv)	SO <sub>x</sub> 4.21E+00 NO <sub>x</sub> 7.01E+02 (1.00E+00)	SO <sub>x</sub> 2.87E+03 NO <sub>x</sub> 1.33E+03 (3.75E+00)	SO <sub>x</sub> 2.52E+03 NO <sub>x</sub> 1.52E+03 (3.60E+00)		SO <sub>x</sub> 4.73E+00 NO <sub>x</sub> 2.38E+00 (6.34E-03)
	SO <sub>x</sub> 4.13E-01 NO <sub>x</sub> 4.49E+02 (1.00E+00)	SO <sub>x</sub> 2.63E+03 NO <sub>x</sub> 1.03E+03 (8.14E+00)	SO <sub>x</sub> 2.17E+03 NO <sub>x</sub> 1.08E+03 (7.23E+00)	SO <sub>x</sub> 4.04E+00 NO <sub>x</sub> 2.94E+03 (6.55E+00)	SO <sub>x</sub> 2.26E-02 NO <sub>x</sub> 1.15E-02 (7.67E-05)
부영양화 (kg Phosphate-equiv)	NO <sub>x</sub> 1.30E+02 (1.00E+00)	NO <sub>x</sub> 2.47E+02 (1.93E+00)	NO <sub>x</sub> 2.82E+02 (2.23E+00)		NO <sub>x</sub> 4.42E-01 (3.81E-03)
	NO <sub>x</sub> 8.34E+01 (1.00E+00)	NO <sub>x</sub> 1.91E+02 (2.33E+00)	NO <sub>x</sub> 2.01E+02 (2.48E+00)	NO <sub>x</sub> 5.46E+02 (6.76E+00)	NO <sub>x</sub> 2.14E-03 (4.49E-05)
광화학적 산화물형성 (kg Ethene-equiv)	NMVOC 1.44E+03 (1.00E+00)	NMVOC 2.75E+01 (4.12E-02)	NMVOC 7.18E+02 (5.06E-01)		NMVOC 8.60E-05 (5.95E-08)
생태계독성 (kg Zn-equiv)	(1.00E+00)	육상: Hg 8.53E-03 Ni 3.71E-03 (2.35E+02)	육상: Hg 1.66E-03 Ni 1.37E-03 (2.83+02)		(3.09E-04)
	(1.00E+00)	(1.45E+00)	수상: Phonol 2.14E+01 (2.62E+00)		(3.62E-03)
인체독성 (kg Pb-equiv)	(1.00E+00)	Se 2.14E+02 Hg 6.61E+01 (6.40E+01)	Se 5.53E+01 (3.20E+01)		(7.47E-03)
정규화	POCP> GWP> AP> EP	GWP> AP> EP > POCP	GWP> POCP> AP> EP		
가중화	4.23E+01 (1.00E+00)	5.20E+01 (1.23E+00)	5.08E+01 (1.20E+00)		2.26E-02 (5.35E-04)

주) - 음영표시는 발전단계 수치를 의미하며 “()”는 해당 영향범주의 Total값에 대해서 천연가스를 기준으로 타에너지원의 상대적인 값을 나타낸 것임.

- 지구온난화, 오존층파괴, 산성화, 부영양화, 광화학적산화물형성은 CML값을 요약함.

자료원: 한국가스공사, 『천연가스 전과정 환경영향평가(LCA)』, 1999. 12

지구온난화와 관련된 온실가스 배출에 있어서 천연가스는 전기 1GWh 생산시 발전과정의 478 CO<sub>2</sub>-톤을 포함해 원료 채취, 수송 등 전과정에 걸쳐 623 CO<sub>2</sub>-톤을 발생시키는 반면 석탄은 발전과정에서의 861 CO<sub>2</sub>-톤을 포함해 총 924 CO<sub>2</sub>-톤을 발생시키고, 석유는 발전과정에서만 695 CO<sub>2</sub>-톤, 전과정에 걸쳐서는 749 CO<sub>2</sub>-톤을 배출한다. 즉, 천연가스가 석탄에 비해서는 발전과정에서 44%, 전과정에 걸쳐서는 33% 만큼 온실가스를 적게 배출하고, 석유에 비해서도 발전과정에서 31%, 전과정에서 17% 적게 배출한다. 산성화 문제와 관련해서도 SO<sub>x</sub>의 경우 발생 자체가 거의 전무함은 물론, NO<sub>x</sub>의 경우에 있어서도 SO<sub>x</sub> 등가 환산으로 발전과정에서 449kg, 전과정에서 701kg 배출하는 데 비해 석탄은 발전과정에서 1,030kg, 전과정에서 1,330kg 배출하며, 석유도 발전과정에서 1,080kg, 전과정에서 1,520kg 배출하는 것으로 평가되었다. 이는 발전과정에서 천연가스가 석탄에 비해 56%, 석유에 비해 58% 적게 배출되는 것이며, 전과정을 고려하더라도 석탄에 비해 47%, 석유에 비해 54% 적은 것이다. 대부분의 주요 환경문제를 유발하는 오염물질에 있어서 천연가스는 이처럼 타 화석연료에 비해 매우 낮은 오염특성을 나타내고 있다.

<표 III-13> 발전부문 원료별 환경피해의 화폐가치 (유럽연합)

(단위: ECU/kWh)

국가	석탄	석유	가스	원자력	바이오메스	수력	풍력	폐기물 (ECU/톤)
오스트리아			11-26		24-25	0.04		
벨기에	37-150		11-22	4.0-4.7				
덴마크	35-65		15-30		12.14		0.9-1.6	
스페인	48-77		11-22		29-52*		1.8-1.9	15-24
핀란드	20-44				8-11			
프랑스	69-99	84-409	24-35	2.5	6-7	6		67-92
독일	46-84	26-48	7-13		1-8	5.1	2.4-2.6	
아일랜드	59-84							
이탈리아		34-56	15-27			3.4		46-77
네덜란드	28-42		5-19	7.4	4-5			
노르웨이			8-19		2.4	2.3	0.5-2.5	
포르투갈	42-67		8-21		14-18	0.3		
스웨덴	18-42				2.7-3	0.04-7		
영국	42-67	29-47	11-22	2.4-2.7	5.3-5.7		1.3-1.5	

자료원: Externalities of Energy (ExternE), vol.10, 1999.

최근 유럽연합에서 국가별로 전력부문의 대기오염물질 배출특성에 대해 조사한 대규모 프로젝트 ExternE에서도 비슷한 결론을 보여준다. 대기오염물질별 배출계수를 사회적 비용으로 가중평균한 결과의 범위는 천연가스의 경우가 14개 대상국가 모두에 있어서 석탄 및 석유에 비해 낮게 나타났다. 즉, 천연가스의 배출계수를 최대한 높게 추정하고 타 연료의 배출계수를 최대한 낮게 추정하더라도 천연가스의 배출이 낮다는 것이다. 이는 여러 가지 불확실성과 국가별 차이를 고려하더라도 천연가스가 석탄 및 석유에 비해 더 많은 오염물질을 배출할 가능성은 거의 없다는 것을 의미한다. 천연가스에 비해 석탄 및 석유가 대부분의 국가에서 3-5배, 경우에 따라서는 10배 이상 오염물질을 많이 배출하는 것으로 나타났다.

이와 같은 천연가스의 환경친화성(즉 낮은 오염부하)은 발전부문에만 국한된 것은 아니며 타 산업부문이나 난방, 취사 등은 물론 수송부문에서도 나타난다. 수송부문은 발전이나 산업용 보일러에서 다르게 환경오염특성이 자동차의 특성, 엔진 특성, 주행속도, 운전습관, 연료의 품질 등 매우 다양한 특성에 따라 다양하게 나타나기 때문에 평가가 용이하지 않다. 게다가 전과정을 고려하여 평가하기란 더욱 어렵다. 따라서 최근에 Nigge(1999)에 의해 수행된 자동차 연료별 전과정 평가 결과는 매우 큰 의미가 있다고 평가된다. Nigge(1999)에 따르면 천연가스는 연료 공급, 자동차 운행 등 전과정에 걸쳐 각종 유해물질 및 대기오염물질에 있어서 매우 낮은 배출특성을 보이는 것으로 나타났다.

연료공급단계에서 천연가스는 에너지(TJ)당 배출(kg) 기준으로 PM<sub>2.5</sub>의 경우 배출이 거의 전무하며 PM<sub>10</sub>의 경우 1.3, NO<sub>2</sub>의 경우 13.7, SO<sub>2</sub> 4.0, NMVOC 7.4인 반면 경유는 PM<sub>2.5</sub> 1.5, PM<sub>10</sub> 1.2, NO<sub>2</sub> 22.3, SO<sub>2</sub> 23.1, NMVOC

<표 III-14> 수송부문의 에너지원별 오염물질 배출특성: 연료공급단계

(단위: kg/TJ)

구분	경유	휘발유	천연가스
CO <sub>2</sub>	6421	14393	5427
CH <sub>4</sub>	15.7	26.1	170.4
N <sub>2</sub> O	0.1	0.3	0.2
CO <sub>2</sub> -equivalents	6789	15023	9067
PM <sub>10</sub>	1.2	1.8	1.3
PM <sub>2.5</sub>	1.5	1.7	0.0
NO <sub>x</sub> (as NO <sub>2</sub> )	22.3	33.2	13.7
SO <sub>2</sub>	23.1	35.4	4.0
NMVOC	17.5	152.0	7.4

자료원: K.-M. Nigge, Life Cycle Assessment of Natural Gas Vehicles, 1999.

17.5를 배출하며, 휘발유는 PM<sub>2.5</sub> 1.7, PM<sub>10</sub> 1.8, NO<sub>2</sub> 33.2, SO<sub>2</sub> 35.4, NMVOC 152.0을 배출한다. PM<sub>10</sub>에 있어서 경유에 비해 약간 더 배출한다는 점을 제외하면 거의 모든 오염물질에 있어서 천연가스가 가장 낮은 배출특성을 나타내며, 그 차이도 매우 크다는 점을 알 수 있다. 온실가스에 있어서는 CO<sub>2</sub>의 경우 가장 적게 배출하지만 CH<sub>4</sub>가 많이 배출됨에 따라 CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O 등 3대 주요 온실가스의 CO<sub>2</sub> 환산지수 합계에 있어서는 경유보다 높고 휘발유 보다 낮은 수준으로 보이는 것으로 나타났다.

수송부문의 연료별 환경적 특성은 자동차의 운행단계가 더 중요한 의미를 갖는다. Nigge(1999)에 따르면 운행단계에서 천연가스의 환경친화성은 타 연료에 비해 더욱 우수하게 나타난다. 버스와 승용차 등 규모의 차이에 관계없이 천연가스는 벤젠, 포름알데히드, 아세트알데히드, 벤조피렌, 1, 3-부타디엔 등 각종 유해물질의 배출에 있어서 경유와 휘발유보다 매우 낮은 수준을 보이고 있다. 특히 벤젠, 벤조피렌, 1, 3-부타디엔 등의 독성물질의 배출이 거의 전무한 것으로 조사되었다. 또한 PM<sub>2.5</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, NMVOC 등 모든 주요 대기오염물질에 있어서도 타 연료에 비해 낮은 배출계수를 갖고 있으며, 온실가스에 있어서도 연료의 공급단계에서와는 달리 CH<sub>4</sub>를 감안하더라도 온실가스 총 배출이 타 연료에 비해 낮은 것으로 평가되고 있다.

<표 III-15> 수송부문의 에너지원별 오염물질 배출특성: 자동차 운행단계

(단위: g/km)

	버스		승용차		
	diesel	natural gas	diesel	petrol	natural gas
energy demand(MJ/km)	14.55	18.19	3.19	3.32	3.65
CO <sub>2</sub>	1084	1003	238	248	201
CH <sub>4</sub>	0.026	1.7	0.01	0.02	0.5
N <sub>2</sub> O	0.033	0.021	0	0	0
CO <sub>2</sub> -equivalents	1095	1045	238	248	212
PM <sub>2.5</sub>	0.24	0.005	0.05	9 E-5	3 E-5
SO <sub>2</sub>	0.205	0	0.046	0.031	0
NOx (as NO <sub>2</sub> )	10.8	2.2	0.5	0.14	0.06
NMVOC	1.06	0.22	0.12	0.38	0.08
benzene	0.021	0.002	0.003	0.022	0
formaldehyde	0.063	0.003	0.02	0.002	0.0002
acetaldehyde	0.023	0.001	0.007	0.001	0.0001
benzo(a)pyrene	3.6 E-6	2.5 E-6	0.0 E+0	0.0 E+0	0.0 E+0
1,3-butadiene	0.022	0.001	0.002	0.003	0

자료원: K.-M. Nigge, Life Cycle Assessment of Natural Gas Vehicles, 1999.

이러한 환경적 특성은 심각해져가고 있는 환경문제를 고려할 때 천연가스의 가치가 재평가되고 그 역할이 재정립 되어야 함을 의미한다. 즉, 이러한 천연가스의 환경적 특성이 시장 및 소비자의 선택과정에서 적절히 평가, 반영될 수 있도록 여러 가지 정책적 노력이 필요할 것이다.

## 2.2 에너지원별 대기오염물질 배출계수

앞에서도 살펴본 바와 같이 대기오염물질 배출계수에 있어서 아황산가스와 먼지의 경우 천연가스는 거의 '0'에 가까운 배출계수를 갖고 있으며 대표적인 온실가스인 이산화탄소나 탄화수소의 경우에도 석탄이나 석유에 비해 상당히 낮은 배출계수를 나타내고 있다. 환경부(1998)의 배출계수를 기준으로 볼 때 비록 질소산화물과 일산화탄소의 경우 다소 높은 배출계수를 보이고 있으나 전체적으로 석탄이나 석유에 비해 배출계수가 매우 낮다. 아래의 표에 예시된 오염물질의 배출계수를 모두 합산할 경우 천연가스는 석유 대비 71.6%, 석탄에 비하여는 58.6%에 불과하며, 이산화탄소를 제외할 경우 각각 32.4%, 21.1%로서 매우 청정한 연료로 평가될 수 있다.

<표 III-16> 에너지원별 대기오염물질 배출계수 (kg/백만Kcal)

	석탄	석유	천연가스
아황산가스	2.879	1.919	0.001
먼지	0.758	0.151	0.005
질소산화물	0.606	0.657	0.838
탄화수소	0.006	0.013	0.003
일산화탄소	0.045	0.061	0.061
이산화탄소	105.9	87.5	63.7
합계	110.2	90.3	64.6

주) 석탄은 유연탄, 석유는 1.0%S 중유 기준이며, 발전부문 기준 자료임.

자료원: 환경부(1998), IPCC(1997)

배출계수는 연소기술이나 저감설비에 따라 변화할 수 있으므로 단정적으로 크기를 비교하기에는 몇가지 고려해야 할 점이 있다. 위의 표에 나타나 있는 배출계수는 발전부문을 예로 들어 저감설비가 설치되어 있지 않은 경우(먼지는 90% 방지시설 설치 가정)를 가정하고 있다. 따라서 수송부문이나 난방부문과 같은 경우에, 그리고 탈황시설이나 탈질시설을 설치하는 경우에는 위의 배출계수가 나타내고 있

는 상대적 특성이 변화될 수 있다.

또한 연소기술의 개발에 따라서도 배출계수가 바뀌게 된다. <표 III-16>의 배출계수는 이산화탄소를 제외하면 미국 환경청(US EPA)에서 '85년 9월에 발표한 대기오염물질 배출계수를 기초로 우리나라 환경부에서 수정 보완한 것인데, '98년 3월 EPA에서는 그동안의 기술적 변화를 고려하여 새로운 배출계수를 발표하였다.

<표 III-17> 산업 및 발전용 연료별 단위당 대기오염물질 배출계수 및 환경피해비용

용도	산업용				발전용		
	B-C유	천연가스	경유	유연탄	B-C유	천연가스	유연탄
단위	리터	m <sup>3</sup>	리터	kg	리터	m <sup>3</sup>	kg
배출계수(g/단위)							
먼지	0.930	0.100	0.426	5.000	0.558	0.050	1.000
SO <sub>2</sub>	9.500	0.010	0.950	9.500	5.700	0.010	5.700
CO	0.600	0.560	0.600	0.300	0.600	0.640	0.300
HC	0.154	0.090	0.030	0.040	0.125	0.028	0.040
Nox	6.600	2.240	2.400	10.850	3.900	2.456	4.000
CO <sub>2</sub> (g-C)	866.25	668.85	770.04	698.94	866.25	668.85	698.94
오염물질 합계	884.03	671.85	774.45	724.63	877.13	672.03	709.98
환경피해비용 (원/단위): 저비용 시나리오							
오염물질 합계	29.23	17.31	20.52	37.96	25.17	17.43	22.44
먼지	2.004	1.86	0.20	0.85	1.12	0.10	2.00
SO <sub>2</sub>	0.156	1.48	0.00	0.15	1.48	0.00	0.89
Nox	1.008	6.65	2.26	2.42	10.94	3.93	4.03
CO <sub>2</sub>	0.0222	19.23	14.85	17.09	15.52	19.23	14.85
환경피해비용 (원/단위): 중비용 시나리오							
오염물질 합계	115.16	36.93	49.93	180.96	82.30	37.18	82.11
먼지	13.3023	12.37	1.33	5.67	66.51	7.42	13.30
SO <sub>2</sub>	4.30994	40.94	0.04	4.09	40.94	24.57	24.57
Nox	4.27154	28.19	9.57	10.25	46.35	16.66	17.09
CO <sub>2</sub>	0.03885	33.65	25.98	29.92	27.15	33.65	25.98
환경피해비용 (원/단위): 고비용 시나리오							
오염물질 합계	201.09	56.54	79.34	323.96	139.43	56.94	141.78
먼지	24.6006	22.88	2.46	10.48	123.00	13.73	24.60
SO <sub>2</sub>	8.46388	80.41	0.08	8.04	80.41	48.24	48.24
Nox	7.53508	49.73	16.88	18.08	81.76	29.39	30.14
CO <sub>2</sub>	0.0555	48.08	37.12	42.74	38.79	48.08	37.12

주) 배출계수는 환경부(1998) 및 IPCC(1997)를 인용했으며, NO<sub>x</sub>의 경우 '98. 3월 수정된 미국 EPA의 배출계수를 활용함.

<표 III-18> 산업 및 발전용 연료별 열량당 대기오염물질 배출계수 및 환경피해비용

용도 연료	산업용				발전용		
	B-C유	천연가스	경유	유연탄	B-C유	천연가스	유연탄
배출계수(kg/TOE)							
먼지	0.939	0.095	0.463	7.576	0.564	0.048	1.515
SO <sub>2</sub>	9.596	0.010	1.033	14.394	5.758	0.010	8.636
CO	0.606	0.533	0.652	0.455	0.606	0.610	0.455
HC	0.156	0.086	0.033	0.061	0.126	0.027	0.061
Nox	6.667	2.133	2.609	16.439	3.939	2.339	6.061
CO <sub>2</sub>	875	637	837	1,059	875	637	1,059
오염물질 합계	892.96	639.86	841.79	1,097.92	885.99	640.03	1,075.73
환경피해비용 (천원/TOE): 저비용 시나리오							
상대적 비교	<b>1.00</b>	<b>0.56</b>	<b>0.76</b>	<b>1.95</b>	<b>1.00</b>	<b>0.65</b>	<b>1.34</b>
오염물질 합계	29.52	16.48	22.30	57.51	25.42	16.60	34.00
먼지	2.004	1.88	0.19	0.93	15.18	1.13	0.10
SO <sub>2</sub>	0.156	1.50	0.00	0.16	2.25	0.90	0.00
Nox	1.008	6.72	2.15	2.63	16.57	3.97	2.36
CO <sub>2</sub>	0.0222	19.43	14.14	18.58	23.51	19.43	14.14
환경피해비용 (천원/TOE): 중비용 시나리오							
상대적 비교	<b>1.00</b>	<b>0.30</b>	<b>0.47</b>	<b>2.36</b>	<b>1.00</b>	<b>0.43</b>	<b>1.50</b>
오염물질 합계	116.32	35.17	54.27	274.18	83.13	35.41	124.41
먼지	13.302	12.50	1.27	6.16	100.77	7.50	0.63
SO <sub>2</sub>	4.3099	41.36	0.04	4.45	62.04	24.81	0.04
Nox	4.2715	28.48	9.11	11.14	70.22	16.83	9.99
CO <sub>2</sub>	0.0389	33.99	24.75	32.52	41.14	33.99	24.75
환경피해비용 (천원/TOE): 고비용 시나리오							
상대적 비교	<b>1.00</b>	<b>0.27</b>	<b>0.42</b>	<b>2.42</b>	<b>1.00</b>	<b>0.39</b>	<b>1.53</b>
오염물질 합계	203.13	53.85	86.24	490.84	140.84	54.23	214.81
먼지	24.601	23.11	2.34	11.39	186.37	13.87	1.17
SO <sub>2</sub>	8.4639	81.22	0.08	8.74	121.83	48.73	0.08
Nox	7.5351	50.23	16.07	19.66	123.87	29.68	17.62
CO <sub>2</sub>	0.0555	48.56	35.35	46.45	58.77	48.56	35.35

주) 배출계수는 환경부(1998) 및 IPCC(1997)를 인용했으며, NO<sub>x</sub>의 경우 '98. 3월 수정된 미국 EPA의 배출계수를 활용함. 상대적 비교는 B-C유를 1로 하였을 때의 상대적 크기를 나타냄.

이에 따르면 질소산화물의 경우 특히 천연가스의 배출계수가 낮아진 것으로 나타나고 있다. 석유의 경우 질소산화물 배출계수는 유종과 연소시설에 따라 다르게 나타나고 있는데 0.121-0.667 kg/백만Kcal로 0.657에 비해 전반적으로 낮고, 천연가스의 경우는 시설규모, 저NO<sub>x</sub>버너나 재순환기술의 적용여부 등에 따라

0.049-0.419kg/백만Kcal로서 과거의 배출계수인 0.838에 비해 크게 낮아진 것으로 조사되고 있다. 따라서 최근의 기술수준을 감안하면 질소산화물에 있어서도 천연가스의 배출계수가 석유보다 낮은 것으로 평가할 수 있다.

최근 국립환경연구원 및 각 시도 보건환경연구원에서 실사한 자료를 보더라도 산업용 보일러의 경우 황함량 1.0% B-C유 기준 NO<sub>x</sub> 배출계수는 0.742 인데 반해 천연가스의 배출계수는 0.290에 불과한 것으로 나타났다. (국립환경연구원/시도보건환경연구원, 2001. 1) 산업체 열병합 등 발전시설의 경우에도 천연가스 0.373에 불과해 B-C유 0.604, 유연탄(0.3%<sub>s</sub>) 0.374, B-B유(0.5%이하) 0.558에 비해 낮은 것으로 조사되고 있다. 발전시설의 경우 천연가스의 배출계수가 0.038-1.556으로 변화폭이 매우 커서 단정적 결론이 어렵다는 문제가 있지만 전반적으로 천연가스의 질소산화물 배출계수가 석유나 석탄에 비해 낮다는 추론이 가능하다. 따라서 앞으로 환경성 및 경제성 종합분석에 있어서 NO<sub>x</sub>에 대한 배출계수는 '98. 3월 EPA가 수정발표한 배출계수의 중간값을 기준으로 택하도록 한다. 이처럼 수정된 배출계수를 연료 단위당 및 열량당으로 표시하면 <표 III-17> 및 <표 III-18>과 같다.

### 3. 대기오염의 사회적 비용을 고려한 천연가스의 가격경쟁력 평가

#### 3.1. 에너지원별 가격결정구조

##### 3.1.1. 석유가격제도

항공유 및 용제에 대한 가격규제 해제, 납사 가격고시의 폐지, 고급휘발유, 군용휘발유의 가격규제 해제, 아스팔트 가격 자율화 등을 통해 1980년대 이후 정부는 시장원리에 입각해 석유제품의 가격결정을 점진적으로 시장에 맡기는 방향으로 추진해 왔다. 무연휘발유 및 등유에 대해서도 1997년 1월 가격이 완전히 자유화되었다.

1996년 말까지는 국내 석유시장의 경쟁을 유도하고 소비자를 보호할 목적으로 최고판매가격제도를 채택하였다. 최고판매가격의 고시는 유통단계별로도 실시되어 세전공장도 가격뿐만 아니라 정유회사, 대리점, 주유소 및 판매소의 가격이 각각 고시되었다. 정부는 국내 가격수준을 국제시장 가격수준으로 접근시키고 석유제품 수출입 자유화로 인한 충격을 미리 방지할 목적으로 '유가연동제'를 실시하기로 하였다. '유가연동제'는 1994년 2월부터 1996년 말까지 실시된 후 1997년 1월부

터 LPG를 제외한 국내 석유제품가격은 완전히 자유화되었다.

국제시장 제품가격 연동방식에서 제품별 기준 국제가격은 해당 제품의 전월 싱가포르 현물시장가격을 기준으로 하되, 품질차이를 고려한 품질보정치를 적용하여 조정한다. 운임은 일본도착 C&F가격과 싱가포르 FOB가격과의 차이를 평균한 값으로 한다. 국내수송, 저유, 비축 등 국내 공급비용은 단위당 일정 금액을 제품별로 차등을 두어 책정한다. 그리고 환율은 미 달러화의 전신환 매도율이다. 제품별 기준 국제가격과 운임, 환율은 전전월 26일부터 전월 25일까지의 단순평균치를 적용한다. '유가연동제' 대상제품에서 제외된 LPG(프로판, 부탄) 가격은 종전과 같이 수입비용을 기준으로 결정되며, LPG가격은 1999년부터 종전의 '유가연동제'와 유사한 가격연동제에 의해 3개월마다 가격이 조정되고 있다.

대리점과 주유소 등 유통단계별 가격은 전 단계의 판매가격에 각 단계별 판매수수료 및 부가가치세를 더하여 책정된다. 판매수수료는 석유제품의 저장, 수송, 판매에 따른 제반 비용과 해당 유통업체의 지속적인 운영을 위해 필요로 하는 최소한의 이윤을 반영하는 것이다. 그러나 '유가연동제' 실시 당시 판매수수료의 결정방식과 조정시점에 대한 표준화된 원칙은 없었다. 현재 각 정유사들은 이러한 '유가연동제' 실시 당시의 유가결정방식을 근간으로 매월 가격을 조정하고 있다. 즉, 국내 석유제품의 평균가격은 국제원유가격과 환율을 기준으로 한 공급원가 수준으로 책정하며, 제품별 국내가격은 싱가포르 시장의 제품가격을 기준으로 산정하되 총 제품가격평균이 생산원가 수준이 되도록 보정한다는 것이다.

석유제품별 세전공장도가격 결정의 기초가 되는 구성요소는 크게 원유관련비용과 정제비, 기타 공과금이 있다. 원유관련비용에는 원유가격(FOB), 원유 수송비, 보험료, 국내도착부대비(L/C개설비 등), 관세, 수입부과금, 금융비가 포함되며, 정제비에는 제품제조비용과 수송저유비, 일반관리비 및 판매비, 영업외비용, 정유사이윤이 포함된다. 그리고 기타 공과금으로는 품질검사수수료, 가스안전기금, 해양오염방제부담금 등이 있다.

석유제품의 유통수수료는 정유회사로부터 대리점과 주유소(또는 판매소)를 거쳐 실수요자까지 석유제품이 공급되는 유통과정의 소요원가를 의미하는 것으로서, 석유제품의 매입원가 외에 영업비(판매비와 일반관리비), 법인세(소득세) 및 사업운영에 따른 보수(이윤)를 포함한다.

아직까지 정부 규제하에 있는 LPG 가격은 유통 단계별로 정부가 최고 가격을 고시하고 있다. 현재는 LPG 가격 자유화를 위하여 매 3개월마다 국제 LPG 가격에 연동하는 'LPG 가격 연동제'를 실시하고 있다. 이러한 국내 LPG 가격은 용기 LPG(프로판)의 경우 생산(수입), 도매, 소매의 3단계 유통가격을 가지는 반면, 자

<표 III-19> 에너지원별 세제 및 가격 구조

구분	휘발유	보일러 등유	경유 (0.05%)	B-C유 (0.5%)	천연가스 (산업용)	LPG (부탄)	
세전공장도가격	302.39	321.83	315.06	276.44	187.91	241.88	
세금	특소세	651	60	160		32.31	23.36
	교육세	97.65	9	24			
	부가세	105.1	61.08	49.91	27.65	22.02	26.52
	세금계	853.75	130.08	233.91	27.65	54.33	49.88
정유사가격	1,156.14	451.91	548.97	304.09	242.24	291.76	
유통 수수 료	대리점	15	14.25	6.96	4.52	30.37	
	주유소	64.44	62.48	43.08			45.2
	수수료계	79.44	76.73	50.04	4.52	30.37	45.2
대리점가격	1,171.14	466.16	555.93	308.61	272.61		
주유소가격	1,235.58	528.64	599.01			336.96	
세금비중(%)	77.2	35	49.7	17.2	20.2	14.9	

주) 1999년 12월 기준, 천연가스는 원/m<sup>3</sup>, LPG는 원/kg, 이외는 원/ℓ임. 교통세는 특소세에 포함되어 있음

동차 연료용 LPG(부탄)는 2단계의 유통가격을 가진다.

석유제품에 부과되는 세금은 교통세와 특별소비세 및 부가가치세로 나뉜다. 교통세 과세제품은 휘발유와 경유이며, 특별소비세 과세제품은 등유와 LPG(프로판, 부탄)이다. 부가가치세는 전 석유제품에 대해 부과된다. 교육세는 휘발유와 경유의 교통세와 등유의 특별소비세에 15%를 부과하고 있는데, 1996년 7월에 시작되어 2000년까지 한시적으로 부과될 예정이다. 부가가치세는 전 석유제품에 대하여 10%가 부과된다. 이러한 조세 외에 고급휘발유와 등유에는 각각 90원/ℓ, 20원/ℓ의 판매부과금이 부과된다.

### 3.1.2. 천연가스 가격제도

천연가스 도매요금은 도매가스사업자인 한국가스공사에서 공급하는 가격으로서 주택용, 일반영업용, 일반난방용, 냉방용, 산업용 등 용도별로 구분되어 있으며, 도매요금 조정은 통상산업부장관의 승인을 받아 시행하도록 도시가스 사업법 제20조에 규정되어 있다. 소매요금은 일반도시가스사업자가 소비자에게 공급하는 가격으로 일반영업용, 일반난방용, 냉방용, 산업용 외에 주택용을 취사용, 개발 난방용, 중앙난방용으로 세분하고 있으며, 소매요금 조정은 시도지사의 승인을 받아 시행하

고 있다. 이 때 시도지사는 다음의 기준에 적합한 경우에 한하여 이를 승인하여야 한다. 첫째, 요금의 적정할 것, 둘째, 요금이 정율 또는 정액으로 명확하게 규정되어 있을 것, 셋째, 가스공급자와 공급을 받는 자 또는 가스사용자간의 책임과 가스공급시설 및 가스사용시설에 대한 비용의 부담금액이 적정, 명확하게 규정되어 있을 것, 넷째, 특정 사업자 또는 특정인에 대하여 부당하게 차별하는 것이 아닐 것 이라는 기준이다.

천연가스 요금결정은 총괄원가 방식에 따라 공급단계별로 천연가스 도입비(구입비)와 부대비용인 원료비, 공급비용, 세후 자기자본의 10% 수준의 투자보수율 등으로 구성되는 총괄원가 및 평균원가를 산정하고 이를 계절간 수요격차 해소등 정책적인 목적에 따라 용도별로 차등 배분하고 있다. 또한 공급비용은 가스공사비용과 도시가스회사비용으로 나뉘어지는데, 천연가스의 평균가격은 이러한 제비용에 정상 이윤을 더한 총괄원가를 산정하여 예상 판매물량으로 나눔으로써 결정된다. 도시가스 판매물량의 급격한 증가로 단위당 공급비용이 감소함에 따라 투자재원의 확보가 어려운 점을 감안, 1991년 이후 도시가스요금에 총괄원가 외에 투자재원을 산입함으로써 공급비용 하락에도 불구하고 평균마진을 일정수준으로 유지토록 하였다.

### 3.2. 산업용 천연가스의 가격경쟁력 평가

천연가스는 휘발유, 등유, 경유 등에 비해 세금비중이 낮으나 중유에 비하여는 높은 세율이 부과되고 있다. 이에 따라 중유와 경쟁관계에 있는 발전용, 지역난방용, 산업용에 있어서 천연가스의 경쟁력이 비교적 취약한 편이며 주택용, 일반용 등에 있어서는 경제성이 우수한 상태이다. 산업용의 경우는 경쟁연료인 B-C유와 비슷한 가격수준을 보이고 있는데, 대도시권에서는 공급비용이 낮아 천연가스의 상대가격이 유리한 반면, 수요가 크지 않은 지역으로 갈수록 B-C유가 상대적으로 낮은 경향을 보이고 있다. 대기오염물질 배출에 따른 환경비용을 고려한 세제개편이 이루어질 경우 천연가스의 가격경쟁력은 크게 향상될 수 있다.

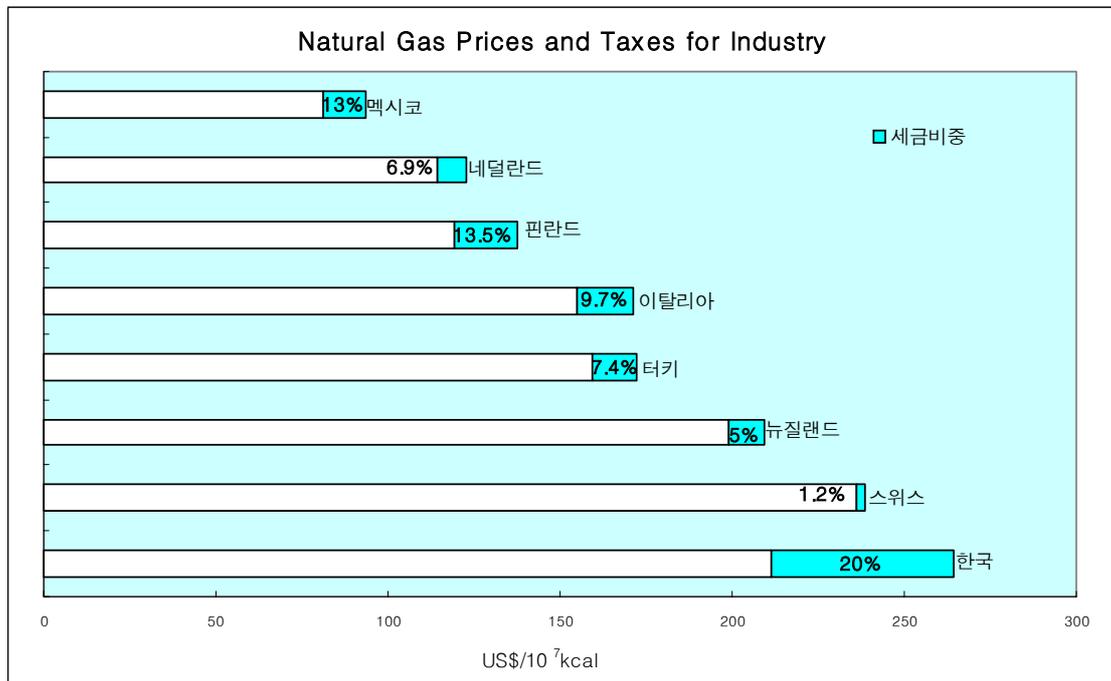
다음의 표는 1999년 기준 산업용 B-C유(황함량 0.5%)와 천연가스간의 지역별 가격을 비교하고 있다. 1999년 평균 열량당 가격 기준으로 볼 때 천연가스는 B-C유에 비해 서울을 제외한 모든 지역에서 더 높은 수준이다. 산업체에 대한 B-C유 공급의 상당 부분이 정유사를 통해 직공급 된다는 점을 감안하면 대리점 가격을 기준으로 비교한 다음의 표보다 천연가스의 가격경쟁력이 더 불리할 수도 있다.<sup>7)</sup>

7) 1999년 정유사의 B-C유(0.5%) 직공급 가격은 평균 236.53원/리터임.

<표 III-20> 산업용 천연가스와 B-C유간 가격 비교(1999년)

단위	연료가격		열량당 가격		상대가격		환경세(저)	환경세(중)	환경세(고)
	B-C유	천연가스	B-C유	천연가스	천연가스/B-C				
	원/l	원/m3	원/천kcal	원/천kcal	99년	특소세폐지			
서울	250.0	264.6	25.2	25.2	99.8%	87.6%	96.2%	80.5%	70.4%
경기	240.2	280.9	24.3	26.8	110.2%	97.6%	105.4%	87.2%	75.7%
인천	240.9	274.5	24.3	26.1	107.4%	94.8%	102.9%	85.3%	74.1%
부산	242.1	299.9	24.5	28.6	116.8%	104.2%	111.4%	91.9%	79.6%
대구	240.0	295.6	24.2	28.1	116.1%	103.4%	110.7%	91.3%	79.0%
광주	220.7	311.1	22.3	29.6	132.9%	119.1%	125.3%	101.2%	86.4%
대전	242.6	294.2	24.5	28.0	114.3%	101.8%	109.2%	90.2%	78.2%
울산	242.3	338.2	24.5	32.2	131.6%	119.0%	124.8%	102.3%	88.1%
충북	243.2	281.5	24.6	26.8	109.1%	96.6%	104.5%	86.6%	75.3%
충남	284.1	304.0	28.7	29.0	100.9%	90.2%	97.6%	83.0%	73.2%
경남	243.7	337.0	24.6	32.1	130.4%	117.9%	123.7%	101.6%	87.5%

주) 부가세 포함, B-C유는 대리점가격, 99년 평균, 열량은 B-C유 9,900kcal, 천연가스 10,500kcal 가정



[그림 III-3] 국가별 산업용 천연가스 가격 및 세금 비중

자료원: Energy Prices and Taxes, IEA, 1999.

반면에 천연가스 사용시설의 효율이 B-C유 사용시설보다 높을 경우에는 거꾸로

유리해 질 수도 있다. 환경세가 부과될 경우 천연가스의 가격경쟁력은 제고되는데, 대기오염의 사회적 비용에 대한 저비용 시나리오에 따라 낮은 수준의 환경세를 부과할 경우 충남 지역에서 천연가스의 상대가격이 유리해진다. 환경세를 증비용 시나리오에 따라 부과하면 광주, 울산, 경남 지역을 제외한 모든 지역에서 B-C유에 대한 천연가스의 상대적 가격이 낮아지며, 환경세(고) 시나리오 하에서는 모든 지역에서 천연가스의 가격경쟁력이 B-C유보다 유리해진다. 한편 B-C에 대한 천연가스의 가격경쟁력을 악화시키는 불평등한 과세로 지목되고 있는 40원/kg의 특소세를 폐지할 경우 환경세(저) 시나리오 보다 더 많은 지역(서울, 경기, 인천, 충북, 충남)에서 천연가스의 상대가격을 유리하게 할 것으로 평가된다. 앞의 그림에서 보는 바와 같이 우리나라의 천연가스에 대한 세금은 매우 높은 수준이며, 결과적으로 천연가스의 가격이 상당히 높게 되어 천연가스의 보급을 저해하고 있는 것으로 판단된다.

### 3.3. 천연가스 발전의 경제성 평가

발전부문에서의 에너지원간 경제성은 에너지원별 발전설비의 발전원가에 대한 상대적 비교를 통해 이루어질 수 있다.<sup>8)</sup> 그러나 발전원가는 발전설비의 이용을 등 다양한 변수의 영향에 따라 매우 상이한 값으로 나타날 수 있으므로 단위 전력량 생산에 따른 원가 개념으로는 발전설비별 상대적인 경제성을 평가하는 데에는 근본적 한계가 존재한다. 따라서 전력부문에서의 천연가스 및 다른 에너지원간 발전설비의 경제성은 전력수요의 발생 특성 즉 부하특성을 감안하여 각기 다른 건설비와 운전 특성을 가진 발전설비를 어떻게 조합하여 건설, 운영할 것인가의 문제 즉 최적 전원구성 및 운용의 문제<sup>9)</sup>로 파악되어야 한다. 이와 같은 맥락에서 본고에서는 발전부문의 에너지원간 경제성을 최적 전원구성 및 운용 특성 측면에서 파악하고, 발전설비 가동에 따른 환경오염의 사회적 외부비용이 발전원가에 반영될 경우의 에너지원간 전원구성 및 운용 특성이 어떻게 달라지는가를 중심으로 환경비용 내재화에 따른 천연가스발전의 경제성 변화에 대해 분석해 보고자 한다.

최적 전원구성 및 운용의 측면에서 에너지원간 경제성을 파악하기 위해서는 전력부문에서의 최적 전원구성 의사결정이 어떻게 이루어지는가에 대한 이해가 필요

8) 발전원가는 발전소에서 생산된 전력의 단위당 소요 비용을 의미하는데, 생산된 전력의 측정지점에 따라 발전단 발전원가, 송전단 발전원가로 구분되나, 발전소 소내 전력량의 차이 문제 등을 감안할 때 발전원간 경제성 비교시에는 송전단 발전원가의 개념에 의한 원가분석이 합리적이다.

9) 이론적으로 볼 때 최적 전원구성 및 운용은 미래에 예상되는 수요에 대비하여 적정 공급신뢰도 범위 내에서 전력을 공급하기 위하여, 비용최소화 원칙 하에서 에너지원별 발전설비의 투입 시기 및 투입용량, 발전량 등이 결정되는 것을 의미한다.

하다. 전원구성에 관한 의사결정은 전원개발에 따르는 투자소요, 발전설비 건설기간 및 수명기간, 수요성장 및 미래 경제상황, 발전설비의 운영특성 및 환경부하 등 다양한 변수와 불확실성을 감안하여 이루어져야 한다.<sup>10)</sup> 또한 전원구성 및 운영문제는 경제사회에 미치는 파급효과를 감안할 때 전력산업 내부적인 요인에 대한 고려 외에 국가 경제운용정책 및 에너지정책 등과 연계되어 검토되어야 하는 성격을 갖고 있기도 하다.

따라서 이론적으로 최적 전원구성 및 운영의 문제는 발전설비의 운영특성이나 환경부하 등을 감안하여 전력생산에 따른 사회적 순편익이 최대화될 수 있도록 에너지원별 발전설비의 투입시기와 투입용량을 결정하는 다목적 동태적 최적화 의사결정문제로 볼 수 있다. 구체적으로, 다양한 정책적 목표를 명확하게 정의하고 향후 예상되는 전력수요의 규모와 구체적인 부하특성에 대한 예측은 물론 에너지원별 발전설비의 설치 및 운용에 관한 기술경제적 특성 등에 관한 구체적인 정보를 바탕으로 동태적인 최적화 대안을 모색해야 한다. 그러나 이와 같은 수준의 분석은 본 연구의 연구자원의 제약을 감안할 때 현실적으로 불가능한 것으로 판단되며, 본고에서는 전통적으로 최적 전원구성에 대한 개념적인 분석 틀로서 유용한 것으로 평가받고 있는 연간 균등화한 발전원가 개념을 이용한 심사곡선법(Screening Curve)을 바탕으로 발전부문에서의 에너지원간 발전설비 구성 및 운영 특성을 분석해 보고 환경비용이 발전원가에 반영될 경우 이러한 특성이 어떻게 변화하는가를 제한적으로 살펴보고자 한다.<sup>11)</sup>

다음의 그림은 전력부하곡선과 현재의 원가특성하에서 이용율에 따른 전원별 발전원가 특성을 보여주고 있다. 현재의 에너지 가격체계하에서는 이용율이 약 34% 이하일 경우 천연가스의 발전원가가 가장 낮으며, 이용율이 74% 이상일 경우에는 원자력이 가장 경제적인 발전형태인 것으로 나타나고 있다. 그 사이에서는 석탄발전이 가장 유리하게 나타나고 있다. 이러한 원가특성을 전력부하곡선의 특성과 연계시켜 가장 경제적인 전원구성을 구해보면, 천연가스가 약 23%, 석탄이 약 13%, 그리고 원자력이 약 64%의 비율을 점유하는 것이 바람직한 것으로 나타난다.

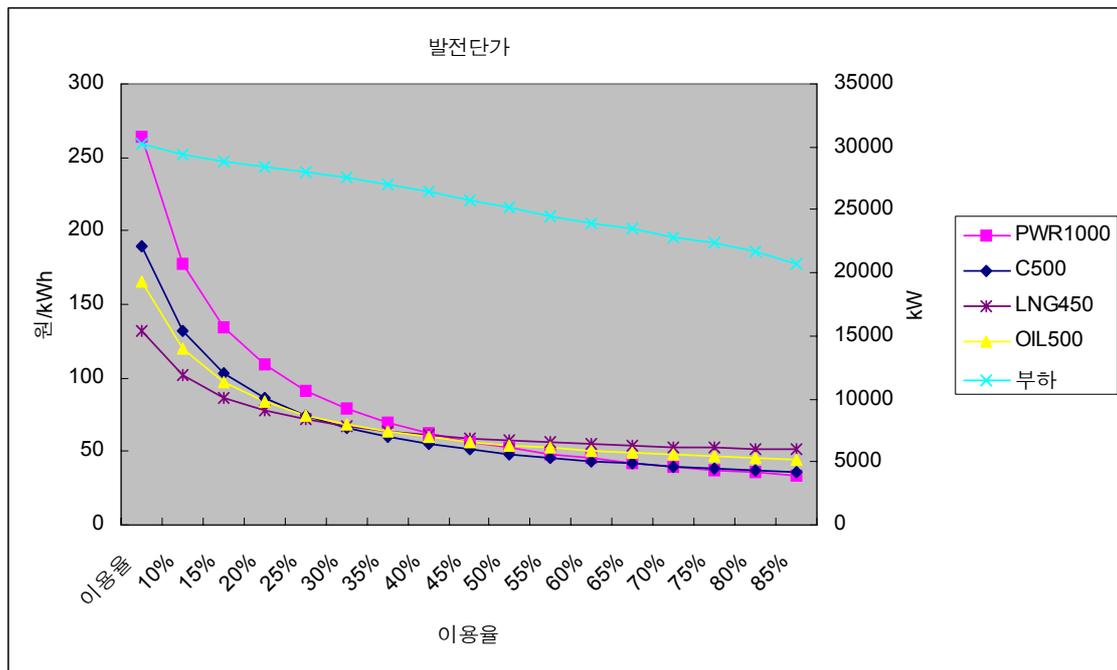
---

10) 김영창, 장지전원개발계획에 관한 소고, 전력경제, 창간호, 한국전력공사 전력경제연구소, 1992

11) 심사곡선법은 후보 전원의 이용율별 발전원가를 이용하여 적정 운전범위를 설정, 적정 전원구성을 모색하는 방법으로서, 특정 연도의 최대부하와 부하지속곡선(Load Duration Curve)을 대상으로 하여 각 전원별 연간 균등화 발전비용을 최소화하도록 설비구성을 결정한다. 이같은 방법은 특정 기간에 대한 정태적인 경제성 분석방법으로 볼 수 있으며, 제시되는 최적 전원구성은 특정 기간의 비용 측면에서 비용최소화를 달성할 수 있는 발전설비별 구성비율에 대한 개략적인 정보를 제공하는 데에 유용한 수단이기도 하나 발전설비의 시간대별 투입시기 및 용량 등 동태적인 의사결정지원정보를 제공하지 못하며 공급신뢰도 및 고장정지 등의 확률적 요소를 감안하지 못하는 단점이 있다.

<표 III-21> 발전소 연료별 경제성 분석의 주요가정

구분	내용연수	건설단가	CRF	법인세	운전유지비율	고정비율	소내소비율	운전유지비	연료단가	발열량	열소비율	열효율
단위	년	천원/kW	%	%	%	%	%	원/kW,월	원/단위	kcal	kcal/kWh	%
PWR1000	30	1,683	8.883	0.808	3.045	12.74	0.055	4270	4.0		2315	0.371
C500	30	1,043	8.883	0.808	3.936	13.63	0.06	3421	78.4	6230	2091	0.411
LNG450	25	520	9.368	0.813	5.061	15.24	0.014	2193	352.0	13070	1592	0.54
OIL500	30	857	8.883	0.808	3.489	13.18	0.052	2492	159.3	9880	2091	0.411



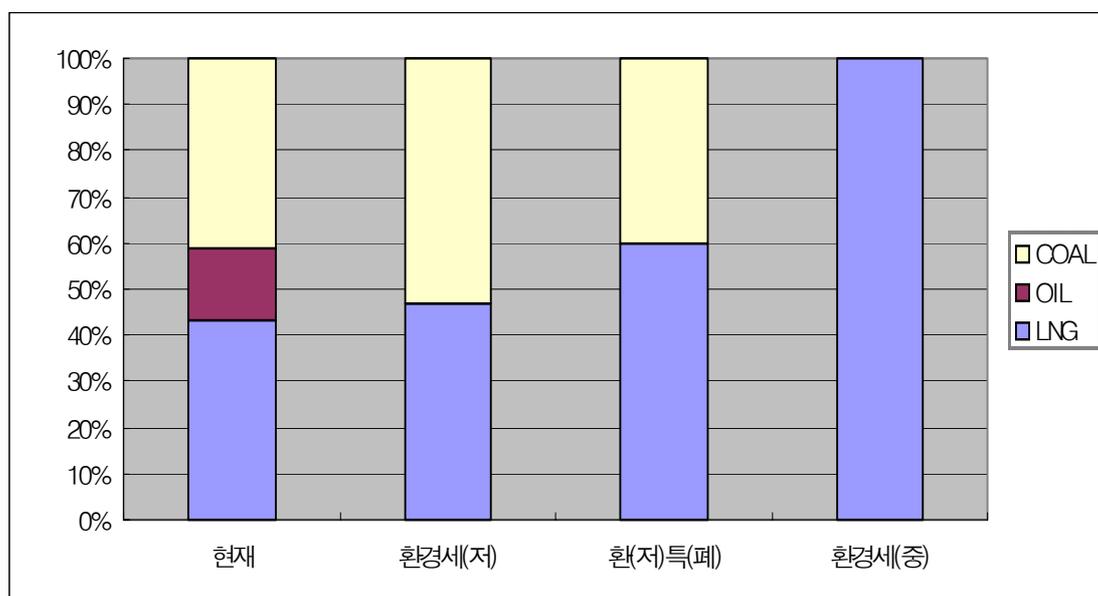
[그림 III-4] 발전형태별 이용율에 따른 발전원가 특성

에너지원별 오염물질 배출특성을 고려하여 환경비용에 대한 저비용시나리오를 가정하면 천연가스는 이용율이 42.5%수준에 도달할 때까지 경제성이 가장 우수한 발전연료인 것으로 평가되며, 이 이상의 이용율에 있어서는 석탄발전이 경제적인 것으로 분석된다. 석유발전은 이러한 환경세 구조하에서 이용율이 낮은 수준에서는 천연가스에 의해, 그리고 이용율이 높은 수준에서는 석탄발전에 의해 경쟁력을 잃는 것으로 나타나고 있다. 이와 같은 결과를 통해 볼 때, 에너지원에 따른 환경비용이 연료가격 등에 반영될 경우 실제 전원구성에서 에너지원간 비중에 중요한 변화가 나타날 수 있다는 추론이 가능하다.<sup>12)</sup>

12) 물론 이같은 수치는 동태적이고 확률적인 요인에 대한 고려 없이 특정 년도의 정태적 경제성만을

다음 그림은 환경비용에 대한 저비용 시나리오 및 고비용 시나리오, 그리고 특수세의 폐지를 고려하여 화석연료(석탄, 석유, 천연가스)간 상대적 전원구성의 변화를 심사곡선법을 통해 예측한 것이다. 단, 원자력의 전원구성비는 입지에 따른 문제 등으로 현재수준에서 고정된다는 가정하에 분석하였다. 분석결과에 따르면 환경비용에 대한 저비용 시나리오에 따라 환경세를 부과할 경우 천연가스의 (화석연료간의 상대적) 전원구성비는 현재의 43%에서 46%로 증가할 것으로 예상된다. 또한 환경세(저비용 시나리오)와 함께 특수세를 폐지할 경우에는 가격경쟁력의 추가 상승으로 상대적 전원구성비가 60%까지 증대되고, 중비용 시나리오에 따라 환경세가 부과될 경우에는 연료비용 자체가 석탄에 비해 낮아져서 경제성 측면에서 볼 때 화석연료 중에서는 천연가스만이 발전부문에서 사용될 것으로 예측된다.

한편 발전설비의 실제 가동 문제는 사전적인 최적 전원구성의 문제와는 다소 다른 의사결정 양상을 보인다. 앞서의 분석에서 제시된 바와 같이 전원구성이 이루어진다 하더라도 전원구성이 이루어진 이후의 가동단계에서는 발전설비의 설치에 소



[그림 III-5] 환경세 부과에 따른 화석연료간 상대적 전원구성의 변화 (원자력 고정)

고려한 최적 전원구성의 개략적인 정보만을 제공하는 것으로, 공급신뢰도 문제, 년도별 발전설비의 투입시기 및 투입용량 문제 등 경제적인 제반 요인은 물론 원자력 발전소의 입지문제 등 정책환경 변수 등 중요한 여러 가지 요인이 간과된 것이다. 따라서 환경비용 고려시 발전부문에서의 천연가스 사용량의 변화를 정확하게 판단하기 위해서는 최적 전원구성 의사결정문제에 대한 보다 정교한 분석이 이루어질 필요가 있을 것으로 판단된다.

요된 비용과 같은 고정비가 아닌 연료단가에 의해 결정되는 운영상의 변동비에 의해 가동이 이루어지기 때문이다. 이와 같은 측면에서 본고에서는 실제 발전설비의 가동에 관한 의사결정에 가장 중요한 영향을 미치는 것으로 판단되는 발전원가의 변동비를 중심으로 환경비용이 연료가격에 반영될 경우 발전연료로서 천연가스와의 실질적인 경쟁관계에 놓일 것으로 예상되는 중유발전과 천연가스발전의 발전원가를 비교해 보았다.<sup>13)</sup>(다음표 참조)

<표 III-22> 환경비용 반영시 B-C유 대비 천연가스 발전원가(변동비)

구분	연료비		발전원가(변동비)						
	B-C유	천연가스	B-C유	천연가스	상대비교(천연가스/B-C유)				
연/월	원/l	원/kg	원/kWh	원/kWh	기준	특소세 제외시	환경세(하)	환경세(중)	환경세(상)
1999/1	122.3	284.2	27.3	35.1	128.7%	110.6%	113.8%	81.0%	64.9%
2	128.7	286.3	28.7	35.4	123.2%	105.9%	109.8%	79.2%	63.9%
3	121.3	282.2	27.1	34.9	128.8%	110.5%	113.8%	80.8%	64.7%
4	125.3	257.5	28.0	31.8	113.7%	96.0%	101.7%	73.4%	59.4%
5	135.1	244.5	30.2	30.2	100.2%	83.8%	91.2%	67.4%	55.3%
6	144.7	254.6	32.3	31.4	97.4%	82.1%	89.3%	67.1%	55.3%
7	130.9	224.6	29.2	27.7	95.0%	78.1%	86.6%	63.9%	52.5%
8	166.2	256.8	37.1	31.7	85.5%	72.2%	80.0%	62.2%	52.3%
9	163.7	298.9	36.5	36.9	101.0%	87.5%	93.3%	71.4%	59.4%
10	170.7	306.4	38.1	37.9	99.3%	86.4%	92.1%	71.1%	59.4%
11	182.5	321.1	40.7	39.7	97.3%	85.2%	90.7%	71.0%	59.7%
12	185.6	344.1	41.4	42.5	102.6%	90.7%	95.4%	74.7%	62.7%
2000/1	200.0	361.9	44.6	44.7	100.1%	89.1%	93.7%	74.4%	62.9%
2	196.8	357.5	43.9	44.2	100.5%	89.2%	93.9%	74.4%	62.8%
3	206.1	381.7	46.0	47.2	102.5%	91.8%	96.0%	76.5%	64.7%

주) B-C유는 황함량 0.5%, 열량 9,880kcal/l, 천연가스는 열량 13,070/kg인. 열소비율은 B-C유 2,091kcal/kW, 천연가스 1,592kcal/kW이고, 소내소비율은 B-C유 5.2%, 천연가스 1.4% 가정

동 분석결과에 의하면 천연가스 발전은 경우에 따라 현 가격체계 하에서도 중유에 비해 상대적 경쟁력을 확보할 수 있는 여지가 있을 뿐 아니라, 환경세가 부과되는 경우를 가정할 경우 중유에 비해 상대적으로 우위를 확보할 수 있음을 확인할

13) 환경비용의 내재화가 천연가스 및 타 에너지원별 발전량에 미치는 구체적인 영향을 확인하기 위해서는 연료가격에 의한 변동비 문제 뿐 아니라 전원구성 및 부하특성에 대한 보다 현실적인 전제조건을 설정하고 확률적 속성을 가지는 부하특성에 따른 발전원간 발전량 배분 등에 관한 보다 구체적인 의사결정 시뮬레이션 분석이 요구된다. 환경비용 내재화시의 발전량 변화에 대한 구체적인 분석은 본 연구의 5.2절 참조

수 있다. 아울러 발전연료로서 중유에는 부과되지 않고 있는 천연가스에 대한 특소세 부과가 폐지될 경우 역시 천연가스발전의 경쟁력 확보 가능성이 높다는 것을 알 수 있다. 이는 발전부문에서의 에너지 이용에 따른 환경비용이 시장가격에 내재화 되거나 천연가스에만 부과되고 있는 특소세가 폐지될 경우 1999년 기준 전체 발전량의 약 6.9%를 차지하고 있는 발전용 중유 사용의 상당부분이 천연가스에 의해 대체될 가능성이 높다는 것을 의미한다.

### 3.4. 수송부문

천연가스자동차는 휘발유차량보다 CO, HC를 감소(30-80%)시키고, 경유차량에 비해서는 매연(입자상 물질 포함) 및 NOx를 크게 감소(40-90%)시키는 초저공해자동차이다. 천연가스의 매장량이 비교적 풍부하다는 점과, 경제성 측면에서도 휘발유 및 경유에 비해 우수한 것으로 평가되어 보급이 활성화되고 있다. 현재 전세계적으로 약 107만대 정도가 운행중이며, 3,717개의 충전소가 설치되어 있다. 국내에는 아직 보급이 미진한 실정이나 시내버스를 시작으로 정부의 강력한 의지에 본격적인 보급이 추진되고 있다. 본연구에서는 시내버스를 기준으로 경제성 및 환경성분석을 수행토록 한다.

앞에서 가정한 환경비용 시나리오별로 경유 및 CNG 버스의 환경비용을 계산하면 <표 III-25>와 같다. 환경비용에 대한 저비용 시나리오 하에서 CNG 버스는 연간 159만원 상당의 환경적 편익을 나타내고 있으며, 고비용을 가정할 경우 연간 1,287만원에 달하는 환경적 편익을 가져다 주는 것으로 추정된다.

경유 및 CNG 버스의 차량비용, 연료비용 및 환경비용을 시나리오별로 추정해 보면 다음의 <표III-26>와 같다. 환경비용이 낮게 가정(저비용 시나리오)할 경우 경유 버스는 연료비용과 환경비용이 보다 높음에도 불구하고 차량가격이 낮아 총 사회적 비용 측면에서 보다 유리한 것으로 나타난다. 하지만 환경비용이 중간이거나 높다고 가정할 경우(중비용 및 고비용 시나리오)에는 환경비용의 차이가 커짐에 따라 CNG 버스의 사회적 비용이 낮아진다.

<표 III-23> 국가별 NGV 현황

국가	차량	충전소	VRA*	기준년월
아르헨티나	450000	774		2000.2
이탈리아	320000	320		1999.6
미국	75000	1247		1998.4
브라질	60000	55		2000.2
러시아	35000	207	2	1999.6
베네주엘라	27542	151		1999.9
뉴질랜드	20000	225		1998.2
이집트	19000	35		1999.9
캐나다	17220	120	66	1996.9
중국	6000	70		2000.1
독일	5000	110	450	1999.6
볼리비아	4860	17	46	1999.9
콜롬비아	4500	22		1999.9
일본	4397	62	151	1999.12
파키스탄	4000	45		1999.6
트리니다드	3500	14		1999.9
말레이시아	3280	17		1999.12
인도네시아	3000	12		1996.9
프랑스	3000	9		1999.6
인도	2500	6		1996.9
칠레	2000	5		1999.9
호주	1625	86		1998.2
스웨덴	1500	22		1999.6
멕시코	1000	3		1999.9
이란	800	1		1996.9
네덜란드	574	27		1998
영국	400	18	46	1998
스페인	300	6		1998
벨기에	243	5	60	1998.2
버마	200			1994
터키	189	3		1996.9
태국	82	1		1996.9
방글라데시	65			1994
아일랜드	65	1	6	1998
스위스	60	3		1997
오스트리아	43	3	15	1999.7
핀란드	31	2	3	1999.6
체코	30	7		1999
나이지리아	28	2		1998.5
룩셈부르크	25	5		1999.6
남아프리카	22	1		1998.4
폴란드	20	4	13	1998.9
노르웨이	18	1		1998.2
한국	4	1		1996.9
덴마크	1		1	2000.2
알제리아		1		1996.9
합계	1072822	3717	859	

\* VRA = 충전장치(Vehicle Refueling Appliance)

자료원: ENGVA(European Natural Gas Vehicle Association)

<표 III-24> 주요 가정

구분	경유	CNG	비고
차량가격	49,500	81,000	천원
주행거리	95,000	95,000	km/year
연비	2.10	1.85	km/l, km/m <sup>3</sup>
연료소비량	45,238	51,351	l/year, m <sup>3</sup> /year
연료공급비용	366.0	293.6	원/l, 원/m <sup>3</sup>
소비자 판매가격	599.0	388.8	원/l, 원/m <sup>3</sup>

주) 경유의 연료공급비용은 세전공장도 가격에 유통수수료(부가세 제외)를 합한 것이고, 천연가스 연료공급비용은 산업용 세전 공장도 가격에 유통비용(87.33원)을 포함하였으며, 천연가스 판매가격은 산업용 도매가격에 유통비용, 산업용 마진(18.34원) 및 부가가치세(10%)가 포함되었음. 가격자료는 1999년 12월 기준임. 버스의 수명기간은 8년으로 가정함.

<표 III-25> 경유 및 CNG 시내버스의 환경비용 비교

(단위: g/km, 천원/년)

구분	배출계수		환경비용(저)		환경비용(중)		환경비용(고)	
	경유	CNG	경유	CNG	경유	CNG	경유	CNG
Nox	12.83	1.92	1,228.6	183.9	5,206.3	779.1	9,184.0	1,374.4
TSP	2.02	0.04	384.6	7.6	2,552.7	50.5	4,720.9	93.5
CO <sub>2</sub>	1084	1003	2,288.4	2,117.4	4,004.8	3,705.5	5,721.1	5,293.6
합계	1098.85	1004.96	3,901.6	2,308.9	11,763.8	4,535.2	19,626.1	6,761.5
비교		△93.89		△1,592.7		△7,228.6		△12,864.6

주) 배출계수는 한국가스공사(1998)의 자료를 이용함.

<표 III-26> 경유 및 CNG 버스의 시나리오별 사회적 비용(천원/년)

구분	경유	CNG	차이	
차량비용(A)	11,138	18,225	-7,088	
연료비용(B)	16,202	14,134	2,068	
소계(C=A+B)	27,339	32,359	-5,020	
환경비용(D)	저비용	3,902	2,309	1,593
	중비용	11,764	4,535	7,229
	고비용	19,626	6,761	12,865
총 사회적 비용(C+D)	저비용	31,241	34,668	-3,427
	중비용	39,103	36,894	2,209
	고비용	46,965	39,120	7,845

주) 차량비용은 차량가격에 대한 이자비용(10%)과 감가상각비가 포함되었음. 연료비용은 공급비용 기준임.

현재의 가격구조하에서 버스회사가 담당하게 되는 비용을 차량비용과 연료비용에 한하여 유형별로 산정하면 다음과 같다. 현재 경유와 CNG의 가격차이를 고려할 때 CNG버스의 도입은 경제성 측면에서 다소 유리함을 보여주고 있다. 하지만 버스의 주행거리, 기타 유지비용, 충전에 따른 불편 등을 고려하면 시내버스 회사의 입장에서 CNG의 버스의 도입 유인은 매우 적을 것이다. 1997년 교통안전공단에서 조사한 주행거리별 분포에 따르면 시내버스의 경우 전체의 35.4%가 73,000km이하의 주행거리를 갖는 것으로 나타났다. 주행거리가 짧을 경우 연료비용의 차이가 줄어들게 되어 CNG 버스 도입의 유인이 줄어들게 된다.

<표 III-27> 버스회사의 수지분석 (천원/년)

	경유	CNG	차이
차량비용	11,137.5	18,225.0	-7,087.5
연료비용	27,098.1	19,967.8	7,130.3
총 비용	38,235.6	38,192.8	42.8

주) CNG 차량에 대한 부가세 면제 가정, 연료비용은 소비자 판매가격 기준임.

<표 III-28> CNG 버스로의 전환시 기대 이익 및 투자회수기간

주행거리(km/년)	73,000		95,000	
	연간 이익	회수기간	연간 이익	회수기간
부가세 면제	-1,609	5.7	43	4.4
구입보조(1,650만원)	2,104	2.7	3,755	2.1
구입보조+개선부담금 면제	2,534	2.5	4,185	2.0

주) 연간이익은 천원/년, 회수기간은 년임.

그러나 환경부 및 서울시 등 지자체에서는 천연가스 버스의 보급을 위해 대당 1,650만원(시비 및 국비 각 50%)의 무상보조를 추진하고 있다. 또한 부가가치세(약 850만원) 및 취득세(약 150만원)를 면제하고 매년 약 24-46만원 수준의 경유차량 환경개선부담금도 면제할 계획이다. 이와 같은 지원계획하에서 CNG 시내버스가 경유 대비 연간 이익은 주행거리에 따라 2,534~4,185천원 가량 발생할 것으로 예상되는데 이는 경유에 대해 상대적으로 높게 부과되고 있는 특소세의 효과와 함께 중비용 시나리오에 따른 환경세 부과효과(2,209천원/년) 이상으로 CNG 버스운영의 경제성에 영향을 미치는 것으로 평가된다. 이는 시내버스회사의 입장에서 2.0~2.5년 내에 투자비를 회수할 수 있는 수준으로서 충전의 어려움과 같은 다른 차원의 문제점이 크지 않다면 자율적 도입의 유인이 클 것으로 판단된다.

## IV. 부문별 천연가스 보급 잠재력 평가

### 1. 에너지 수급 전망

#### 1.1 국내 에너지 수급전망

우리나라의 1차에너지 수요는 1999년에 1997년 수준을 회복한 후, 2004년까지 연평균 5.6% 성장할 것으로 전망되고 있다. 이에 따라 2004년 총에너지 수요는 234.8백만 TOE로 외환위기 직전인 1997년 총에너지 수요의 약 1.3배에 달할 것으로 예측되는데, 이러한 수요증가는 1990년부터 1999년까지의 연평균 증가율 7.5%에 비하면 약간 둔화된 것이다. (에너지경제연구원, 1999)<sup>16)</sup>

에너지원별로는 외환위기에 따라 단기적으로 늘어났던 무연탄 소비가 경제 회복과 함께 다시 위축되는 한편, 유연탄 소비가 지속적으로 증가하여 전망기간 동안 연평균 5.2% 성장할 것으로 예측된다. 석유는 외환위기시 대폭 감소하였던 발전 부문 소비가 회복된 후 전원구성의 구조변화에 따라 점차 둔화될 전망이다. 그러나 수송부문과 산업부문 등에서 경질유를 중심으로 연평균 5.2%의 안정된 증가가 예상된다.

<표 IV-1> 1차에너지 수요전망(1999-2004)

구분	1999p	2000	2001	2002	2003	2004
석 탄 (천톤)	58,509 (4.7)	62,168 (6.3)	66,100 (6.3)	69,810 (5.6)	71,617 (2.6)	75,296 (5.1)
석 유 (천배럴)	709,683 (5.9)	762,976 (7.5)	799,446 (4.8)	835,773 (4.5)	874,256 (4.6)	912,627 (4.4)
천연가스 (천톤)	12,562 (18.0)	13,130 (4.5)	14,884 (13.4)	16,276 (9.4)	17,678 (8.6)	19,657 (11.2)
수력 (GWh)	5,723 (-6.2)	4,363 (-23.8)	4,678 (7.2)	5,605 (19.8)	5,680 (1.3)	6,721 (18.3)
원자력 (GWh)	103,732 (15.7)	103,671 (-0.1)	102,628 (-1.0)	108,850 (6.1)	121,171 (11.3)	123,331 (1.8)
기타 (천TOE)	1,690 (10.8)	1,889 (11.7)	2,397 (26.9)	2,630 (9.7)	2,876 (9.4)	3,144 (9.3)
1차에너지 (천TOE)	178,985 (7.9)	189,739 (6.0)	200,184 (5.5)	211,597 (5.7)	223,347 (5.6)	234,798 (5.1)

주) ()는 전년동기대비 증가율(%), p는 잠정치(preliminary)

자료원: 에너지경제연구원, 에너지수요전망(2000-2004), 1999. 11

16) 에너지경제연구원의 전망에서는 2001년 이후 GDP 성장률 5.8%, 산업생산지수 7.5를 가정함.

천연가스는 지속적인 수요확대로 연평균 9.4%의 높은 증가율을 보일 것으로 예상되며, 수력과 원자력은 각 3.3%와 3.5%의 안정된 증가세가 예측된다. 이에 따라 전체 수요에서 천연가스가 차지하는 비중이 크게 늘어나는 반면, 석유비중이 하락할 것으로 보인다.

최종에너지 수요 역시 꾸준히 증가하여 2004년에는 1999년 대비 29.8% 증가한 183.9백만TOE에 달할 전망이다. 연평균 증가율은 5.3% 내외로 1990-1999년간 증가율 7.3%보다는 둔화될 것으로 예측되고 있다.

부문별로는 산업부문의 에너지수요가 2000년 4.7% 증가하며 그 이후 3.8%대의 낮은 성장률을 보일 것으로 전망되는데, 이는 에너지 다소비산업의 성장이 점차 둔화되고 각 업종내 고부가가치 제품의 비중 확대에 따른 것이다. 수송부문의 수요는 전반적으로 7%내외의 안정적인 증가율을 보일 것으로 전망된다. 가정·상업·공공 부문의 에너지수요는 외환위기사 가장 높은 감소율을 보인 부문으로 2000년경에 1997년 수준을 회복한 후 6%대의 성장률을 나타낼 것으로 전망된다.

<표 IV-2> 최종에너지 수요 전망(1999-2004)

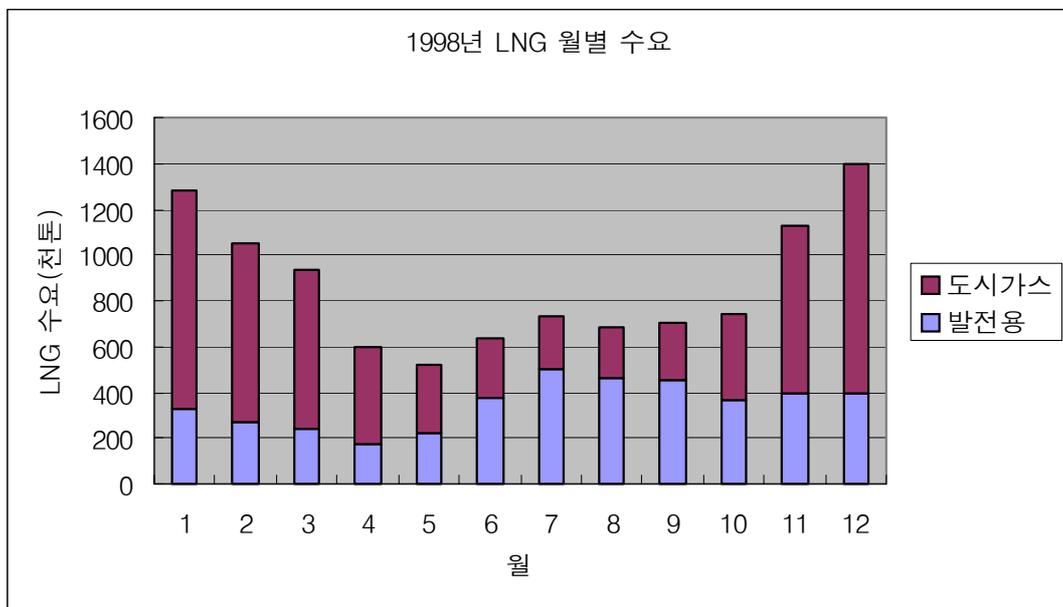
구분	1999p	2000	2001	2002	2003	2004
산업 (천TOE)	79,487 (4.5)	83,259 (4.7)	86,464 (3.8)	89,736 (3.8)	93,101 (3.8)	96,589 (3.7)
수송 (천TOE)	28,004 (7.5)	29,948 (6.9)	32,092 (7.2)	34,376 (7.1)	36,798 (7.0)	39,351 (6.9)
가정상업공공 (천TOE)	34,204 (13.2)	37,134 (8.6)	39,872 (7.4)	42,563 (6.7)	45,232 (6.3)	47,917 (5.9)
합계 (천TOE)	141,695 (7.1)	150,341 (6.1)	158,429 (5.4)	166,675 (5.2)	175,131 (5.1)	183,857 (5.0)
석유 (천bbl)	684,100 (6.4)	719,019 (5.1)	752,108 (4.6)	787,271 (4.7)	823,525 (4.6)	860,983 (4.5)
무연탄 (천톤)	2,045 (-6.2)	1,811 (-11.5)	1,677 (-7.4)	1,602 (-4.5)	1,566 (-2.2)	1,559 (-0.4)
유연탄 (천톤)	26,166 (2.3)	27,642 (5.6)	28,434 (2.9)	29,042 (2.1)	29,665 (2.1)	30,304 (2.2)
전력 (TWh)	212 (9.7)	230 (8.3)	247 (7.3)	264 (7.1)	282 (6.8)	301 (6.6)
도시가스 (백만m <sup>3</sup> )	9,734 (18.7)	10,881 (11.8)	12,092 (11.1)	13,229 (9.4)	14,338 (8.4)	15,462 (7.8)
열 및 기타 (천TOE)	2,665 (11.7)	2,941 (10.3)	3,214 (9.3)	3,487 (8.5)	3,761 (7.9)	4,040 (7.4)

주) ()는 전년동기대비 증가율(%), p는 잠정치(preliminary)

자료원: 에너지경제연구원, 에너지수요전망(2000-2004), 1999. 11

## 1.2 천연가스 수급 전망

천연가스 소비는 80년대 후반부터 급격한 신장세를 보여왔다. 1987~98년 기간동안 연평균 49.5%의 증가율을 보이고 있는데 이는 도시가스용 소비증가에 주로 기인한다. 부문별로는 90년대 중반까지 가정부문이 상업 및 산업부문에 비해 상대적으로 높은 증가율을 보였으나 90년대 중반 이후 산업부문의 증가세가 가정부문을 앞서고 있다. 한편 도시가스의 월별 소비패턴은 대부분 난방수요가 큰 겨울철에 높고 여름철에 낮은 U자형태를 보이고 있으며 업무용(냉방)의 경우 역V자 형태를 보이고 있다. 발전용 수요는 냉방전력수요가 높은 7-8월경에 피크를 보이며 비교적 완만한 형태를 보임에 따라 천연가스 수요관리에 도움을 주고 있다.



[그림 IV-1] 월별 천연가스 수요(1998년)

산업자원부/한국가스공사(2000)에 따르면, 천연가스의 도시가스 수요는 '99~2010년간 평균 6.0% 증가하여 2010년에는 14,917천톤에 이를 것으로 전망된다. 이 전망에서는 주택용 수요는 증가세가 지속적으로 둔화되는 반면, 일반용 및 산업용 수요는 2003년 이후 경기회복에 힘입어 증가세를 회복할 것으로 예상하고 있다. 주택용 수요는 수도권, 광역시 및 주요도시에 대한 배관망 사업이 대부분 완료됨에 따라 증가율이 점차 둔화될 것이며, 도시가스 총 수요 대비 주택용 비중이 '99년의 60.7%에서 2010년에는 51.7%로 하락할 전망이다. 일반용은 냉방용, 열병합용 등의 공급 확대에 당분간 주택용보다 높은 증가세를 보일 전망이어서 '99~2010년간 평균 7.9% 증가하여 2010년에는 2,850천톤 수준에 이를 것으로

로 예측하고 있다. 산업용은 중기 수급안정을 위한 수요개발, 환경규제 강화, 남부권 공급확대 등에 힘입어 비교적 높은 신장세가 예상되며 도시가스 총수요 대비 비중이 '99년의 23.6%에서 2010년에는 29.2%로 확대될 전망이다.

발전용 수요는 IMF사태 이후 발전용 천연가스 소비 위축으로 총수요 대비 비중도 '97년 48.2%에서 '99년 38.1%로 큰 폭으로 하락하였는데, 향후에도 경제급전을 고려한 발전연료 소비, 천연가스 발전설비 건설규모 축소 등의 영향으로 '99~2010년간 연평균 2.2%의 완만한 증가세에 그칠 것으로 전망된다. 전체적으로 천연가스 수요는 '99~2010년간 평균 4.7% 증가하여 2010년에는 20,971천톤 수준에 이를 전망이다.

산업자원부/한국가스공사(2000)에 따르면 수급여건을 고려할 때 2003년까지는 기계약 물량으로 수요를 충당하고, 잉여물량은 추가적인 수요개발, 신규건설 저장탱크 활용, 자율감량권 활용 등을 통하여 해소할 계획이다. 2004년 이후 물량에 대하여는 추후 경제동향 및 천연가스 수급여건을 종합 검토하여 추가도입 여부를 결정할 것이며, 특히 현재 가스산업 구조개편이 추진중인 점을 감안하여 구조개편 일정 및 내용과 상호 연계하여 검토할 것이다.

가스공사는 2002년까지 전국 공급망 기본체계 구축완료를 목표로 기본 인프라의 구축을 추진하고 있다. 또한 제3생산기지를 2002년에 준공하여 총 3개의 생산기지를 운영할 계획이며, 저장탱크(10만kl 기준)는 2010년까지 37기를 추가 건설하여 총 56기(저장능력 252만톤)를 보유할 계획이다. 이에 따라 저장비율은 '99년 6.8%에서 2005년 이후 약 12% 수준으로 수급의 안정성을 확보할 수 있을 것으로 전망된다.

<표 IV-3> 천연가스 수요전망

(단위: 천톤, %)

년 도	도 시 가 스 용				발 전 용	총 계
	주택용	일반용	산업용	계		
'99(잠정)	4,787	1,237	1,862	7,886	4,769	12,655
'00	5,163	1,450	2,373	8,986	4,820	13,806
'02	5,756	1,682	2,717	10,155	6,495	16,650
'05	6,893	2,073	3,132	12,098	6,202	18,300
'07	7,209	2,376	3,572	13,157	7,254	20,411
'10	7,715	2,850	4,352	14,917	6,054	20,971
연증가율	4.4	7.9	8.0	6.0	2.2	4.7

주) 수송용수요, 북한지역수요 및 수요관리 물량등은 잠재수요로서 제외함.  
 자료원: 산업자원부, 『제5차 장기천연가스 수급계획』, 2000. 3.

## 2. 분석방법

### 2.1 AIM/KOREA모형의 개요

본 연구에서는 부문별 천연가스 수급잠재력 평가를 위해 지구온난화 저감대책 평가모형으로서 일본의 국립환경연구소가 개발한 AIM(Asia-Pacific Integrated Model for Evaluating Policy Options to Reduce GHG Emission and Global Warming Impacts)을 기초로 하여 우리나라에 적용가능한 AIM/KOREA모형을 구축하였다. 즉, AIM의 에너지수요 모형을 우리나라의 경우에 수정·적용시키되, AIM의 배출모형(Emission Model)만을 대상으로 한다. 이렇게 하여 개발된 모형은 기술선택(고효율기기), 에너지효율, 에너지서비스 수요, 관련 사회·경제적 변수, 에너지 소비량 및 이산화탄소 배출량의 변수관계를 시뮬레이션 할 수 있는 “최종에너지소비모형 (Energy End-use Model)”으로서 이를 본 연구에서는 AIM/KOREA모형으로 지칭한다.

AIM/KOREA 모형은 그림에 나타난 것과 같이 3개의 모듈로 구성되어 있다. 첫 번째 모듈은 에너지소비량을 각종 수요(에너지 서비스)별로 산정하는 “에너지서비스량 산출 모듈”이다. 이 모듈은 사회·경제의 제 변수를 결정하는 외부모형 또는 소비행태의 변화, 경제활동실태, 생활방식, 그리고 기타의 주요 경제변수를 반영하는 특정 시나리오에 의해서 에너지서비스 수요량(예를 들면 에틸렌 제품생산량)을 추정한다. 두번째는 에너지효율 개선정도를 산정하는 “에너지효율 산출모듈”이다. 끝으로 여러 에너지절약기술 중 가장 비용효과적인 기술선택을 결정하는 “기술선택 모듈”이다. 세 가지 모듈 외에 부수적인 모듈로서 이 세가지 모듈을 통합해 부분적인 최적화계산을 하는 모듈도 AIM/KOREA에 포함되어 있다.

AIM/KOREA는 소위 “상향모형(Bottom-up)”로서 에너지가격변화에 의한 기술대체와 이에 따른 에너지소비량 변화를 산정하고 이산화탄소, 아황산가스 등의 배출량을 추정한다. 따라서 오염물질 배출저감을 위한 개별 정책의 유효성을 구체적으로 평가하는 것이 가능하다. 또한 에너지수요모형에 에너지절약 기술선택모형을 연결시켜 분석함으로써 개별 기술의 시장도입 정도와 에너지효율개선의 효과에 대한 예측을 가능하게 한다. 나아가 이 모형은 이미 완성되어 있는 AIM 세계모형과 연결시킬 수 있으므로 앞으로 이산화탄소 저감을 위해 세계환경협력을 위한 기초자료로 활용될 수 있다.

그러나 한편 이 모형에도 아래에 기술하는 한계가 있다.

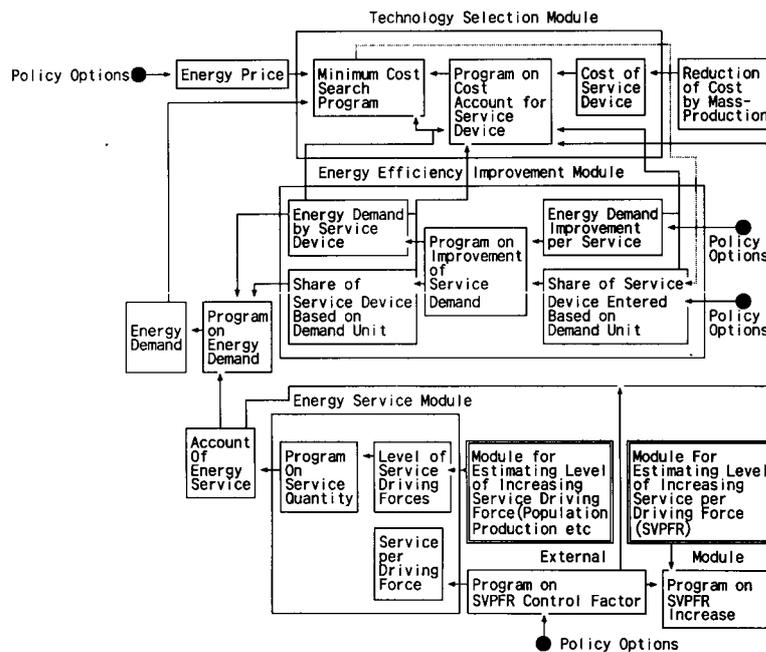
첫째, 현재 하향식(Top-down) 모델과 완전하게 연계가 되어 있지 않아 에너지수요를 외생적으로 부여하고 있으므로, 에너지가격 상승의 직접적인 가격효과나 저축의 감소에 의한 간접적인 경제영향이 고려되지 않으므로 거시적인 경제 손실의

추정은 어렵다.

둘째, 기술선택시 제도적 장해 등의 사회적 문제를 고려하지 않음으로 개별 기술선택에 의한 배출 저감량이 과대 평가할 가능성이 있다.

셋째, 현재 실용화되지 않은 기술은 대상으로 하지 않으므로 전체적인 이산화탄소 배출의 저감량이 과소 평가될 가능성이 있다.

이러한 한계는 에너지기술모델의 본질적 제약에 기인하거나, 모형이 개발 중인 것에 기인하는 것이다. 따라서 본 연구의 결과를 해석함에 있어서 이점에 유의할 필요가 있다. 그러나 이러한 한계를 감안하여도 개개의 구체적인 정책의 유효성을 평가하거나 각종 정책을 종합할 경우의 효과를 평가하는 도구로서 경제학적 패러다임의 재현에 치중하는 보통의 경제학적 모델과 비교해 구체성과 정책지원능력에 있어서는 우수하다고 볼 수 있다.



[그림 IV-2] AIM End-use Energy Demand Model의 구조

Source: Morita, T., Y. Matsuoka, M. Kainuma, K. Kai, H. Harasawa and D. K. Lee, 1994, Asian-Pacific Integrated Model for Evaluating Policy Options to Reduce Greenhouse Gas Emmissions and Global Warming Impacts, p.4

## 2.2 모형의 시뮬레이션 절차

### 2.2.1 전체절차

Bottom-up 모형은 지금까지 2개의 방향으로 개발되어 왔다. 하나는 에너지공급 전환측면에 초점을 맞추어 보다 효율이 높은 기술이나 그 조합을 분석하기 위한 모형이다. 다른 하나는 에너지수요 소비측면에 초점을 맞추어 단계별로 인간활동의 변화가 에너지수요를 어떻게 변화시키는가에 대해 상세한 누적계산을 행하는 모형로 일반적으로 「End-Use Model」이라 부른다.

우리들은 일상생활에서 많은 에너지를 사용하고 있다. 여기에는 냉난방, 조명, 자동차에 의한 이동 등 가정에서 직접 사용하는 에너지 이외에 시멘트, 플라스틱 등의 생산에 사용되는 에너지 등도 포함된다. 에어컨, 고로 등의 에너지 기술은 난방열이나 조강의 생산등에 에너지서비스를 제공하고 있다.

AIM/End-Use모형에서는 그림에 나타난 바와 같이 에너지서비스 수요를 인구, 경제성장, 산업구조, 생활형태 등을 고려하여 먼저 구하고 이 에너지서비스 수요를 제공하기 위해 어떤 에너지기술이 얼마나 사용되는가를 계산한다. 사용되는 에너지기술을 비교하기 위해서는 상세한 기술데이터와 에너지데이터가 필요하다. 사용될 에너지기술이 결정되면 필요한 에너지서비스를 제공하기 위해 사용되는 에너지와 개개의 에너지기술이 가동할 때에 배출되는 이산화탄소량을 계산한다.

AIM/KOREA의 전체적인 시뮬레이션은 다음의 절차에 따라 실행된다.

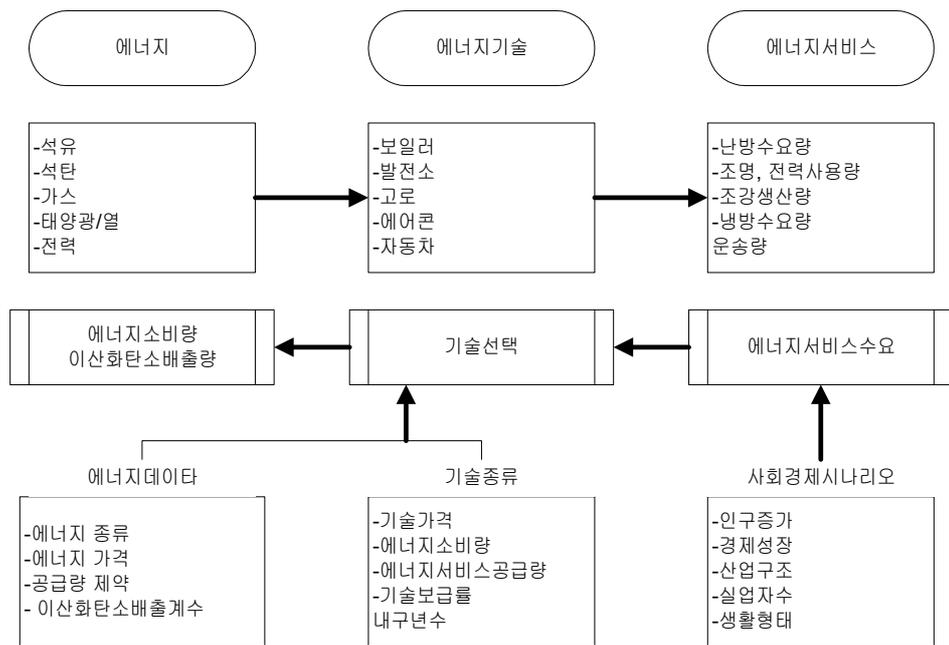
① 외부시나리오(국가에너지전망치)등에 의해 에너지서비스량(제품생산량, 수송량, 냉난방수요량 등)을 산출한다. 기준년도의 에너지서비스량은 실제의 에너지소비량에 의해 작성되고 미래의 에너지서비스량은 사회·경제시나리오에 의해 외생적으로 결정된다.

② 에너지서비스를 충족시키기 위해 신규 또는 기존의 서비스기술이 선택된다. 이때 각 계층(공정, 수단)별로 신규 또는 기존 서비스기술의 선택은 최소비용원칙에 의한다.

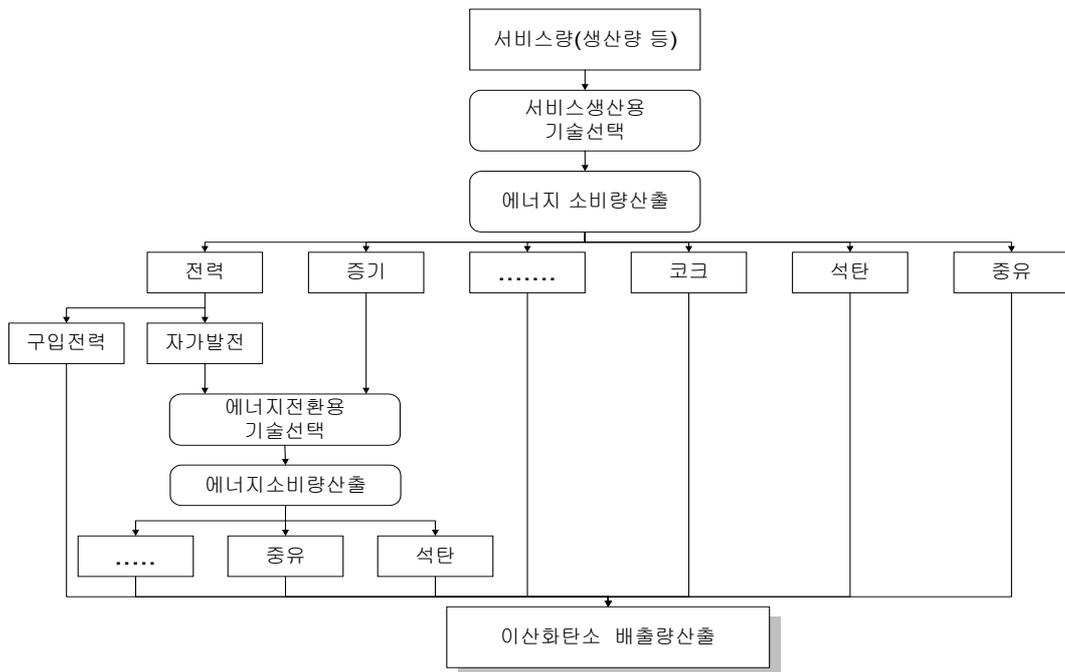
③ 선택된 서비스기술을 가동시키는데 필요한 에너지소비량을 계산한다.

④ 이상에서 구해진 연료종류별 에너지소비량을 기초로 이산화탄소, 아황산가스 등의 배출량을 추정한다. 동시에 에너지절약형 기술의 도입현황, 즉 연도별 기존기술과 새로운 에너지절약형 기술의 도입상태를 계산한다.

⑤ 이산화탄소 저감을 위한 가능한 시나리오를 도입해 BAU(기준 시나리오)와 비교해 그 타당성을 검토한다.



[그림 IV-3] AIM End-Use모델구성



[그림 IV-4] AIM/KOREA 모형의 시뮬레이션 절차

본 모형의 실행에 필요한 데이터의 내용 등은 뒷절에서 기술한다. 한편 시뮬레이션 결과로서 이산화탄소, 아황산가스 등의 배출량(부문별, 1차에너지종별)과 에

너지절약기술도입 현황(부문별, 연도별)이 출력된다.

## 2.2.2 기술선택

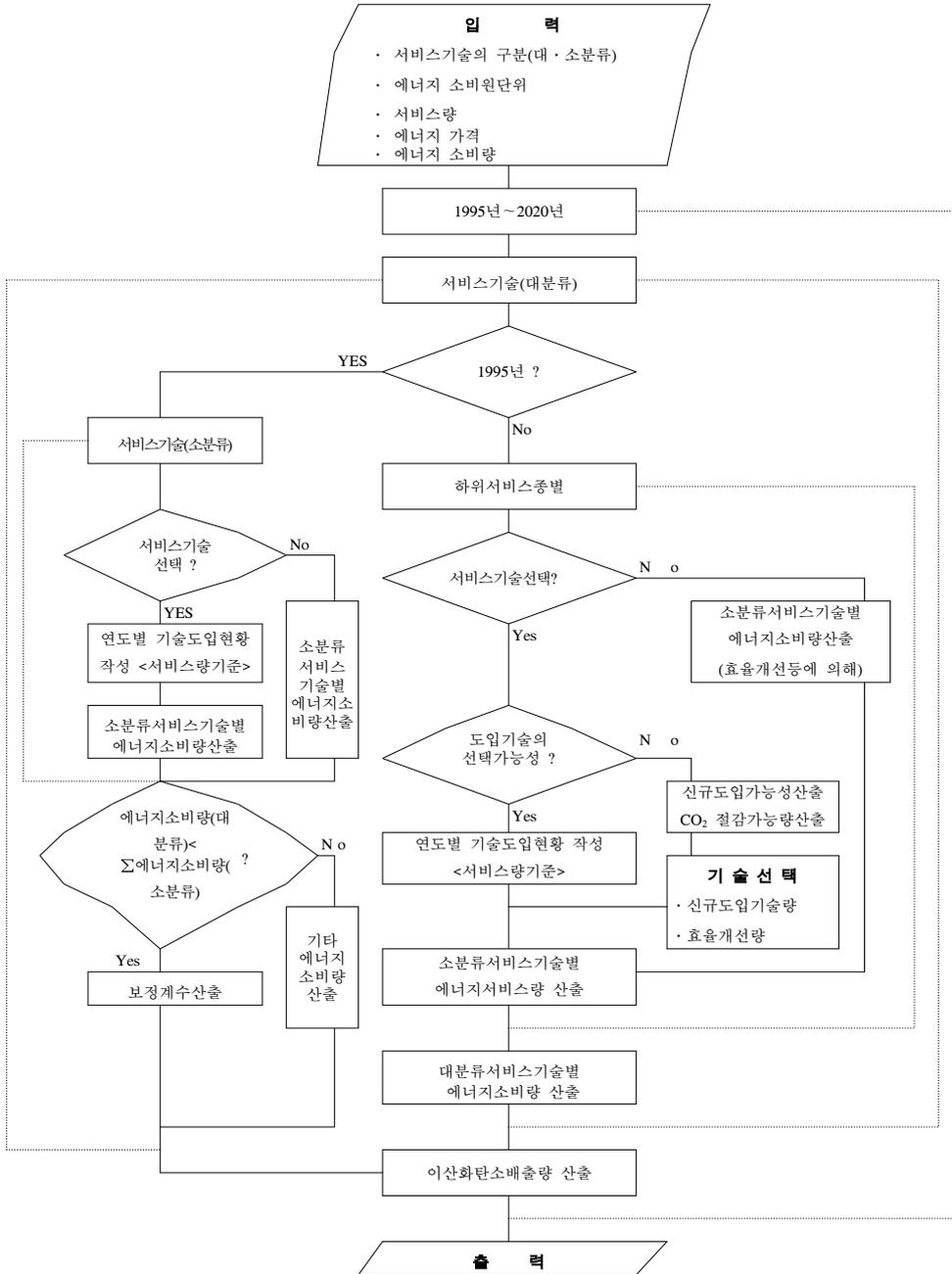
기술선택부문의 흐름도는 다음 그림과 같다. 다른 모형과 비교하였을 때 AIM/KOREA의 주요 특성중의 하나는 구성모듈 중 “기술선택모듈”이 존재한다는 점이다. 기술선택의 기준은 그 시점에서 이용하고 있는 기술이 교체시기가 된 경우, 즉 내구년수가 종료된 경우와 교체시기가 아직 되지 않은 경우에 따라 상이하다. 이용되고 있는 기술의 내구년수가 종료되었을 때 소비자는 서비스수요를 충족시키기 위해 다시 기존기술을 도입할 것인지 아니면 가격은 비싸지만 에너지절약형인 기술을 도입할 것인지를 결정하게 된다. 이를 위해 기술도입의 초기비용(구입비용)과 연료·유지비용(가변비용)의 합을 기존기술과 에너지절약형 기술간에 비교하여 적은 비용의 기술을 선택한다. 한편 현재 이용되고 있는 기술의 교체시기가 아직 도달되지 않았을 때에는 기존의 기술을 전혀 새로운 기술로 전체개량하는 경우와 기존기술과 동일한 기술로 부분개량하는 경우를 생각할 수 있는데 어떠한 경우에도 기술개량에 필요한 비용이 기존 기술에 의한 에너지절약비용보다 적은 경우만 기술이 교체되거나 개량된다. 예를 들면 난방을 위해서는 냉난방겸용에어콘, 석유스토브, 가스스토브 등 다양한 기술이 있지만 실제로 어떤 기술을 선택하여 난방할 것인지 다양한 선택기준이 있을 수 있다. 이 모형에서는 비용을 고려한 기술의 선택을 하고 있다. 여기에서 이미 난방 서비스를 제공하는 기술을 갖고 있는 경우와 그러하지 못한 경우의 평가 방법이 다르다.

비용에는 일반적으로 고정비용과 연료비용 등 유지관리에 관계되는 가변비용이 있다. 유지관리와 관계되는 비용은 매년 필요하지만 고정비용과 기기 등을 구입할 때에 필요하다. 에너지기술은 몇 년 사용되기 때문에 기술의 도입을 검토하는 경우에는 미래의 비용도 고려하여 비교한다.

기술을 갖고 있지 않으며 기술 교환시기에 도달한 경우에는 도입가격도 포함한 가장 싼 기술을 선택한다. 이미 기술이 있으며 아직 교환시기에 도달하지 않는 경우에는 사용중인 기술에서는 운전비용을 합제한 비용을 고려한다. 구입하거나 개량하는 경우가 운전비용이 싸게되어 도입비용을 보완해 넘는 경우에 도입이 가능하게 된다.

이산화탄소배출량을 저감하는데 있어 최종수요측면에서 어떠한 에너지절약기술을 어디까지 도입할 수 있는가가 중요한 관건이 된다. AIM/KOREA모형에서는 에너지가격의 변화에 의해 기술대체가 일어나는 현상을 중심으로 하여 에너지소비의 변화를 축척하는 방식에 의해 추정할 수 있다. 따라서 개개의 구체적인 정책의 유효성을 평가하거나 다양한 정책을 조합한 경우의 효과를 평가하는 것이 가능하다. 또한 에너지수요모델에 기술선택모델을 연결시킴으로서 개별의 기술의 실태를 포함

한 에너지효율개선의 예측을 가능하게 한다. 더 구체적으로 각각의 경우들을 살펴 보면 다음과 같다.



[그림 IV-5] AIM/KOREA 모형의 시뮬레이션 상세 흐름도

가. 기술의 교체시기가 된 경우

이용되고 있는 기술이 교체시기가 된 경우에 소비자는 다시 기존의 기술을 도입하거나 아니면 구입가격은 비싸나 에너지절약형인 기술을 도입할 것인가를 결정하여야 한다. 이를 위해 양 기술간의 기술도입 초기비용의 차이와 에너지절약에 따른 연료비 절약규모를 비교해 경제성이 높은 것을 선택한다.

그리고 서비스수요량의 증대에 따라 신규로 기술을 추가 구입하는 경우에도 동일한 논리가 적용된다. 이상의 내용을 수식으로 간략히 표현하면 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$(FA+EA) < (FB+EB) \rightarrow \text{기술 A를 선택}$$

$$(FA+EA) \geq (FB+EB) \rightarrow \text{기술 B를 선택}$$

F: 연간고정비용

E: 연간연료비용

A: 기존기술

B: 에너지절약형 기술

나. 기술교체시기가 도달하지 않은 경우

이 경우의 기술선택은 현재 가동중인 기술에 대한 대체기술이 1) 적용기술이 전혀 상이한 경우(기술 전체를 교체)와 2) 적용기술은 동일하나 부분적인 개량을 필요로 하는 경우로 구분할 수 있다.

가) 적용기술이 상이한 경우(기술전체를 교체)

현재 가동중인 기술의 연료비와 대체기술의 고정비용 및 연료비 합계를 비교하여 대체기술쪽이 경제성이 높은 경우 가동중의 기술은 대체기술로 교체된다.

$$EA \leq (FB+EB) \rightarrow \text{기존기술을 계속해서 가동}$$

$$EA > (FB+EB) \rightarrow \text{대체기술(에너지절약형기술)}$$

나) 적용기술은 동일하나 부분개량이 필요한 경우

기존기술의 연료비와 대체기술의 고정비용증대분(개량비용)과 연료비의 합계를 비교해 비용이 적은 기술이 선택된다. 기존기술의 부분개량이 선택되는 경우 기존기술의 잔존사용년수는 변함이 없다.

$$EA \leq (\Delta FB+EB) \rightarrow \text{현재가동중의 기술, 계속해서 가동}$$

$$EA > (\Delta FB+EB) \rightarrow \text{대체기술로 교환}$$

$\Delta FB$ : 개량비용

AIM/KOREA에는 이와 같은 기술선택과정이 포함되어 있기 때문에 탄소세부과나 보조금지급을 모형에 도입하면 기술선택이 변화하고 그 결과로서 에너지소비량과 오염물질 배출량이 결정된다. 예를 들면 환경세가 도입되면 에너지가격이 상승하고 에너지절약에 의한 연료절약비용이 증가하기 때문에 비교적 가격이 높은 에너지절약기술이 도입되게 된다.

그리고 하나의 서비스기기가 복수의 서비스를 동시에 제공하거나 또는 복수공정의 처리가 행하는 에너지절약기기가 있다. 이러한 경우에는 앞서와 같은 양자택일형의 선택이 반드시 최적의 기기의 조합을 보증하지는 않는다. 따라서 복수의 서비스기술이 가장 효율이 좋게 복수의 서비스를 공급하도록 기술의 조합을 결정하기 위해 선형계획법을 이용한 기술의 최적선택모듈도 개발하여 적용가능한 상태이다.

### 2.2.3 시뮬레이션 대상기간 및 입력자료 내역

#### 가. 시뮬레이션 대상부문

본 연구에서의 시뮬레이션 대상부문은 산업부문, 수송부문 및 상업·기타부문을 대상으로 하였다. 전력부문에 대해서는 AIM/KOREA를 적용하지 않고 한국전력에서 의사결정을 위해 활용하고 있는 별도의 시뮬레이션 방법을 적용하였다.

#### 나. 시뮬레이션 대상기간

본 연구에서의 시뮬레이션은 자료의 이용가능성과 관련되는 에너지절약기술의 예측가능성을 고려하여, 1995년을 기준년도로 하여 1년 단위로 2020년까지 시행하였다.

우선 1995년도를 기준년도로 설정한 것은 자료의 이용가능성을 고려한 것이다. 우리나라에서는 3년에 한번씩 에너지센서스 조사가 실시되고 있고, 가장 최근의 조사는 1995년을 대상으로 하였다. AIM/KOREA에 적용시킬 수 있는 부문의 에너지소비량에 대한 자료로서는 에너지센서스 조사가 가장 상세한 정보를 제공하고 있다.

2020년까지의 기간설정은 관련 에너지절약기술의 발전정도와 사용기간 등을 고려하여 결정한 것이다. 현재 사용되고 있는 기술의 사용년수가 대부분 약 20~30년이므로, 현 수준의 기술과 다음 세대의 기술이 예측가능한 수준에서 대상기간을 2020년으로 한정하였다. 물론, 대상기간을 더 확대한 시뮬레이션도 가능하나, 현재로서는 향후 도입될 신기술에 대한 정보가 없으므로 시뮬레이션결과의 불확실성이 높아질 것이다.

다. 입력자료

시물레이션하는데 있어서 필요한 자료는 다음과 같이 요약된다.

본 모형의 시물레이션에 입력되는 에너지원에 대한 자료는 대상이 되는 연료종류별 발열량, 가격, 이산화탄소 등의 오염물질 배출계수 등이다. 에너지서비스는 에너지소비에 의해 발생하는 물리적 효용을 나타내며, 그 단위는 에너지소비형태에 따라 정의된다.

여기에서 에너지 서비스라고 하는 것은 에너지 소비에 의해 기대되는 효용을 말하며, 단위는 에너지 목적에 따라 정의된다. 예를 들면 공업생산의 경우에는 제품생산량, 난방의 경우에는 난방칼로리로 나타낼 수 있다.

<표 IV-4> AIM/KOREA의 필요입력자료

구 분	데이터
에너지소비량	계층별 에너지 소비량
단위에너지서비스당 에너지소비량	에너지소비량/에너지서비스
에너지서비스기술	기기별 사용기간, 가격, 에너지효율, 에너지원
에너지서비스량	제품생산량(산업), 세대수(가정), 바닥면적(상업·기타, 공공), 인·km, 톤km(수송)
이산화탄소 배출계수	에너지원별 이산화탄소 배출계수

서비스 기술은 에너지서비스를 충족시키기 위한 기술로 기존 기술은 물론이고 향후 개발될 에너지 절약 기술도 대상이 된다. 예를 들면 철강업에 있어서 조강생산을 위해 현재 시범적으로 도입된 COREX기술도 서비스기술이다.

2.3 시나리오의 설정

본 연구에서는 산업, 수송, 전력, 상업 부문에 대하여 별도의 정책시행이 없는 기준 시나리오와 함께 앞의 III-1절에서 설정한 대기오염의 사회적 비용에 대한 세가지 시나리오를 가정하여 분석하였다. 즉, 기준 시나리오(BAU) 하에서는 기존의 가격구조하에서의 향후 에너지 사용추세를 분석하였고, 저비용 시나리오(LOW)에서는 III-1절에서 가정한 낮은 환경비용 시나리오에 따라 연료별로 환경세가 부과되었을 경우를 상정하여 분석하였다. 중비용(MID) 및 고비용(HIGH) 시나리오는 각각 중간 및 높은 수준의 환경비용을 감안하여 연료별 환경세가 부과된 상태를 가정하였으며, 이처럼 환경세의 부가가 오염물질 배출특성이 다른 연료별로 상대가격구조에 변화를 가져올 때 어떤 변화가 발생하는가를 평가하는 것이 향후 분석의 핵

심 내용이다. 부문별, 연료별 환경세 부담수준은 III-2절에 제시된 <표 III-17>과 같이 오염물질별 환경비용을 부문별·연료별 배출계수에 대하여 가중평균한 값이 된다.

### 3. 산업부문

#### 3.1 산업부문의 모형화

본 모형에서 산업부문은 보일러, 직접가열, 동력, 자가발전으로 세분하여 에너지서비스량 추정과 기술선택이 행해져 에너지 소비량, 오염물질 배출량이 추정된다.

에너지서비스는 에너지 소비에 의해 기대되는 효용으로 그 단위는 에너지소비목적에 따라 정의된다. 산업부문에서는 에너지사용량이 된다.

서비스 기술에 대해서는 초기비용, 보급대수, 에너지 절약량, 기술코버트 등 기초데이터를 상세하게 조사해 데이터베이스화했다.

#### 3.2 산업부문의 주요 입력자료내역

##### 3.2.1 기술데이터

###### 가. 산업부문의 분류

산업부문은 음식료품제조업, 섬유제조업 등으로 세분될 수 있으나 너무 방대함으로 본 연구에서는 하나의 제조업으로 묶어 정리하였다. 단, 전체 산업부문을 보일러, 직접가열, 동력, 자가발전 등으로 세분하였다.

###### 나. 에너지서비스량 및 에너지소비량

다음쪽의 에너지서비스의 구분에 따른 기술의 자료를 정리한 것이다. 기술구분은 통상산업부(1995)의 에너지총조사보고서에 기초하였다.

그러나, 본 모형에서 요구하는 형태의 자료는 많은 경우에 현재 우리나라에 존재하지 않고 있다. 따라서 본 연구는 필요한 자료를 기본적인 자료에 기초하여 작성되었다.

<표 IV-5> 산업부문의 서비스기술

서비스	서비스 생산용 기술명	연료	가격 (원/년)	수명 (년)	서비스량 (서비스)	에너지소비량 (kcal/인·km, 톤·km)
보일러	무연탄 보일러	무연탄	1	20	1	1
	유연탄 보일러	유연탄	1	20	1	1
	등유 보일러	등유	1	20	1	1
	경유 보일러	경유	1	20	1	1
	B-A 보일러	B-A	1	20	1	1
	B-B 보일러	B-B	1	20	1	1
	B-C 보일러	B-C	1	20	1	1
	프로판가스 보일러	프로판	1	20	1	1
	도시가스 보일러	도시가스	1	20	1	1
직접가열	무연탄 직접가열	무연탄	1	20	1	1
	유연탄 직접가열	유연탄	1	20	1	1
	휘발유 직접가열	휘발유	1	20	1	1
	등유 직접가열	등유	1	20	1	1
	경유 직접가열	경유	1	20	1	1
	B-A 직접가열	B-A	1	20	1	1
	B-B 직접가열	B-B	1	20	1	1
	B-C 직접가열	B-C	1	20	1	1
	프로판가스 직접가열	프로판	1	20	1	1
	부탄가스 직접가열	부탄	1	20	1	1
	도시가스 직접가열	도시가스	1	20	1	1
	구입전력 직접가열	전력	1	20	1	1
동력용	휘발유 동력	휘발유	1	20	1	1
	등유 동력	등유	1	20	1	1
	경유 동력	경유	1	20	1	1
	B-A 동력	B-A중유	1	20	1	1
	B-C 동력	B-C중유	1	20	1	1
	프로판가스 동력	프로판	1	20	1	1
	구입전력 동력	전력	1	20	1	1
자가발전용	무연탄 자가발전	무연탄	1	20	1	1
	유연탄 자가발전	유연탄	1	20	1	1
	경유 자가발전	경유	1	20	1	1
	B-A 자가발전	B-A	1	20	1	1
	B-C 자가발전	B-C	1	20	1	1
	프로판가스 자가발전	프로판	1	20	1	1
	도시가스 자가발전	도시가스	1	20	1	1
	천연가스 자가발전	천연가스	1	20	1	1
	구입전력 자가발전	전력	1	20	1	1

### 3.3 시뮬레이션 결과

#### 3.3.1 시나리오 설정

시뮬레이션은 기준시나리오(BAU), 저환경세도입 시나리오(저비용 시나리오: LOW), 중환경세도입 시나리오(중비용 시나리오: MID), 고환경세도입 시나리오(고비용 시나리오: HIGH) 등 4개 시나리오에 대하여 실시하였다.

BAU(Business As Usual)는 각 주체가 투자회수년수 3년이내에 경제성에 관한 합리적인 판단하에 기본적으로 기술선택이 행하여지는 것을 전제로 한 시나리오이다.

산업부분의 이산화탄소배출량을 전망하고 그 배출량 저감수단을 평가하기 위해서는 먼저 현재의 기술수준과 에너지소비증가율 등을 바탕으로 한 BAU시나리오하의 산업서비스서비스량 수요전망이 필요하다. 그러나 기준년도(1995년)대비의 연평균증가율을 예측한 자료가 없는 관계로 한국경제연구원의 경제성장률을 이용하여 작성하였다.

환경세가 부과되는 나머지 세가지 시나리오는 연료별로 배출계수에 따라 환경세가 부과된다는 점 외에는 기준시나리오와 동일하다.

<표 IV-6> 산업부분의 서비스량 시나리오(단위:  $10^{12}$  kcal)

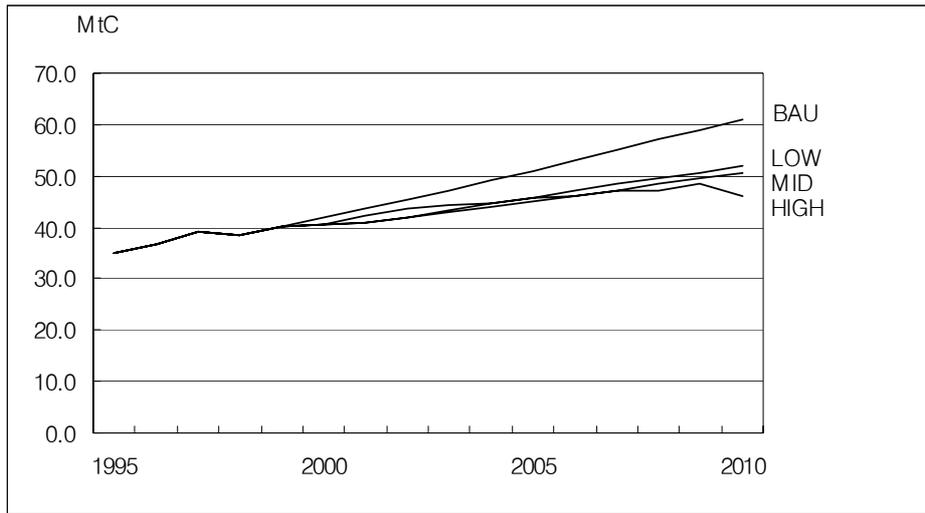
1995	1997	1998	2000	2010
369.0	421.2	438.2	595.5	406.3

#### 3.3.2 시뮬레이션 결과

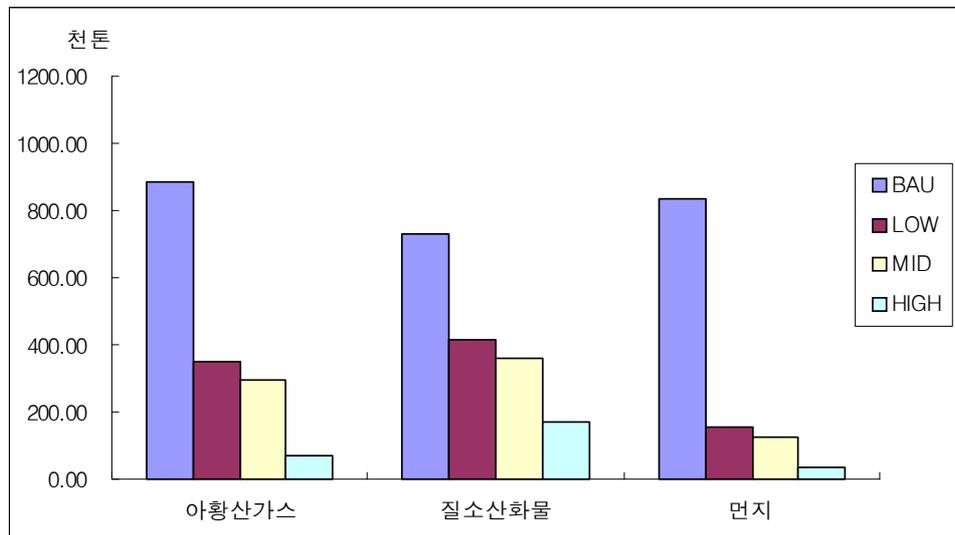
##### 가. 기준 시나리오(BAU)

1995년도의 산업부문에서의 이산화탄소배출량은 34.9백만톤이었던 것이 2010년에는 60.9백만톤으로 약 1.7배 증가할 것으로 전망된다. 특히, 직접가열과 자가발전용에 유연탄 사용의 증가에 의한 이산화탄소의 배출증가가 현저할 것으로 전망된다. 또한 석탄 사용의 증가에 따라 대기오염물질 배출량도 크게 증가할 것으로 예상된다. 2010년 기준으로 아황산가스는 88만톤, 질소산화물 73만톤, 먼지는 83만톤에 달할 것으로 예측되었다. 이는 아황산가스의 경우 '97년 배출량 62만톤에 비해 42%나 증가한 것으로 대기오염 배출규제의 중요성을 나타내

는 결과라 하겠다. 물론 이러한 예측은 고체연료 사용규제나 청정연료 의무화와 같은 연료규제를 고려하지 않은 것으로서(B-C유는 황함량 0.5% 가정) 연료규제의 지속적 추진을 고려할 경우 훨씬 낮은 수준을 보일 것이다. 하지만 이러한 결과는 역으로 연료규제의 기대효과가 크다는 의미로 해석될 수도 있을 것이다.



[그림 IV-6] 산업부문의 시나리오별 이산화탄소 배출전망



[그림 IV-7] 산업부문의 시나리오별 대기오염물질 배출 전망(2010년)

<표 IV-7> BAU하에서의 산업부문 기술별 점유율의 변화 (단위 : %)

서비스	서비스 생산용 기술명	1995	2000	2010
보일러	무연탄 보일러	3.0	3.0	3.0
	유연탄 보일러	10.0	10.0	10.0
	등유 보일러	0.0	0.0	0.0
	경유 보일러	4.0	0.0	0.0
	B-A 보일러	1.0	0.0	0.0
	B-B 보일러	1.0	0.0	0.0
	B-C 보일러	81.0	83.9	87.0
	프로판가스 보일러	0.0	0.0	0.0
	도시가스 보일러	0.0	3.1	0.0
직접가열	무연탄 직접가열	1.0	15.3	41.3
	유연탄 직접가열	27.0	37.6	58.7
	휘발유 직접가열	0.0	0.0	0.0
	등유 직접가열	1.0	0.0	0.0
	경유 직접가열	4.0	0.0	0.0
	B-A 직접가열	1.0	0.0	0.0
	B-B 직접가열	0.0	0.0	0.0
	B-C 직접가열	52.0	47.1	0.0
	프로판가스 직접가열	2.0	0.0	0.0
	부탄가스 직접가열	2.0	0.0	0.0
	도시가스 직접가열	3.0	0.0	0.0
	구입전력 직접가열	7.0	0.0	0.0
동력용	휘발유 동력	0.0	0.0	0.0
	등유 동력	0.0	0.3	0.9
	경유 동력	1.0	1.1	1.4
	B-A 동력	0.0	0.3	0.9
	B-C 동력	0.0	0.3	0.9
	프로판가스 동력	0.0	0.0	0.0
	구입전력 동력	99.0	96.9	92.6
자가발전용	무연탄 자가발전	2.0	16.1	44.4
	유연탄 자가발전	2.0	16.1	44.4
	경유 자가발전	1.0	0.0	0.0
	B-A 자가발전	9.0	0.0	0.0
	B-C 자가발전	20.0	13.9	0.0
	프로판가스 자가발전	0.0	0.0	0.0
	도시가스 자가발전	1.0	0.0	0.0
	천연가스 자가발전	46.0	53.9	11.1
	구입전력 자가발전	19.0	0.0	0.0

<표 IV-8> 산업부문의 시나리오별 기술별 점유율의 변화 (단위: %)

서비스	서비스 생산용 기술명	1995년	2010년			
			BAU	LOW	MID	HIGH
보일러	무연탄 보일러	3.0	3.0	0.0	0.0	0.0
	유연탄 보일러	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
	등유 보일러	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	경유 보일러	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	B-A 보일러	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	B-B 보일러	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	B-C 보일러	81.0	87.0	46.7	46.7	46.7
	프로판가스 보일러	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	도시가스 보일러	0.0	0.0	43.3	43.3	43.3
직접가열	무연탄 직접가열	1.0	41.3	0.0	0.0	0.0
	유연탄 직접가열	27.0	58.7	58.7	55.0	10.6
	휘발유 직접가열	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	등유 직접가열	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	경유 직접가열	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	B-A 직접가열	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	B-B 직접가열	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	B-C 직접가열	52.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	프로판가스 직접가열	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	부탄가스 직접가열	2.0	0.0	0.0	0.0	44.4
	도시가스 직접가열	3.0	0.0	41.3	45.0	45.0
	구입전력 직접가열	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0
동력용	휘발유 동력	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	등유 동력	0.0	0.9	0.9	0.9	0.9
	경유 동력	1.0	1.4	1.4	1.4	1.4
	B-A 동력	0.0	0.9	0.9	0.9	0.9
	B-C 동력	0.0	0.9	0.9	0.9	0.9
	프로판가스 동력	0.0	0.0	0.9	0.9	0.9
	구입전력 동력	99.0	92.6	91.7	91.7	91.7
자가발전용	무연탄 자가발전	2.0	44.4	0.0	0.0	0.0
	유연탄 자가발전	2.0	44.4	30.4	0.0	0.0
	경유 자가발전	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	B-A 자가발전	9.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	B-C 자가발전	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	프로판가스 자가발전	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	도시가스 자가발전	1.0	0.0	0.0	30.4	30.4
	천연가스 자가발전	46.0	11.1	69.6	69.6	69.6
	구입전력 자가발전	19.0	0.0	0.0	0.0	0.0

#### 나. 저비용 시나리오(LOW)

낮은 수준의 환경세를 도입할 경우 2010년에 52.0백만탄소톤으로 BAU 대비 이산화탄소배출량이 8.9백만탄소톤(4.6%) 저감되는 것으로 나타났다. 이는 보일러, 직접가열, 자가발전용에서 도시가스 및 천연가스의 보급이 확대되었기 때문이다. 또한 이에 따라 대기오염물질도 크게 줄어들 것으로 예측된다. BAU와 대비하여 아황산가스 60%, 질소산화물 43%, 먼지 82%의 저감효과가 기대된다. 이러한 결과는 낮은 수준의 환경세로서도 석탄의 사용을 천연가스가 대체하도록 유도함에 따라 대기오염 저감에 큰 효과가 있음을 의미한다.

#### 다. 중비용 시나리오(MID)

중간 수준의 환경세를 도입하는 시나리오에서는 2010년에 50.5백만탄소톤으로 BAU대비 이산화탄소 배출량이 10.4백만탄소톤(17.1%) 저감되는 것으로 나타났다. 이는 직접가열 및 자가발전용에서 도시가스의 보급이 더욱 더 확대되었기 때문이다. 이에 따라 대기오염물질의 배출량도 보다 낮아져서 저비용 시나리오 보다도 아황산가스의 경우 6%, 질소산화물 7%, 먼지 3%의 추가적 삭감이 가능할 것으로 보인다.

#### 라. 고비용 시나리오(HIGH)

높은 수준의 환경세를 가정하면 BAU 대비 이산화탄소배출량이 14.8백만탄소톤, 24.3% 저감되는 것으로 나타났다. 이는 보일러, 직접가열, 자가발전용에서 도시가스 및 천연가스의 보급과 함께 직접가열에 있어서 부탄가스의 이용이 확대되었기 때문이다. 이 결과 중비용 시나리오 보다도 아황산가스 25%, 질소산화물 27%, 먼지 11%의 추가 삭감효과가 있을 것으로 예상된다.

## 4. 수송부문

### 4.1 수송부문의 모형화

본 모형에서 수송부문은 여객수송, 화물수송별로 에너지 서비스량 추정과 기술선택이 행해져 에너지 소비량, 이산화탄소 배출량이 추정된다.

에너지서비스는 에너지 소비에 의해 기대되는 효용으로 그 단위는 에너지 소비

목적에 따라 정의된다. 수송부문에서는 수송량 즉, 톤km, 인km가 된다.

서비스 기술에 대해서는 초기비용, 보급대수, 에너지 절약량, 기술코버트 등 기초데이터를 상세하게 조사해 데이터베이스화했다.

## 4.2 수송부문의 주요 입력자료내역

### 4.2.1 기술데이터

#### 가. 수송서비스의 분류

수송부문의 에너지서비스는 크게 여객수송과 화물수송으로 분류할 수 있고 분석에서는 이 분류를 다시 차량엔진의 크기(즉 서비스의 크기), 용도, 에너지원단위 등을 감안하여 분류하였다. 또한 기술선택의 유무는 비교적 기술개발이 많이 진행되어 있는 자가용과 버스, 트럭의 신기술자료를 조사하여 기술선택이 이루어질 수 있도록 하였다. 이를 정리하면 다음 표와 같다.

<표 IV-9> 수송부문의 에너지서비스 분류

에너지서비스 구분	기술선택 유무	에너지서비스 구분	기술선택 유무
1. 1500cc이하 승용차	○	12. 해상(국내여객)	×
2. 1500-2000cc 승용차	○	13. 항공(국내여객)	×
3. 2001cc이상 승용차	○	14. 1.0톤 이하 트럭	○
4. 1500cc이하 택시	○	15. 1.1-3.0톤 트럭	○
5. 1501cc이상 택시	○	16. 3.1-5.0톤 트럭	○
6. 지프	○	17. 5.1-8.0톤 트럭	○
7. 15인 이하 자가용 버스	○	18. 8.1-12.0톤 트럭	○
8. 16인 이상 자가용 버스	×	19. 12.1톤 이상 트럭	○
9. 16인 이상 영업용 버스	○	20. 철도(화물)	×
10. 철도(여객)	×	21. 해상(국내화물)	×
11. 지하철	×	22. 항공(국내화물)	×

#### 나. 에너지서비스량 및 에너지소비량

다음쪽의 표는 에너지서비스의 구분에 따른 에너지소비량과 단위에너지소비량(kcal/인·km, kcal/톤·km)을 에너지원별로 나타낸 것이다. 각 자료칸의 상단에 기록된 수치가 서비스기술별 열량으로 환산된 총에너지소비량이고, 하단에 기록된 수치가 수송량단위당 에너지소비량이다. 이용된 에너지센서스의 자료는 TOE

(Tonnes of Oil Equivalent)에 의한 것으로 열량(kcal)에 의한 에너지소비량으로 자료를 환산하였다. 1 TOE는  $10^7$ kcal이다.

서비스기술의 대분류는 수송수단의 매체(육상, 해상, 항공)와 수송수단의 형태에 따라 이뤄졌고, 소분류는 대분류를 차량 엔진배기량규모와 수송량규모에 따라 세분한 것이다. 단위에너지소비량은 1995년도의 각 계층별 총에너지사용량과 차량대수, 연간주행거리, 평균승차인원(평균적재톤수)를 이용하여 다음과 같은 방법에 의해 산출하였다.

$$\text{단위에너지소비량} = \frac{\text{총에너지사용량}}{\text{차량대수} \times \text{연간주행거리} \times \text{평균승차인원(평균적재톤수)}}$$

에너지서비스의 소분류에서는 ‘영업용 15인이하 버스’대수가 매우 적어 이를 16인이상의 영업용버스대수에 포함시켰다. 16인 이상의 영업용버스는 시외, 시내, 전세, 장의차량의 4가지로 구분되어 있으나, 자료가 미비한 관계로 이를 단순히 산술평균하여 계산한 수치이다. 차량의 구분에는 특수용도차가 포함되어야 하나 에너지소비 자료가 없는 관계로 이를 분석의 대상에서 제외하였다.

차량당 인·km/년 및 톤·km/년은 기존기술(차량)의 경우 차량별 총 에너지소비량과 차량운행대수를 이용하여 아래와 같은 방법으로 계산하였다.

$$\text{차량당 인, 톤} \cdot \text{km/년} = \frac{\text{총에너지소비량(Kcal)}}{\text{단위에너지소비량} \times \text{총차량대수} \times \text{평균승차인원(적재량)}}$$

#### 다. 수송서비스 기술

수송서비스기술에는 엔진제작, 배기가스장치, 동력전환장치 등에 관계된 많은 기술이 존재하나 여기서 뜻하는 기술은 차량전체를 가리킨다. 따라서 에너지절약과 이산화탄소의 배출저감을 위한 기술비용은 차량전체에 투입되는 기술비용의 일부이나 이러한 기술은 별도로 구입되어 장착될 수 없다는 가정하에 에너지절약과 이산화탄소 배출저감에 관련된 기술비용을 차량전체에 관련된 비용으로서 분석한다. 이 같은 접근방법에 따라 각 서비스기술 차량의 고정비용은 다음과 같은 방법으로 산출하였다.

$$\text{고정비용} = \frac{\text{차량명목가격}}{\text{인, 톤} \cdot \text{km/년}}$$

작성된 자료는 다음의 표에서 보여주고 있다. 각 차종의 대표차종은 기준년도와 그 이전에 가장 많이 판매된 차량들로 선정되었으며, 소분류 서비스기술은 크게 기존형, 신형, 전기자동차, 저공해차의 네가지로 분류하였으나, 소형자가용, 15인 이하의 버스 등을 제외하고는 자료수집의 한계 및 현 기술수준의 제약에 의해 기존형, 신형만으로 분류할 수 있었다. 이미 제작되어 운행되고 있는 기존의 연소방식에 의한 차량은 기존형으로 분류하였고, 동일한 연소방식을 채택하고 있으나 처음

출시된 모델의 외관 및 엔진의 교체에 의해 기존정보보다 에너지효율을 크게 향상시킨 자동차는 신형으로 분류하였다. 저공해차는 사용하는 연료와 연소방식이 기존형이나 신형과 다른 자동차를 나타낸다.

<표 IV-10> 수송부문의 에너지소비량 및 단위에너지소비량

(상단:109Kcal, 하단:Kcal/인,톤·km)

서비스기술의 구분		가솔린	경유	중유	LPG	전력	제트유	대상 서비스량	
대분류	소분류								
자가용	1. 소형 (1500cc 미만)	44,234.1 418.3						인 · km	
	2. 중형 (1500cc이상~2000cc미만)	21,966.4 480.5							
	3. 대형 (2000cc이상)	4,207.7 762.2							
택시	4. 소형	개인			8.7 170.8				
		회사			381.4 169.3				
	5. 중형	개인			7,388.5 234.4				
		회사			9,282.8 200.3				
지프	6. 지프		5,609.2 629.1						
버스	7. 15인이하	자가용	532.0 168.0	9,355.5 168.0		546.8 168.0			
		8. 자가용		2,307.3 80.9					
	15인 이상	9. 영업용		19,778.8 66.4					
철도 (여객)	10.철도(여객)		1,821.2 89.7						
	11. 지하철					1,220.6 49.5			
여객선 (내항)	12. 여객선		292.5 1,925.5	609.8 1,925.5					
항공(여객)	13.항공(여객)						34,733.1 761.6		
화물	14. 1톤이하	838.9 5,985.8	27,412.4 5,985.8		557.9 5,985.8				톤 · km
	15. 1톤초과~3톤이하		6,623.6 186.1						
	16. 3톤초과~5톤이하		4,105.7 567.2						
	17. 5톤초과~8톤이하		2,182.1 336.4						
	18. 8톤초과~12톤이하		1,477.0 287.5						
	19. 12톤 초과		219.2 186.7						
철도 (화물)	20. 철도(화물)		1,351.8 97.7						
내항 해운	21. 내항해운		637.5 152.9	6,056.0 152.9					
항공 (화물)	22. 항공(화물)						247.9 303.2		

<표 IV-11> 수송부문의 서비스기술

서비스	서비스 생산용 기술명	연료	가격 (원/년)	수명 (년)	서비스량 (서비스)	에너지소비량 (kcal/인·km , 톤·km)
소형자가용	종래형	휘발유	256.0	7	1	418.0
	신형	휘발유	257.0	7	1	411.0
	린번엔진부착자동차	휘발유	281.6	7	1	334.4
	린번엔진+경량자동차	휘발유	294.4	7	1	292.6
	전기자동차	전기	859.0	7	1	66.1
	CNG자동차	CNG	395.0	7	1	476.5
중형자가용	종래형	휘발유	539.0	7	1	481.0
	신형	휘발유	542.0	7	1	456.0
	린번엔진부착자동차	휘발유	569.0	7	1	384.8
	린번엔진+경량자동차	휘발유	596.4	7	1	336.7
	CNG자동차	CNG	696.0	7	1	448.3
대형자가용	종래형	휘발유	967.0	8	1	762.0
	신형	휘발유	1040.0	8	1	723.0
	린번엔진부착자동차	휘발유	1092.0	8	1	609.6
	린번엔진+경량자동차	휘발유	1144.0	8	1	533.4
소형개인택시	종래형	부탄	44.2	7	1	171.0
	신형	부탄	46.4	7	1	147.0
소형회사택시	종래형	부탄	44.2	7	1	169.0
	신형	부탄	46.4	7	1	146.0
중형개인택시	종래형	부탄	89.4	7	1	234.0
	신형	부탄	89.4	7	1	223.0
중형회사택시	종래형	부탄	89.4	7	1	200.0
	신형	부탄	89.4	7	1	190.0

< 수송부문의 서비스기술 (계속) >

서비스	서비스 생산용 기술명	연료	가격 (원/년)	수명 (년)	서비스량 (서비스)	에너지소비량 (kcal/인·km, 톤 <sub>z</sub> ·km)
지프	종래형	경유	636.0	8	1	629.0
	신형	경유	667.8	8	1	557.0
15인이하자가용 버스	종래형	경유	296.0	7	1	168.0
	신형	경유	330.0	7	1	159.0
	전기버스	전기	1667.0	7	1	26.1
15인이상자가용 버스	종래형	경유	1000.0	7	1	80.9
15인이상영업용 버스	종래형	경유	202.0	7	1	152.0
	신형	경유	222.0	7	1	138.0
	CNG 버스	CNG	331.0	7	1	174.0
기차	종래형	경유	-	10	1	89.7
전철	종래형	전기	-	10	1	49.5
선박	종래형	중유	-	10	1	1930.0
항공(여객)	종래형	JET	-	10	1	762.0
1톤이하트럭	종래형	경유	161	10	1	5990.0
	신형	경유	206	10	1	5800.0
3톤이하트럭	종래형	경유	246	10	1	186.8
	신형	경유	264	10	1	181.0
5톤이하트럭	종래형	경유	416	10	1	567.0
	신형	경유	440	10	1	550.0
8톤이하트럭	종래형	경유	540	10	1	336.0
	신형	경유	541	10	1	327.0
10톤이하트럭	종래형	경유	812	10	1	288.0
	신형	경유	812	10	1	278.0
12톤초과트럭	종래형	경유	909	10	1	187.0
	신형	경유	909	10	1	181.0
철도(화물)	종래형	경유	-	10	1	97.7
내항해운	종래형	중유	-	10	1	153.0
항공(화물)	종래형	JET	-	10	1	303.0

에너지소비량의 계산에 있어서는 기존모델차량은 '95년도 에너지센서스의 자료

에 기초하였으나, 에너지절약형(또는 고연비) 경우는 린번엔진부착 자동차는 20%, 린번엔진 + 경량화자동차는 30% 연비향상이 있는 것으로 설정하였다.

전기자동차(소형)는 '94년도 7월에 기아자동차(주)에서 프라이드급 전기자동차를 개발하여 18,300,000원에 시판한 바 있으나, 정확한 에너지소비량이 발표되지는 않았다. 따라서 관계전문가에 문의하여 에너지효율자료를 작성하였다. 15인 이하 버스중 전기자동차에 대한 자료는 가격은 기아자동차(주)가 개발한 베스트전기차의 가격을 적용하였으나(판매가격이 기존 베스트가격의 약 4배) 에너지효율자료는 존재하지 않아서 일본의 자료를 적용하였다. 고정비용은 명목가격에 의한 것이고, 각 대표차종의 출시이후의 평균가격을 적용하였다.

#### 4.2.2 입력자료의 한계

본 모형에서 요구하는 형태의 자료는 많은 경우에 현재 우리나라에 존재하지 않고 있다. 따라서 본 연구는 필요한 자료를 여러가지 가정과 기존자료의 수정에 의해 작성하였다. 이러한 자료의 한계를 정리하면 다음과 같다.

각 차량의 연비나 에너지소비량 자료에 있어서 승용차의 경우는 정부가 에너지효율을 발표하고 있으나, 이는 실제 주행시의 에너지효율과 차이가 있다. 또한 기타의 차량에 있어서는 자사발표 에너지효율을 이용하였으나, 이 또한 실제 주행시의 에너지효율과 많은 차이가 있으며, 자동차 제작회사 스스로도 이를 인정하고 있다.

따라서 현재의 자료에 의해서는 여러 가정에 신형차나 저연비차, 저공해차에 대한 에너지효율을 산출할 수 밖에 없었다.

에너지절약형 또는 고연비차량은 대부분의 차량이 시험적으로 제작되었고, '94년도에 시판된 전기자동차를 제외하고는 아직 시장판매가 되고 있지 않은 상황이다. 또한 에너지센서스의 차량분류가 자동차공업협회 등의 기관에서 작성한 차량보유현황 자료의 분류와 일치하지 않아 일관성 있는 자료를 작성하는 데에 한계가 있었다.

에너지절약형 또는 이산화탄소 저배출차량의 신기술도입은 자체엔진개발의 경우(예를 들면 Excel)를 제외하고는 대부분이 외형 및 내장의 개량에 의한 배기량의 증가(특히 Power up)를 목적으로 한 것이었다. 따라서 이산화탄소의 배출저감 측면에서 특기할만한 기술개발은 존재하지 않았다고 가정하는 것이 타당하다. 이는 특히 새로운 모델개발시 대부분이 배기량의 증가에 의한 엔진의 마력증진에 치중하여 이산화탄소의 배출은 오히려 증가될 수 있는 소지가 있다는 것을 의미한다. 추후에 이러한 여러 문제점을 바탕으로 정확한 자료가 작성되어야 더 올바른 시뮬레이션 결과를 도출할 수 있을 것이다.

### 4.3 시뮬레이션 결과

#### 4.3.1 시나리오 설정

시뮬레이션은 기준 시나리오(BAU), 저환경세 시나리오(LOW), 중환경세도입 시나리오(MID), 고환경세도입 시나리오(HIGH), 5년으로 투자회수기간 연장 시나리오(PP5), CNG버스에 보조금 2천만원 시나리오(SUB) 등 6개 시나리오에 대하여 실시하였다. BAU(Business As Usual)는 각 주체가 투자회수기간 3년 이내에 경제성에 관한 합리적인 판단하에 기본적으로 기술선택이 행하여지는 것을 전제로 한 시나리오이다. LOW, MID 및 HIGH 시나리오는 저비용, 중비용 및 고비용 시나리오에 따른 환경세가 부과된다는 점을 제외하면 BAU 시나리오와 동일하다. PP5 시나리오는 투자회수기간을 3년에서 5년으로 바꾼 점을 제외하면 BAU 시나리오와 동일하다. 이처럼 투자회수기간을 상이하게 가정하는 시나리오를 분석하는 것은 소비자의 의사결정이 보다 장기적인 안목에서 이루어질 경우를 살펴보기 위한 민감도 분석의 하나이다. SUB 시나리오는 BAU와 동일한 가정하에서 CNG 버스에 대해 도입시 2천만원의 보조금을 지급한다고 가정하고 소형 및 중형 승용차에 대해서도 버스에 준하는 지원(추가 구입비용의 약 60%)을 가정하였다.

수송부문의 이산화탄소배출량을 전망하고 그 배출량 저감수단을 평가하기 위해서는 먼저 현재의 기술수준과 에너지소비증가율 등을 바탕으로 한 BAU시나리오하의 수송서비스량 수요전망이 필요하다. 그러나 기준년도(1995년)대비 승객수송량(인·km)과 화물수송량(톤·km)의 연평균증가율을 예측한 자료가 없는 관계로 에너지경제연구원의 효율고정전망자료에 기초하여 작성하였다. 따라서 이 자료는 수송량에 대한 직접적인 예측자료와는 다소의 차이가 존재할 것이다. 서비스기술별 수송서비스량은 다음의 식에 의해 계산하였다.

$$\text{서비스기술별 에너지서비스량} = \frac{\text{서비스기술별 에너지소비량}(kcal)}{\text{차량당 에너지소비량}(kcal/\text{인} \cdot km, \text{톤} \cdot km)}$$

앞에서 지적한 바와 같이 1995년의 기술(차량)가격과 이산화탄소배출계수는 본 시뮬레이션에서는 미래에도 변하지 않는다고 가정하며, 이 가정은 AIM/KOREA 가 “상방하향모델”과 통합되는 단계에서 수정될 수 있다.

<표 IV-12> 수송부문의 서비스량 시나리오 (단위: 10<sup>9</sup> 인·km, 톤·km)

서비스기술구분	1995	1997	1998	2000	2005	2010
소형자가용	1.06E+11	1.28E+11	1.16E+11	1.35E+11	2.04E+11	2.60E+11
중형자가용	4.57E+10	5.52E+10	5.02E+10	5.84E+10	8.81E+10	1.12E+11
대형자가용	5.52E+09	6.66E+09	6.07E+09	7.05E+09	1.06E+10	1.36E+10
소형개인택시	5.09E+07	5.74E+07	5.60E+07	6.12E+07	7.25E+07	7.85E+07
소형회사택시	2.25E+09	2.54E+09	2.48E+09	2.71E+09	3.21E+09	3.47E+09
중형개인택시	3.15E+10	3.55E+10	3.47E+10	3.79E+10	4.49E+10	4.86E+10
중형회사택시	4.63E+10	5.22E+10	5.10E+10	5.57E+10	6.60E+10	7.14E+10
지프	8.92E+09	8.74E+09	6.32E+09	8.74E+09	1.10E+10	1.26E+10
15인이하자가용버스	6.21E+10	6.13E+10	5.55E+10	7.01E+10	8.97E+10	1.00E+11
15인이상자가용버스	2.85E+10	2.82E+10	2.55E+10	3.22E+10	4.12E+10	4.60E+10
15인이상영업용버스	2.98E+11	2.94E+11	2.66E+11	3.36E+11	4.31E+11	4.81E+11
기차	2.03E+10	2.12E+10	1.69E+10	1.44E+10	1.39E+10	1.46E+10
전철	2.47E+10	2.82E+10	3.11E+10	3.76E+10	4.25E+10	5.29E+10
선박	4.69E+08	4.95E+08	4.40E+08	4.57E+08	5.40E+08	6.46E+08
항공(여객)	4.56E+10	5.49E+10	5.10E+10	5.38E+10	6.82E+10	8.45E+10
1톤이하트럭	4.81E+09	5.22E+09	4.58E+09	4.84E+09	5.80E+09	6.45E+09
3톤이하트럭	3.56E+10	3.86E+10	3.39E+10	3.58E+10	4.29E+10	4.77E+10
5톤이하트럭	7.24E+09	7.85E+09	6.89E+09	7.28E+09	8.72E+09	9.70E+09
8톤이하트럭	6.49E+09	7.03E+09	6.17E+09	6.52E+09	7.81E+09	8.69E+09
10톤이하트럭	5.14E+09	5.57E+09	4.89E+09	5.16E+09	6.19E+09	6.88E+09
12톤초과트럭	1.17E+09	1.27E+09	1.12E+09	1.18E+09	1.41E+09	1.57E+09
철도(화물)	1.38E+10	1.45E+10	1.36E+10	1.62E+10	1.73E+10	1.81E+10
내항해운	4.38E+10	5.40E+10	4.74E+10	4.96E+10	5.64E+10	6.26E+10
항공화물	8.18E+08	1.06E+09	8.73E+08	9.56E+08	1.18E+09	1.41E+09

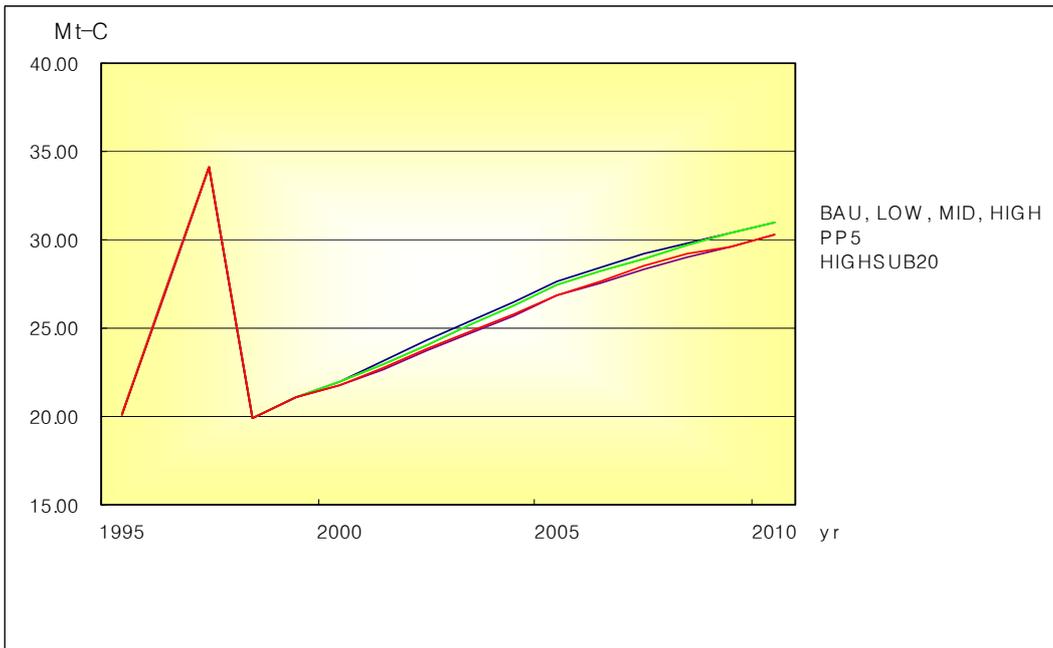
#### 4.3.2 시뮬레이션 결과

##### 가. 기준 시나리오(BAU)

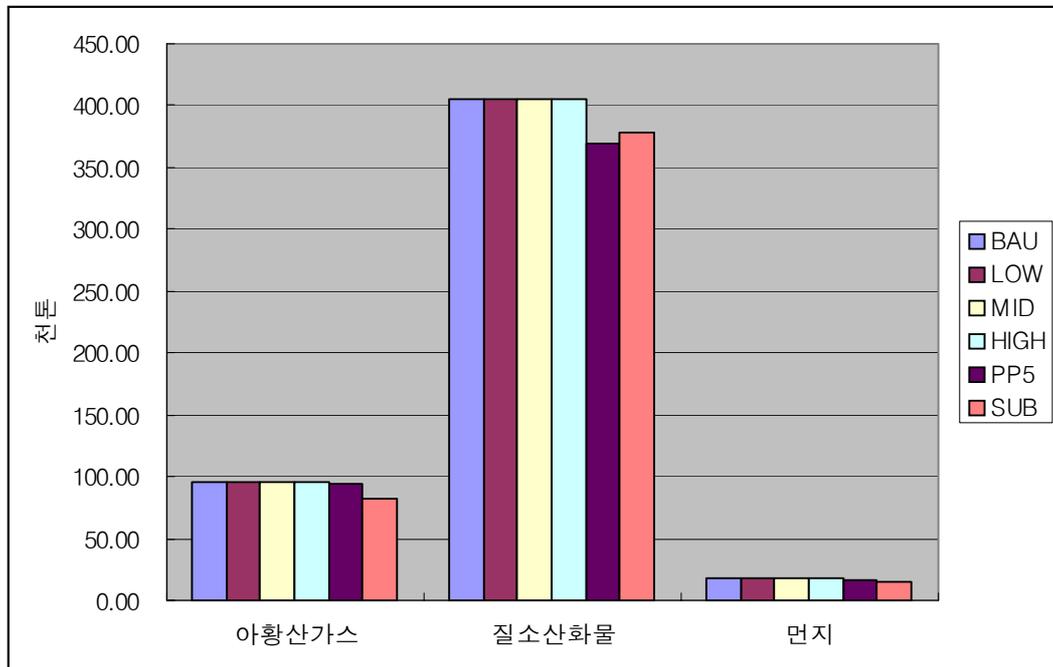
1995년도의 수송부문에서의 이산화탄소배출량은 20.06백만 탄소톤이었던 것이 2010년에는 31.01백만 탄소톤으로 약1.55배 증가할 것으로 전망된다. 특히, 가솔린자동차에 의한 이산화탄소의 배출증가가 현저할 것으로 전망된다. 이러한 높은 증가는 에너지절약형 신형차 도입에 의한 이산화탄소의 배출량저감보다도 신규 차량의 증가에 의한 배출량증가가 더 크기 때문이다.

<표 IV-13> BAU 하에서의 수송부문 기술별 점유율의 변화(단위: %)

서비스	기술명	1995	2000	2010
소형자가용	종래형	100	65.6	2.7
	신형	0	0	0
	린번엔진부착자동차	0	14.2	36.7
	린번엔진+경량자동차	0	20.2	60.6
	전기자동차	0	0	0
	CNG자동차	0	0	0
중형자가용	종래형	100	59.6	0
	신형	0	20.2	39.4
	린번엔진부착자동차	0	20.2	60.6
	린번엔진+경량자동차	0	0	0
	CNG자동차	0	0	0
대형자가용	종래형	100	100	100
	신형	0	0	0
	린번엔진부착자동차	0	0	0
	린번엔진+경량자동차	0	0	0
소형개인택시	종래형	100	79.8	39.4
	신형	0	20.2	60.6
소형회사택시	종래형	100	79.8	40.6
	신형	0	20.2	59.4
중형개인택시	종래형	100	91.6	82.7
	신형	0	8.4	17.31
중형회사택시	종래형	100	91.6	82.7
	신형	0	8.4	17.31
지프	종래형	100	79.8	39.4
	신형	0	20.2	60.6
15인 이하 자가용버스	종래형	100	79.8	100
	신형	0	20.2	0
	저공해	0	0	0
15인 이상 영업용 버스	종래형	100	97.6	100
	신형	0	2.4	0
	CNG버스	0	0	0
1톤이하트럭	종래형	100	79.8	39.4
	신형	0	20.2	60.6
3톤이하트럭	종래형	100	100	100
	신형	0	0	0
5톤이하트럭	종래형	100	85.9	51.3
	신형	0	14.1	48.7
8톤이하트럭	종래형	100	94.6	67.7
	신형	0	5.4	32.3
12톤이하트럭	종래형	100	94.8	67.6
	신형	0	5.2	32.4
1톤초과트럭	종래형	100	90.6	55.6
	신형	0	9.4	44.4



[그림 IV-8] 수송부문의 시나리오별 이산화탄소 배출전망



[그림 IV-9] 수송부문의 시나리오별 대기오염물질 배출량(2010년)

<표 IV-14> 수송부문의 시나리오별 기술별 점유율의 변화

서비스	기술명	1995	2010					
			Bau	LOW	MID	HIGH	PP5	SUB
소형자가용	종래형	100	2.7	2.7	2.7	2.7	0	0
	신형	0	0	0	0	0	0.3	0.3
	린번엔진부착자동차	0	36.7	36.7	36.7	36.7	8.5	8.5
	린번엔진+경량자동차	0	60.6	60.6	60.6	60.6	60.6	60.6
	전기자동차	0	0	0	0	0	0	0
	CNG자동차	0	0	0	0	0	30.6	30.6
중형자가용	종래형	100	0	0	0	0	0	0
	신형	0	39.4	39.4	39.4	39.4	0	9.3
	린번엔진부착자동차	0	60.6	60.6	60.6	60.6	9.3	60.1
	린번엔진+경량자동차	0	0	0	0	0	60.1	0
	CNG자동차	0	0	0	0	0	30.6	30.6
대형자가용	종래형	100	100	100	100	100	100	100
	신형	0	0	0	0	0	0	0
	린번엔진부착자동차	0	0	0	0	0	0	0
	린번엔진+경량자동차	0	0	0	0	0	0	0
소형개인택시	종래형	100	39.4	39.4	39.4	39.4	39.4	39.4
	신형	0	60.6	60.6	60.4	60.4	60.4	60.6
소형회사택시	종래형	100	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6
	신형	0	59.4	59.4	59.4	59.4	59.4	59.4
중형개인택시	종래형	100	82.7	79.8	79.8	78.3	57.0	82.7
	신형	0	17.3	20.2	20.2	21.7	43.0	17.3
중형회사택시	종래형	100	82.7	82.7	82.7	73.9	57.0	82.7
	신형	0	17.3	17.3	17.3	26.1	43.0	17.3
지프	종래형	100	39.4	39.4	39.4	39.4	39.4	39.4
	신형	0	60.6	60.6	60.6	60.6	60.6	60.6
15인 이하 자가용버스	종래형	100	100	100	100	100	82.5	100
	신형	0	0	0	0	0	17.5	0
	저공해	0	0	0	0	0	0	0
15인 이상 영업용 버스	종래형	100	100	100	100	100	100	71.8
	신형	0	0	0	0	0	0	0
	CNG버스	0	0	0	0	0	0	28.2
1톤이하트럭	종래형	100	39.4	39.4	39.4	39.4	39.4	39.4
	신형	0	60.6	60.6	60.6	60.6	60.6	60.6
3톤이하트럭	종래형	100	100	100	100	100	92.0	100
	신형	0	0	0	0	0	8.0	0
5톤이하트럭	종래형	100	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3
	신형	0	48.7	48.7	48.7	48.7	48.7	48.7
8톤이하트럭	종래형	100	67.7	67.7	67.7	63.7	51.1	67.7
	신형	0	32.3	32.3	32.3	36.3	48.9	32.3
12톤이하 트럭	종래형	100	67.6	67.6	67.6	63.6	51.1	67.6
	신형	0	32.4	32.4	32.4	36.4	48.9	32.4
1톤초과트럭	종래형	100	55.6	55.6	55.6	55.6	55.6	55.6
	신형	0	44.4	44.4	44.4	44.4	44.4	44.4

#### 나. 환경세도입 시나리오(LOW, MID, HIGH)

수송부문에서는 환경세의 도입에 따른 효과가 환경세의 수준에 관계없이 중형 택시에 있어서 신형차의 보급을 약간 촉진한 점을 제외하고는 BAU 시나리오와 거의 비슷한 결과를 보이고 있다. 이는 연료에 대한 환경세의 부과에 따른 연료비용의 차이가 차량의 구입비용에 비해 미미한 수준이기 때문인 것으로 판단된다.

#### 다. 투자회수기간을 5년으로 연장할 경우(PP5)

투자회수기간을 5년으로 연장하면 2010년에 30.32만톤으로 BAU 대비 이산화탄소배출량이 2.2%(69만 탄소톤) 저감되는 것으로 나타났다. 이는 신형차는 물론 소형 및 중형 CNG 승용차의 보급이 확대되었기 때문이다. 이에 따라 대기오염물질 배출량도 아황산가스의 경우 1.2%, 질소산화물 8.9%, 먼지가 4.5% 줄어들 것으로 예측된다.

#### 라. 보조금 도입 시나리오(SUB)

CNG 자동차에 차량 구입가격 차이의 약 60%를 보조금으로 지원할 경우 CNG 승용차는 물론 CNG 시내버스가 보급되어 이산화탄소 배출량이 BAU 대비 2.35%(73만 탄소톤) 저감되는 것으로 나타났다. 이에 따라 대기오염물질의 배출량도 BAU 대비 아황산가스 13.6%, 질소산화물 6.7%, 먼지 10.6%가 감소할 것으로 예측된다. 이처럼 수송부문의 경우는 산업부문에서와는 달리 연료에 대한 환경세의 효과보다는 차량(설비) 구입에 대한 보조금의 효과가 큰 것으로 나타났다. 즉, 수송부문에서의 저공해자동차 도입을 촉진하기 위해서는 연료에 대한 환경세의 부과보다는 차량 구입시의 가격격차를 줄여주는 보조금 제도가 보다 효과적임을 시사하는 것이다.

## 5. 전력부문

전력산업은 국가 경제활동의 기반이 되는 전력에너지를 생산하는 에너지공급원임과 동시에 2차 에너지인 전력 생산을 위해 원자력, 석유, 석탄, 천연가스 등 1차 에너지를 대규모로 이용하는 주요 에너지소비원이기도 하다. 천연가스의 수급에 있어서 전력부문은 일부 난방용 에너지시장 등에서 부분적으로 천연가스와 경쟁관계를 형성하고있기는 하지만 전력 생산을 위해 사용되는 발전용 천연가스의 수요 규모를 감안할 때 천연가스 시장에서의 전력부문의 역할이 갖는 의미는 매우 크다.

본 장에서는 천연가스의 주요 수요처로서 발전부문의 이와 같은 특성에 주목하여 발전부문에서의 천연가스를 포함한 1차 에너지원별 수요 현황을 중심으로 발전용 천연가스의 시장 특성을 고찰하고, 향후 시장여건이 어떻게 변화할 것인가에 대해 분석해 보고자 한다.

## 5.1 발전부문에서의 에너지원별 수요 현황

우리나라의 경우 과거 '60년대에는 만성적인 전력부족 해소를 위해 공급설비 확보에 최대 역점을 두었으며, 전원구성은 예상 수요를 충족할 수 있는 연도별 전원 개발계획을 수립하는 수준에서 이루어진 것으로 평가된다. 그러나 '70년대 이후 석유과동에 따른 탈유정책, '80년대와 '90년대를 거치면서 본격화하고 있는 국내외적인 환경규제 강화, '90년대 초의 공급불안 등의 문제를 겪으면서 석유와 석탄을 주 연료로 하는 개념에서 탈피하여 원자력, 유연탄, 천연가스 등 다양한 에너지원을 활용하는 방향으로 전원다변화를 추진하는 것이 불가피하게 되었다. 향후에도 경제의 안정적인 성장에 힘입어 전력수요가 지속적으로 증가될 것으로 전망되는 가운데 전력설비 확보에는 여러 가지 어려움이 있을 것으로 예상된다.

원자력의 경우 상대적으로 환경친화성이 높고 경제성이 우수한 것으로 평가되는 반면 안전성에 대한 불신 문제 등으로 인해 발전설비 설치를 위한 입지 확보가 용이하지 않은 실정이다. 원자력 발전설비는 1978년 고리 원자력발전소 준공을 시작으로 지속적으로 확대되어 1989년 총 발전설비의 36.3%를 차지한 바 있으나 이후 입지 확보의 어려움 등으로 현재는 총 발전설비의 27.7%를 차지하는 것으로 나타나고 있다.

유연탄은 경제성과 안정성 측면에서는 우수하나 온실가스 배출 등 환경성 측면에서 볼 때 주 에너지원으로서의 활용에 한계가 있으며, 무연탄의 경우 경제성이 낮으나 국내 자원의 활용과 고용창출 등 산업정책적 목적에서 활용되는 정도이다. 1998년 현재 석탄화력 발전소는 총 발전설비의 약 26%(무연탄 발전소 2.5% 포함)을 점하고 있는 것으로 나타나고 있다.

석유는 1970년대 우리나라 주 발전원으로서 1978년의 경우 총 설비용량의 75.6%에 육박하였으나 제2차 석유위기 이후 탈 석유정책의 추진으로 설비 비중이 급격히 하락, 중질유 수급문제, 발전시설의 운전특성 문제 등이 감안되어 활용되고 있는 실정으로 총 설비의 약 17% 수준에 머무르고 있는 것으로 나타나고 있다.

천연가스를 이용한 발전설비는 석탄 등 다른 에너지원을 이용한 발전설비에 비해 건설기간 및 비용 측면에서 부담이 작으나 연료비는 상대적으로 높은 수준이어서 연간 지속되는 기저부하 보다는 특정 시간대에 부하가 집약적으로 나타나는 첨두부하에 대응하기 위한 목적으로 주로 활용되고 있다. 천연가스 발전설비는 발전

방식에 따라 기력 및 복합화력으로 구분되는데, 복합화력의 경우 상대적으로 경제성 향상의 여지가 높은 것으로 평가되며 열 생산 설비가 추가되어 열병합 발전형태로 운영되기도 한다.<sup>17)</sup> 천연가스 발전시설은 국내에 천연가스가 도입된 1987년 이후 2,550MW 수준을 유지하여 왔으나 1992년 이후 수도권 유류 발전소의 천연가스 발전소로의 전환. 열병합 발전소의 건설 증가, 전력 수급의 안정성 확보를 위한 천연가스 복합화력발전소에 대한 수요 증가 등으로 발전설비의 규모가 급격히 확대, 1998년말 기준 총 설비용량 9,518MW로 전체 설비용량의 21.9%를 차지하고 있는 것으로 나타났다.<sup>18)</sup> 그러나 이와 같은 설비용량의 확대에도 불구하고 실제 발전량에 있어서는 총 발전량의 약12% 정도에 불과한 것으로 나타나고 있는데, 이는 천연가스 발전이 부하변동에 대한 유연성 확보, 건설기간, 환경측면 등에서 탁월한 장점을 갖고 있으나 현재로서는 다른 에너지원에 비해 상대적으로 경제성 측면에서 불리하여 활용 확대에 일정한 한계가 있기 때문으로 풀이된다. 즉 천연가스 발전의 변동비가 원자력이나 유연탄, 중유 등의 경쟁에너지원을 이용한 발전시의 변동비에 비해 높은 특성을 갖고 있어 부하배분 우선순위에 있어 중간부하 이상의 침투부하가 발생하는 시간대에 집중적으로 활용되게 되고 이에 따라 연간 이용율이 낮아질 수밖에 없다는 것이다.<sup>19)</sup> 이같은 사실은 개별 천연가스 발전소의 이용율에 대한 검토를 통해서도 확인된다. 발전소별로는 열병합 발전소의 이용율이 30~40% 정도로 비열병합에 비해 상대적으로 높은 수준을 보이고 있으나 전반적으로 20% 이하 수준에 머물러 다른 에너지원을 이용하는 발전설비에 비해 매우 낮은 것으로 나타나고 있다.<sup>20)</sup> 그러나 열효율의 측면에서 볼 때 천연가스 발전설비는 기력 평균 36.3%, 복합화력 평균 44.1%로 석탄화력과 중유화력의 평균치인 38.6%, 37.2%에 비해 다소 높은 수준을 유지하고 있다.<sup>21)</sup>

17) 현재 기력으로 운영되는 발전소로는 서울화력과 인천화력이 있으며, 복합화력 발전소로는 서인천 복합, 평택복합, 울산복합 등과 더불어 안양, 분당 등 신도시 지역의 열병합발전소를 들 수 있다. 열병합과 비열병합의 구분 측면에서 볼 때 서울화력, 일산복합, 분당복합 화력 발전소가 열병합 방식으로 분류되며 인천화력, 서인천복합 등은 비열병합 발전소에 해당한다.

18) 천연가스는 평택 인수기지가 가동에 들어간 1986년 이후 초기에는 발전부문에서의 소비가 대부분이었으나 이후 도시가스용 소비가 급격히 증가(1987년에서 1998년 기간중 연평균 49.5% 증가)한 반면 발전용 소비는 연평균 9.5%의 증가에 그치고 있다. 이에 따라 전체 천연가스 소비에서 발전 부문이 차지하는 비중은 1996년을 기점으로 도시가스용 소비에 비해 점유율이 낮아지기 시작, 1998년 기준 전체의 40%에 미치지 못하고 있는 실정이다.

19) 우리나라와는 달리 일본의 경우 설비구성비 및 발전량 구성비 모두 23%대에 형성되어 있는데, 이는 일본의 경우 환경규제 등의 영향으로 천연가스의 경제성이 상대적으로 높아 천연가스발전이 전력수요의 침투부하 보다는 중부하대를 담당하고 있기 때문인 것으로 판단된다.

20) 1998년 석탄화력의 평균 이용율은 77.1%

21) 에너지경제연구원, 발전부문 민영화 관련 천연가스 수급에 미치는 영향 및 대책, 1999

<표 IV-15> 천연가스 발전소별 발전 형태 및 주요 지표

발전소명	발전 형태	용량 (MW)	발전량 (GWh)	이용률 (%)	효율 (%)	발전원가(원/kWh)		
						연료비	고정비	계
서울	기력	388	1,437	10.7	36.9	73.87	28.61	102.48
인천	기력	1,150	571	5.7	35.3	65.42	65.34	130.76
안양	복합	450	1,725	43.8	41.3	58.78	22.30	81.08
분당	복합	900	3,245	41.2	40.8	59.43	24.26	83.69
일산	복합	900	2,363	30.0	42.5	60.64	25.67	86.31
부천	복합	450	1,521	38.6	42.0	55.37	17.43	72.80
서인천	복합	3,680	11,798	37.4	46.9	44.83	23.11	67.94
평택	복합	480	733	17.4	41.8	47.95	31.64	79.59
울산	복합	1,200	1,904	18.5	44.8	43.64	45.02	88.66
보령	복합	1,200	97	0.6	24.2	84.05	1,312.63	1,396.68

주) 보령복합의 경우 배관망의 미연결로 1999년 11월부터 천연가스 사용 예정  
 자료원: 한국전력공사, 경영통계, 1999; 에너지경제연구원(1999)에서 재 인용

<표 IV-16> 에너지원별 발전설비용량과 발전량(1998)

에너지원별		설비용량		발전량	
		MW	%	GWh	%
수 력		3,131	7.2	6,099	2.8
화력	무연탄	1,091	2.5	4,571	2.1
	유연탄	10,240	23.6	70,297	32.9
	유류	7,410	17.0	17,712	8.2
	가스	9,518	21.9	26,302	12.2
	소계	28,259	65.1	119,512	55.4
원 자 력		12,016	27.7	89,689	41.7
합 계		43,406	100.0	215,300	100.0

자료원: 한국전력공사, 경영통계, 1999.

## 5.2 전력산업 여건 변화와 발전용 천연가스 시장에 미치는 영향

최근 마련된 산업자원부의 제5차 장기전력수급계획(1999~2015년)에 따르면 2015년까지의 전원별 발전설비구성 계획을 보면 1999년과 비교할 때 2015년까지 연차적으로 원자력과 수력발전의 비중을 소폭 증가시키고 천연가스를 포함한 석탄, 석유의 비중을 점진적으로 하향 조정하는 것으로 되어 있으며, 전원별 발전량 측면에서도 이와 유사한 형태로 나타나고 있다. 그러나 이와 같은 예측은 전력산업에

대한 환경규제가 현재와 유사한 수준으로 유지될 것이라는 암묵적인 가정하에 도출되었을 뿐 아니라 최근 논의되고 있는 전력산업 구조개편이 발전용 에너지원간 경쟁구도에 미치는 영향이 충분히 반영된 것으로 보기 어렵다. 이와 같은 인식을 바탕으로 본고에서는 발전용 천연가스 시장의 여건을 간략하게 살펴보고 향후 환경비용이 발전원가에 반영될 경우 발전용 천연가스 수요에 미치는 영향을 분석해 보고자 한다. 아울러 최근 논의되고 있는 전력산업의 구조개편이 발전용 천연가스 시장에 어떠한 의미를 갖는가를 논의해 보고자 한다. 참고로 전력부문의 분석방법은 전력부문의 특수성을 감안하기 위해 AIM/KOREA가 아닌 전력량 시뮬레이션 방법을 활용하였다.

<표 IV-17> 전원별 발전설비 구성 계획

(단위: 만kW, %)

구분	1999	2000	2005	2010	2015
원자력	1,372 (29.2)	1,372 (28.0)	1,772 (28.8)	2,253 (30.2)	2,605 (33.0)
석탄	1,303 (27.8)	1,403 (28.6)	1,817 (29.5)	2,056 (27.6)	2,122 (26.8)
천연가스	1,237 (26.3)	1,329 (27.1)	1,646 (26.7)	1,839 (24.6)	1,885 (23.8)
석유	471 (10.0)	486 (9.9)	486 (7.9)	681 (9.1)	600 (7.6)
수력 등	315 (6.7)	315 (6.4)	440 (7.1)	632 (8.5)	694 (8.8)
합계	4,698 (100)	4,905 (100)	6,161 (100)	7,461 (100)	7,906 (100)

자료원: 산업자원부, 제5차 장기전력수급계획, 2000.1.

<표 IV-18> 전원별 발전량 전망

(단위: GWh, %)

구분	1999	2000	2005	2010	2015
원자력	103,217 (43.5)	101,238 (40.4)	126,364 (38.4)	153,156 (39.9)	190,125 (44.5)
석탄	80,817 (34.1)	89,983 (35.9)	124,443 (37.8)	144,099 (37.5)	149,022 (34.9)
천연가스	30,130 (12.7)	28,816 (11.5)	44,326 (13.5)	43,328 (11.3)	46,267 (10.8)
석유	17,341 (7.3)	26,191 (10.4)	28,286 (8.5)	31,718 (8.3)	30,683 (7.2)
수력 등	5,689 (2.7)	4,399 (1.7)	5,993 (1.8)	11,872 (3.1)	14,778 (2.5)
합계	237,194 (100)	250,627 (100)	329,412 (100)	384,173 (100)	426,769 (100)

자료원: 산업자원부, 제5차 장기전력수급계획, 2000.1.

## 5.2.1 발전용 천연가스의 시장 여건

전력부문은 1986년 천연가스의 도입 초기 천연가스 수요의 중심적인 역할을 수행하여 왔으나 도시가스부문의 급속한 성장세에 따라 전체 천연가스 시장에서 차지하는 비중이 점차 감소하는 추세에 있다. 도시가스부문의 성장 이전의 천연가스 도입 초기에 발전부문은 천연가스 수급조절을 위한 지원역할의 성격을 강하게 갖고 있었던 것으로 평가된다. 그러나 이후 도시가스 부문의 지속적인 성장과 함께 전체 천연가스 소비에 있어서 발전부문의 상대적 비중은 점차 감소하고 있으며 발전부문의 천연가스 수급조절을 위한 정책적인 역할도 상대적으로 축소되어 오고 있다. 특히 1992년 이후 신도시 열병합 발전설비의 설치 확대, 전반적인 전력 수요의 증가 등에 힘입어 정책적 목적의 수요형태에서 점차 탈피하여 발전연료로서 자체적인 수요 확보가 이루어지고 있는 추세이다.<sup>22)</sup>

천연가스 소비에 있어서 발전부문의 이와 같은 소비비중 감소에도 불구하고 천연가스 수급조절에 있어서 발전부문의 역할은 여전히 핵심적이다. 이는 천연가스의 도입이 경직적인 장기계약에 근거하여 이루어질 뿐 아니라 저장설비의 구축에 소요되는 비용이 막대하기 때문에 시장 상황에 유연하게 공급물량을 조정하는 것이 사실상 불가능하다는 데에서 연유한다. 따라서 천연가스의 수급이 안정적으로 이루어지기 위해서는 수요관리를 통해 공급과 수요의 균형을 유지하는 것이 필요하다. 문제는 국내 천연가스의 수요 규모가 이미 이루어진 장기적인 천연가스 도입계약 물량에 비해 절대 규모가 부족할 뿐 아니라 소비패턴도 동고하저의 전형적인 U자 형태를 취하고 있어 계절간 수요 편차에 따른 하절기 수요 부족과 저장 비용 등의 문제가 발생한다는 데에 있다.

천연가스의 공급과잉에 따른 수급불균형은 은 1997년말 외환위기에 따른 경기침체로 인한 발전용 수요의 격감과 더불어 동절기 엘리뇨 현상에 의한 이상고온이 지속되면서 도시가스용 수요 증가세가 둔화됨에 따라 1998년부터 문제가 되고 있는데, 1997년 작성된 천연가스 수급계획에서는 1998년의 수요를 1368만톤으로 예측했으나 실제 소비량은 1065만톤에 불과한 것으로 나타났으며, 이 가운데 상당부분이 발전용 소비의 둔화에서 비롯된 것으로 확인되고 있다. 이러한 공급과잉 현상은 이미 확정된 천연가스의 장기도입물량과 장기전력수급계획 등을 감안할 때 당분간 지속될 것으로 판단되며 이의 해소 방안으로 도시가스 및 산업용 수요의 확대 추진, 도입물량의 축소 등 다각적인 방법이 강구되고 있으나 공급과잉 문제를 근본적으로 해결하는 데에는 한계가 있는 것으로 분석되고 있다.<sup>23)</sup>

따라서 계절간 수요 격차 문제와 천연가스 수요 확대를 통한 공급과잉 문제를 해소하기 위해서는 천연가스 발전의 이용 확대를 통한 천연가스 수요 증대와 계절

22) 최성수, 발전용 천연가스수요 영향요인 분석, 가스산업동향, 한국가스공사, 1999. 7.

23) 에너지경제연구원, 발전부문 민영화 관련 천연가스 수급에 미치는 영향 및 대책, 1999

간 수요 격차 완화를 도모할 필요성이 증대하고 있다. 특히 발전용 천연가스의 경우 발전연료로서의 자체적인 수요 증가에 따라 하계 전력수요의 첨두부하용으로서의 활용이 확대되는 추세여서 점차 월별 수요 패턴이 하고동저 형태로 전환되고 있는 점을 감안할 때 천연가스 발전의 활성화는 동고하저의 천연가스 수요 격차 문제 해소의 합리적인 대안일 수 있다고 판단된다.

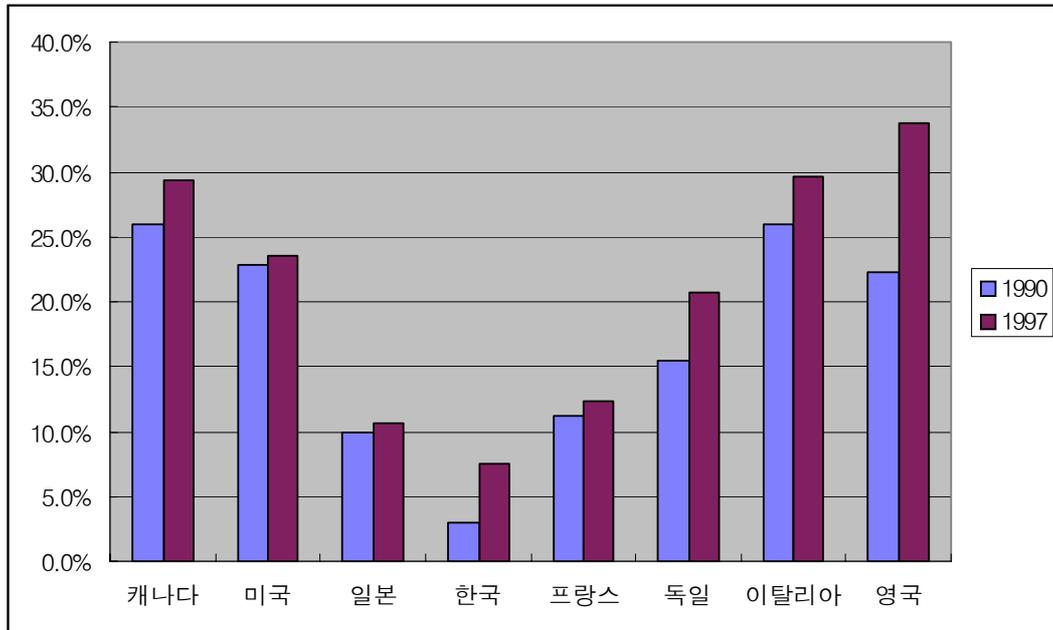
그러나 현재 발전용 천연가스의 경우 가스발전의 효율향상에 의한 경제성 확보 및 환경적합성 등으로 발전용 천연가스의 소비가 증가추세에도 불구하고 수급조절을 위한 정책적 목적의 수요 감소와 도시가스 수요의 증가에 따라 전체 천연가스소비에서 차지하는 비중은 점차 감소하고 있는 추세여서 발전용 천연가스 수요 증대를 통한 천연가스 시장의 수급조절 효과는 점차 둔화되고 있는 실정이다. 또한 발전연료로서의 자체적인 수요 증가는 다른 한편으로는 천연가스 수요의 불확실성을 증폭시키는 요인으로 작용하는 측면도 있다. 이는 현재의 에너지가격체제 하에서 천연가스 발전이 상대적으로 고정비용 측면에서는 유리하나 변동비용 측면에서의 경쟁력이 부족, 전력수요가 안정적인 기저부하나 중부하대 보다는 수요의 발생 시점이나 발생량 자체에 불확실성이 높을 수밖에 없는 첨두부하용으로서의 역할이 강조되고 있는 데서 비롯된다. 따라서 경제급전원칙에 입각하여 천연가스 발전설비가 동되는 경우 발전연료로서의 천연가스 수요는 발생량이나 발생 시점 측면에서 그만큼 불확실성이 높을 수밖에 없게 된다고 볼 수 있다. 이와 같은 현상은 IMF 이후 전력수요의 감소에 따른 발전용 천연가스의 수요 급감으로 천연가스 시장의 수급 불안정성이 증폭되었던 사실을 통해서도 확인된다.

## 5.2.2 환경비용 내재화에 따른 발전용 천연가스 수요 전망

향후 국내외적으로 에너지 이용에 따른 환경부하에 대한 실질적인 규제 강화가 이루어질 경우 발전부문에서의 에너지이용 구도에는 적지 않은 변화가 나타날 것으로 전망된다. 특히 환경부하가 상대적으로 낮을 뿐 아니라 전력수요 변화에 대한 대응능력이 상대적으로 우수한 것으로 평가되는 천연가스발전의 경우 산업자원부의 계획대로라면 전원구성과 발전량 측면에서 향후 지속적으로 비중이 낮아지는 것으로 되어 있으나, 탄소세 도입 등 에너지원 사용에 따른 환경비용이 적절하게 내재화되는 방향으로 환경규제가 강화될 경우를 감안할 때 화석연료인 석탄에 비해 다소 저 평가되어 있는 측면이 있다고 판단된다.

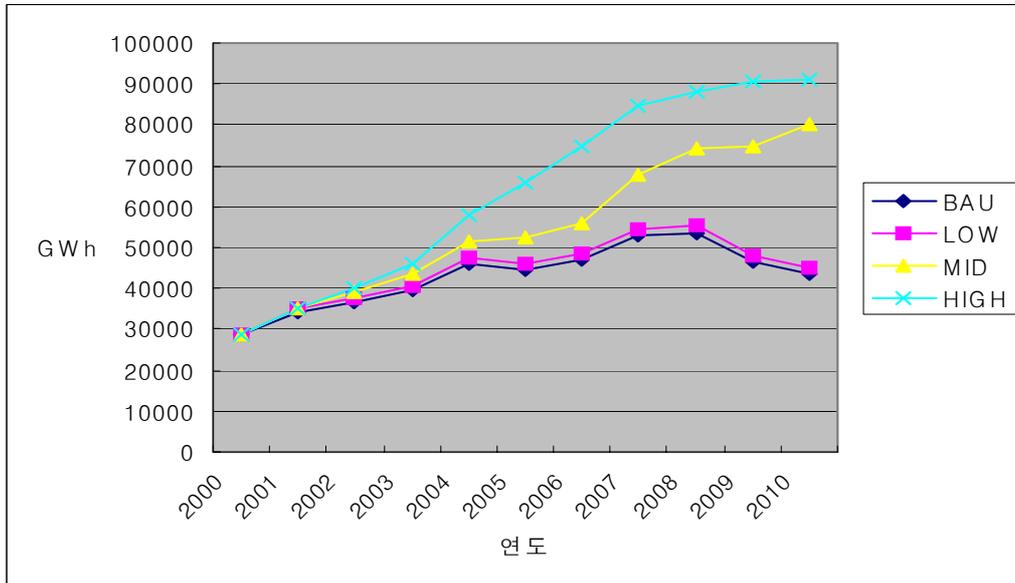
이와 관련하여 외국의 경우 발전부문에 있어서 천연가스의 비중이 우리나라에 비해 상대적으로 높은 수준이며 그 비중 자체가 꾸준히 증대되는 추세인 점에 주목할 필요가 있다. 특히 미국, 영국, 독일 등 OECD 각국에 있어서 발전량중 천연가스가 차지하고 있는 비중은 계속 증가하고 있으며 20%를 상회하고 있다. 이러한 천연

가스의 역할증대는 원자력, 수력 등 비 화석연료의 역할이 작은 국가일수록 두드러지게 나타나고 있으며, 기후변화협약에 따른 온실가스 규제에 따라 더욱 커질 것으로 예측된다.



[그림 IV-10] 국가별 발전부문 천연가스 비중 추이

이러한 인식을 바탕으로 본 절에서는 환경비용이 발전원가에 반영될 경우 국내 발전용 1차에너지 시장에 어떠한 영향을 미칠 것인가를 구체적으로 분석해 보고자 한다. 이미 언급한 바와 같이 환경비용의 발전원가에 내재화될 경우 에너지원별 발전량에 미치는 영향을 분석하기 위해서는 개별 발전설비의 운영단계에서의 연료 선택 및 가동을 결정 등의 구체적 의사결정에 어떠한 영향을 미치는가에 대한 분석뿐 아니라 환경비용의 반영에 따른 전원구성의 변화내용도 감안되어야 한다. 그러나 환경비용 내재화가 전원구성에 미치는 영향을 파악하기 위해서는 기존의 발전설비는 물론 향후 도입 가능한 신규 발전설비의 기술경제적 특성에 대한 구체적인 정보가 필요하며, 본 연구의 연구자원을 감안할 때 이러한 수준의 분석을 하는 것은 현실적으로 불가능하다. 따라서 본 고에서는 전원구성이 현재와 같은 방식으로 이루어진다고 가정하고 환경비용 내재화에 따라 개별 발전설비의 발전연료 선택 및 가동 결정이 어떻게 영향을 받는가를 중심으로 에너지원간 발전량의 변화 추이를 제한적으로 분석해 보고자 한다. 구체적으로, 산업자원부의 제5차 장기전력수급계획에서 제시된 전원구성계획 및 전력수요 예측 결과를 전제 조건으로 설정, 환경세 도입 시나리오에 따라 에너지원별 발전량이 동 계획상의 발전량 계획과 어떻게 달라지는가를 시뮬레이션분석을 이용하여 추정해 보았다.



[그림 IV-11] 시나리오별 천연가스 발전량 추이

위의 그림은 제5차 장기전력수급계획에서의 전원구성 및 전력수요 예측결과를 토대로 환경비용이 반영되지 않을 경우의 천연가스 발전량(BAU) 추이와 환경세 도입 시나리오별(Low, MID, HIGH) 천연가스 발전량 추이를 나타낸다.<sup>24)</sup> 시나리오별로 볼 때, 저비용 시나리오(Low)의 경우 BAU의 약 589만톤과 비교할 때 천연가스 발전량이 607만톤으로 다소 증가하기는 하나(2010년 기준 약 3% 증가) 그 차이는 크지 않은 것으로 나타났다. 반면 중비용(MID) 및 고비용(HIGH) 시나리오의 경우 천연가스 발전량이 BAU하에서의 발전량 전망치와 비교할 때 각각 1,043만톤과 1,207만톤으로 상당히 증가(2010년 기준 77%, 105%)하는 것으로 분석되었다. 고비용 시나리오의 경우 향후 약 7-8년동안 천연가스 발전량이 급속하게 증가하다가 이후 발전량에 큰 변화가 없는 것으로 나타나고 있는데, 이는 환경비용이 내재화됨에 따라 발전연료로서의 천연가스의 경쟁력이 상대적으로 좋아지면서 천연가스 발전설비의 이용율이 급속하게 제고되어 일정 시점 이후 이용율이 최대 수준에 다다랐기 때문으로 해석된다. 따라서 본 분석에서는 고려되지 않았지만 환경비용 내재화에 따른 전원구성의 변화 가능성까지 감안할 경우 환경비용의 반영 정도가 연차적으로 확대됨에 따라 천연가스 발전량은 지속적으로 확대되는 패턴을 보일 것으로 예상된다. 또한 저비용 시나리오와 중비용 이상의 시나리오간

24) 본 연구에서 제시하고 있는 기준안인 BAU하에서의 발전량 수치는 제5차 장기전력수급계획상의 전력수요 예측과 전원구성에 대한 기본적인 내용만을 전제로 경제적인 기준에 입각하여 확률적 시뮬레이션 모형에 의해 별도 산정된 결과로서 경제적 기준 뿐 아니라 다양한 정책목표를 종합적으로 반영한 제5차 장기전력수급계획상의 발전량 계획과는 다소 차이가 존재한다.

의 결과가 많은 차이를 보이고 있는데, 중비용 및 고비용 시나리오의 경우 환경비용 내재화의 정도가 커서 천연가스와 타 에너지원간 상대적인 경제성 구조를 근본적으로 변화시키는 결과로 작용, 천연가스 발전량의 규모가 급격하게 확대되는 것으로 나타난 반면 저비용 시나리오의 경우 에너지원간 상대적인 경제성을 근본적으로 변화시킬 만큼 환경비용이 충분히 고려되지 못했기 때문으로 해석된다.

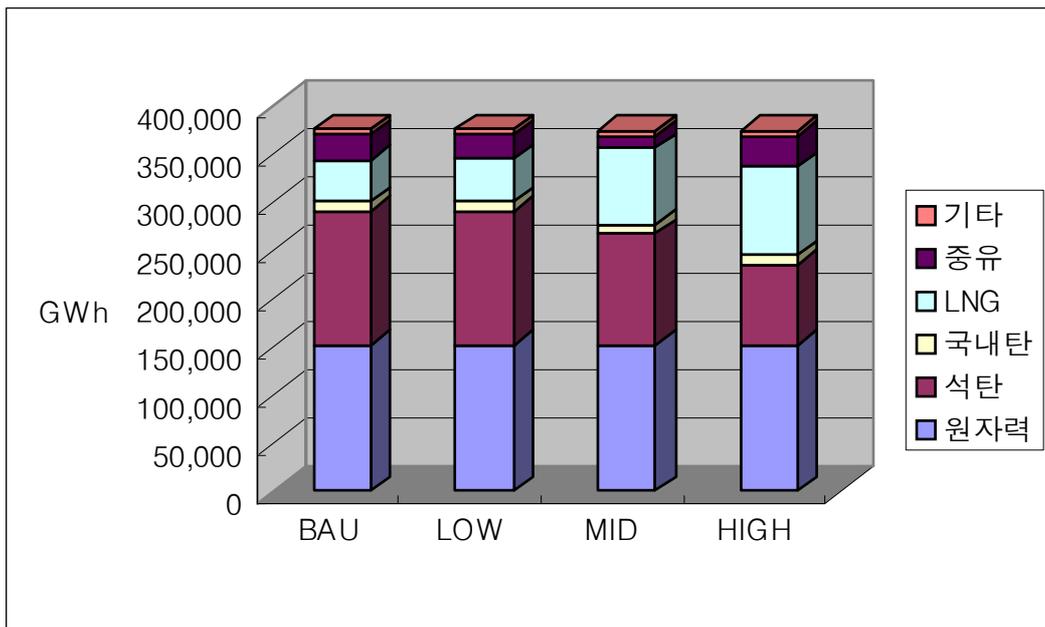
환경비용이 내재화됨에 따라 발전부문에서의 에너지원간 경쟁구조가 상대적으로 천연가스에 유리한 방향으로 변화될 수 있음은 에너지원간 발전량의 상대적인 비중 변화를 통해 보다 분명하게 확인된다. 다음 그림은 2010년을 기준으로 할 때 BAU에서의 에너지원간 발전량 구성과 각 시나리오별 에너지원간 발전량 구성을 비교하여 나타내고 있는데, 환경비용 내재화에 따라 천연가스의 구성비가 상대적으로 높아짐을 알 수 있다. 에너지원별로 볼 때, 원자력의 경우 환경비용의 반영 여부와 관계없이 일정한 비중을 점유하고 있는 것으로 나타났는데 이는 원자력 발전에 따른 직접적인 외부 환경비용이 낮기 때문에 환경비용 내재화와 무관하게 발전부문에서의 원자력이 갖는 특성에는 변화가 나타나지 않기 때문으로 풀이된다. 국내탄의 경우 변화가 없는 것으로 나타난 것은 국내탄의 경제성이 일정하게 유지되어서라기보다는 일정량의 국내탄 활용을 전제로하는 제5차 장기전력수급계획상의 정책적 고려가 환경세 도입 시나리오 하에서도 그대로 존속한다고 가정하였기 때문이다. 이와는 달리 석탄과 천연가스의 경우 상대적인 비중에 있어서 많은 변화가 나타나는 것을 알 수 있다. 우선 상대적으로 환경친화성이 낮은 연료로 평가되는 석탄의 경우 2010년 기준 장기전력수급계획 상의 석탄 발전량의 상대적 비중이 전체 발전량의 약 36.7%를 차지하는 것으로 되어 있으나 중비용 시나리오의 경우 약 30.6%, 고비용 시나리오 하에서는 약 22.1% 정도로 그 비중이 급격하게 낮아지고 있다. 반면 천연가스의 경우 장기전력수급계획상의 발전량은 전체의 약 11.5%로 계획되어 있으나 환경세가 도입될 경우 저비용 시나리오의 경우 11.9%, 중비용 및 고비용 시나리오의 경우 각각 21.3% 및 24.3%로 비중이 증가될 것으로 분석되어 석탄과 정 반대되는 현상을 보이고 있다. 한편 중유의 경우는 장기전력수급계획상의 비중이 전체 발전량의 약 7.1%로 나타난 반면 중비용 시나리오의 경우 3.3%, 고비용 시나리오가 적용될 경우 약 8.8% 수준으로 비중이 변화되는 것으로 나타났다. 이와 같은 발전량 변화는 중비용 시나리오의 경우 천연가스로 대체되다가 고비용 시나리오 하에서는 천연가스의 이용율이 한계에 달함에 따라 석탄발전을 대체하면서 역할이 확대되기 때문으로 해석해 볼 수 있다. 그러나 전술한 바와 같이 환경비용 내재화에 따른 전원구성의 변화를 감안할 경우 천연가스설비의 비중이 본 연구에서 상정한 것보다 더 높게 되는 반면 중유 발전설비의 비중은 낮아지게 될 가능성이 높아 사실상 중유 발전량은 본 연구에서의 분석 결과에 비해 오히려 낮아지게 될 가능성이 높다고 볼 수 있다. 따라서 환경비용이 일정 수준 이상 에너지가격에 반영될 경우 석탄발전의 경쟁력이 급격히 하락하는 대신 천연가스발전이 상대적으로 경쟁우위를 갖게되어 기존 석탄발전을 대체할 가

능성이 높다는 해석이 가능할 것으로 보인다.

<표 IV-19> 시나리오별 전원별 발전량 구성(2010년)

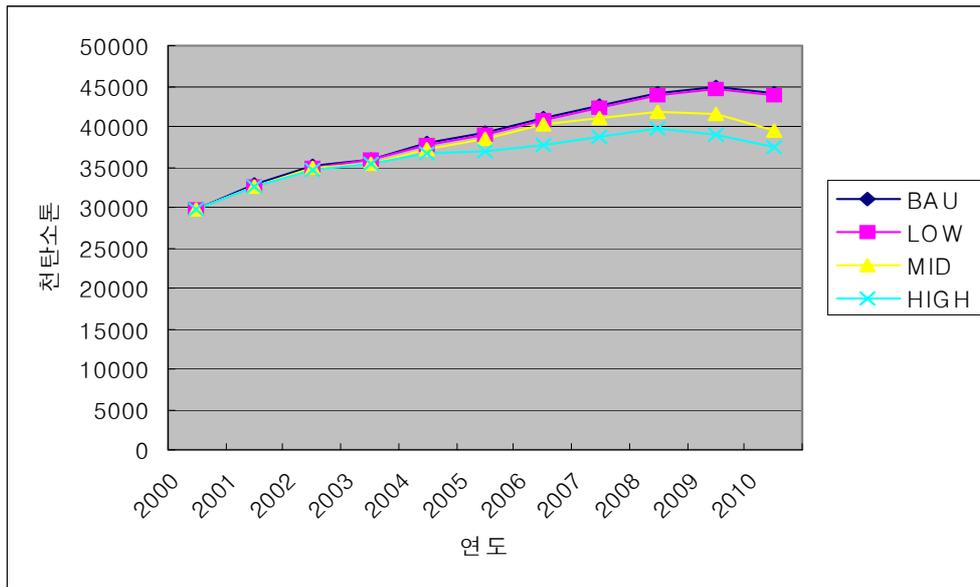
단위: GWh

시나리오	원자력	석탄	국내탄	천연가스	중유	기타	합계
BAU	153,156	138,436	9,765	43,328	26,620	5,562	376,867
LOW	153,155	138,435	9,764	44,976	24,973	5,562	376,865
MID	153,156	115,183	9,750	80,063	12,533	5,539	376,224
HIGH	153,156	83,120	9,765	91,307	33,271	5,535	376,154
비중(%)							
BAU	40.6%	36.7%	2.6%	11.5%	7.1%	1.5%	100.0%
LOW	40.6%	36.7%	2.6%	11.9%	6.6%	1.5%	100.0%
MID	40.7%	30.6%	2.6%	21.3%	3.3%	1.5%	100.0%
HIGH	40.7%	22.1%	2.6%	24.3%	8.8%	1.5%	100.0%



[그림 IV-12] 시나리오별 전원별 발전량 구성(2010년)

발전부문에서의 환경비용 내재화에 따른 이와 같은 에너지원간 경쟁구조의 변화는 결과적으로 발전부문에서의 환경친화적인 에너지 이용패턴을 정착시키는 데에 결정적인 기여를 할 것으로 기대된다. 구체적으로, 환경비용이 내재화되는 시나리오별로 이산화탄소 배출량이 어떻게 달라지는가를 살펴보면 다음의 그림과 같다.



[그림 IV-13] 시나리오별 이산화탄소 배출량 추이

<표 IV-20> 발전부문의 오염물질 배출량(2010년)

	먼지	SO <sub>2</sub>	CO	HC	NOx	CO <sub>2</sub>
BAU	55,191	334,586	25,216	3,326	252,533	43,992
LOW	54,970	332,185	25,141	3,282	251,570	43,839
MID	45,732	270,349	24,765	2,758	222,946	39,445
HIGH	37,971	239,001	25,924	3,043	205,056	37,352
저감율						
LOW	0.4%	0.7%	0.3%	1.3%	0.4%	0.3%
MID	17.1%	19.2%	1.8%	17.1%	11.7%	10.3%
HIGH	31.2%	28.6%	-2.8%	8.5%	18.8%	15.1%

주) 단위는 톤임. 단, CO<sub>2</sub>는 천탄소톤임.

우선 BAU에서의 발전량은 계획기간 중 2000년 251,781GWh에서 2010년 384,173GWh로 전력수요 성장을 효과적으로 부응하는 수준으로 증가할 것이며, 그에 따라 이산화탄소배출량은 2000년 약 30000천탄소톤에서 2010년 43,992천 탄소톤으로 증가할 것으로 전망된다. 저비용 시나리오에 의해 환경비용이 내재화될 경우 이산화탄소 배출량의 증가는 BAU에서의 발전 시나리오와 큰 차이가 없을 것으로 분석되나, 환경비용이 일정 수준 이상 에너지가격에 반영되는 중비용 및 고비용 시나리오 하에서 발전부문에서의 이산화탄소 배출량은 2010년 기준 각각 39,445천 탄소톤과 37,352천탄소톤으로 나타나고 있다. 이같은 사실은 중비용 및 고비용 시나리오와 유사한 수준으로 환경비용이 에너지가격에 내재화될 경우 장

기전력수급계획상의 전체 발전량 계획을 유지하면서도 이산화탄소 배출량을 2010년 기준 각각 10.3%와 15.1% 정도 감축할 수 있다는 것을 시사한다. 이같은 결과는 다른 오염물질인 먼지, SO<sub>2</sub>, CO, HC, NO<sub>x</sub> 등에서도 유사하게 나타나는 것을 알 수 있다.

이 같은 결과는 외국의 유사 연구결과를 통해서도 확인되는데, 미국 전력산업에 있어서 탄소세 부과시의 발전량 변화에 대한 Burtraw 외(1999)의 연구에 따르면 \$10-25/톤의 탄소세 부과시 가스발전의 비중은 1.65-3.52배 수준으로 대폭 증가하는 것으로 나타나고 있다. 또한 이러한 탄소세 부과 시나리오 하에서 NO<sub>x</sub> 저감에 따른 부수적 건강편익이 \$255-619백만에 달하는 것으로 보고되고 있다.

<표 IV-21> 시나리오별 기준안에 대한 탄소세 부과시의 발전 비율 (미국)

	저(低) 자본비용 시나리오		고(高) 자본비용 시나리오	
	10	25	10	25
탄소세 (\$/톤)	10	25	10	25
가스 발전	1.65	3.52	2.06	3.48
석탄 발전	0.87	0.53	0.79	0.49
비수력 재생가능 발전	1.00	1.10	1.04	0.94

자료원: Burtraw 외(1999)

<표 IV-22> 2010년 전력부문 탄소세에 기인한 NO<sub>x</sub> 배출 저감으로 발생하는 부수적 건강편익 (HAIKU/TAF 이용, 1996년 달러)

	저(低) 자본비용 시나리오		고(高) 자본비용 시나리오	
	10	25	10	25
탄소세 (\$/톤)	10	25	10	25
배출 감축량				
탄소 (백만톤)	71	246	105	258
NO <sub>x</sub> (천톤)	337	952	422	955
NO <sub>x</sub> 관련 건강효과(백만\$)				
질병율	52	130	53	103
사망율	203	489	210	439
계	255	619	263	542
톤당 NO <sub>x</sub> 관련 건강효과(\$)				
질병율	0.7	0.5	0.5	0.4
사망율	2.9	2.0	2.0	1.7
계	3.6	2.5	2.5	2.1

자료원: Burtraw 외(1999)

### 5.2.3 전력산업 구조개편과 향후 발전용 천연가스 수요여건 변화

향후 전력산업의 구조개편이 정부의 계획대로 진행될 경우 발전용 천연가스의 안정적인 수급에 부정적인 영향을 미칠 가능성이 높다. 전력산업의 구조개편은 구체적인 계획 추진에 있어 여러 가지 불확실한 측면이 존재하는 것이 사실이지만 기본계획에 비추어 볼 때 발전용 천연가스 수요와 관련하여 적지 않은 변화를 초래할 것으로 보인다.

<표 IV-23> 전력산업 구조개편 단계별 주요 특징 및 예상 기대효과

구조개편단계	단계별 주요 특징	단계별 구조개편 예상 효과
발전경쟁단계 (1999-2002)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 발전경쟁 실시</li> <li>· 발전부문 민영화 및 독립법 인화</li> <li>· 발전입찰제 실시</li> <li>- 배전부문 분할 및 민영화 개시</li> <li>- 독립규제기관 설립</li> <li>- 대수용가에 대한 전력직거래 허용</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 발전회사간 경쟁 및 민간참여 확대로 경영합리화</li> <li>· 조직관리 및 운영의 효율화</li> <li>· 운영비용의 감축(재고관리, 수선유지비, 물류비용 등)</li> <li>· 발전사업과 무관한 시설/사업의 매각</li> <li>- 전력직거래 부분 허용으로 대수용가 요금인하요인 발생</li> <li>- 합리적 전력소비구조로 전환 개시</li> </ul>
도매경쟁단계 (2003-2009)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 도매경쟁 실시</li> <li>· 발전회사와 배전회사의 자유경쟁에 의한 전력거래제도 허용</li> <li>· 배전회사는 관할지역의 배전망을 운영하고 자체적인 전기요금 체계 구축</li> <li>- 전력직거래 범위의 점진적 확대</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 발전부문의 경쟁력 강화</li> <li>· 발전부문의 민영화 및 독립법인화로 효율성 추가 개선</li> <li>· 배전부문에서의 경쟁압력으로 발전부문의 효율성 지속적 증가</li> <li>· 전원개발투자 합리화 효과 반영</li> <li>- 송전망 관리 및 건설투자의 효율성 향상</li> <li>- 배전부문의 분할 및 민영화 완료로 효율성 증가</li> <li>- 새로운 전력상품의 등장 및 소비자 서비스 개선</li> <li>- 풀시장 운영 및 전력거래와 관련된 산업활동 육성</li> <li>- 전력직거래 범위의 확대로 요금인하 압력지속</li> </ul>
소매경쟁단계 (2009-)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 소매경쟁 실시</li> <li>· 배전망 개방, 배전부문 지역독점 해제</li> <li>· 소비자조합, 전력전문 판매업체 등 새로운 형태의 전력업체 등장</li> <li>· 소비자의 선택권 확립에 따른 소비자 주권 실현</li> <li>- 전력직거래 범위의 확대 및 완전자유화</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 소비자 선택과 서비스의 지속적 향상</li> <li>- 새로운 사업체의 등장과 이에 따른 전력산업 부가 가치의 확대</li> <li>- 경쟁효과의 확산 및 효율 향상</li> </ul>

자료원: 한국전력공사, 전력산업 구조개편 관련 100문 100답 자료, 1999

우선 전력의 송·배전과 발전부문을 분리하여 현재의 한전이 송배전을 담당할 경우 연료구입 문제를 송배전을 담당하는 한전이 담당할 것인지 아니면 실질적인 경쟁이 가능한 형태로 분리된 발전 자회사가 담당할 것인지에 따라 2006년까지로 되어 있는 현재 한전과 가스공사간의 가스매매계약 처리에 따른 자회사간 계약물량

의 분담 등의 문제가 우선적인 현안으로 대두될 가능성이 있다.

또한 발전부문의 경쟁 도입에 따라 전력거래를 위한 풀(Pool)시스템이 도입될 경우 발전원가 수준에 따라 전력공급의 우선순위가 결정되는 등 전력수급과 급전운용이 시장기능에 의해 이루어지는 것을 의미하게 되는데, 이 경우 비록 2006년까지의 한전과 가스공사간의 계약에 의해 일정 물량의 천연가스 이용이 보장된다 하더라도 현재 천연가스 수급조절을 위한 한전의 천연가스 가격 보조기능이 존속될 지의 문제가 제기될 수도 있을 것이다.<sup>25)</sup>

보다 근본적으로는 발전부문의 경쟁 도입에 따라 시장원리에 의한 전력수급과 급전운용이 이루어짐에 따라 수요의 불확실성이 매우 높은 첨두부하용 발전연료로서 천연가스 발전의 가치가 급속히 상승할 것으로 예측됨에 따른 발전용 천연가스 수요특성의 변화 가능성에 주목할 필요가 있다. 원자력발전의 경우 경쟁체제 도입 이후에도 정책적 고려가 중요한 영역인 점을 감안한다면 전력산업 구조개편은 결국 석탄화력과 천연가스 복합화력 중심의 발전부문 경쟁시장 형성을 촉진시킬 가능성이 높다. 특히 수직적 통합체제인 현행 한전 중심의 운영체제와 비교할 때 경쟁도입 시 개별 발전사업자의 대규모 장기투자 기피 등의 위험 회피 경향이 보다 강화될 전망이다. 결과적으로 천연가스 발전설비에 대한 상대적 선호 경향을 보일 것이 예상된다. 특히 실 시간대의 전력 수급 상황에 따라 전력 발전량과 가격이 결정되는 풀시스템 하에서 첨두부하 발생시간대에서의 천연가스 발전의 역할은 보다 중요해질 것이다. 다만 천연가스 발전의 경쟁력이 첨두부하가 발생하는 시간대에 한정되는 측면이 있으므로 저장설비 등 천연가스의 유연한 사용을 가능하게 할 수 있는 인프라가 구축되지 않는다면 필요 이상의 발전용 천연가스 소비를 야기하여 천연가스 수급상황을 오히려 악화시킬 수 있는 측면도 존재하는 것이 사실이다.<sup>26)</sup>

결론적으로 향후 발전용 천연가스 수요는 천연가스 수급조절이라는 단순한 정책 목적에 의한 부분은 상대적으로 감소할 것으로 전망되는 가운데 천연가스 발전설비의 지속적인 효율 개선을 바탕으로 환경친화성, 첨두부하에 대한 유연한 대응능력, 설비투자 측면의 비교우위 등의 경쟁력이 보다 확대되면서 풀시스템 도입 등 발전부문 경쟁체제로의 전환에 따른 발전연료로서의 자체적 수요는 보다 증대될 것으로 전망된다. 다만, 이러한 발전연료로서의 자체적 수요 증가는 상대적으로 불확실성이 높은 전력수요의 첨두부하 시간대에 한정된 경쟁력 확보를 전제로 하는 것이므로 발전용 천연가스 수요 자체의 불확실성 증가를 내재하는 것으로 이해되어야 하며 이에 대한 대책 마련이 요구된다 하겠다. 아울러 전력산업의 구조개편에 따른 기존의 한전과 가스공사간의 계약 처리 문제, 기존 한전이 수행하던 천연가스에 대한 암묵적 가격 보조 문제 등에 대한 제도적인 보완도 전력산업 구조개편의 틀에서 동시에 다루어져야 할 문제로 판단된다.

25) 에너지경제연구원(1999), 전계서

26) 최성수(1999), 전계논문

## 6. 상 업

### 6.1 상업·기타부문의 모형화

본 모형에서 상업·기타부문은 전체상업·기타부문으로 서비스 제공량과 에너지 소비량과의 관계를 도출해내어 장래의 서비스수요량의 시나리오하에서, 최적기술의 조합에 의한 에너지소비량을 시뮬레이션 하였다.

서비스분야로서는 냉방, 주난방·온수, 보조난방, 취사, 조명, 동력, 기타를 설정하였다. 상업·기타부문에서는 하나의 서비스기기가 하나이상의 서비스원으로부터 하나 이상의 서비스를 동시에 제공하고 있는 특징을 갖고 있다.

서비스량은 바닥면적을 기준으로 산정하였다. 즉, 기준년도의 각서비스는 분야의 에너지소비량이 당해분야의 『단일서비스량』에 해당한다. 국내상업·기타부문의 서비스량은 바닥면적을 곱하여 구하였다.

### 6.2 상업·기타부문의 주요입력자료 내역

#### 6.2.1 기술데이터

##### 가. 상업·기타부문서비스의 분류

상업·기타부문의 서비스는 에너지소비의 결과로서 나타나는(혹은 기대되는) 효율을 나타낸다. 상업·기타부문에서의 서비스량의 단위는 용도(즉, 냉방·주난방, 온수·보조난방 등)에 따라 정의된다.

##### 가) 기준서비스량

서비스량은 바닥면적에 비례한다고 가정한다. 조명, 동력 등에 사용되는 기술에 관해서는 기준년에 있어서 단위면적당 소비에너지를 단위서비스량으로 한다. 냉방, 주난방·온수, 보조난방에 사용되는 기술은 기준년에 있어서 단위면적당의 에너지소비량에 각각의 효율을 곱한 것을 단위서비스량으로 한다.

$$\text{기준서비스량]} = \sum\{[\text{기준년의 단위면적당 용도별 에너지 소비량}] \\ \times [\text{각종연료효율(연소효율 or cop등)}]\} \times [\text{바닥면적}]$$

나) 냉방

냉방의 에너지소비량 = {냉방용도의 단위면적당[전력사용량]×[cop]+[가스사용량]×[연소효율]+[석유사용량]×[연소효율]}×[바닥면적]

이와같은 방법으로 냉방의 서비스량을 산정한 결과는 다음 표와 같다.

<표 IV-24> 냉방의 서비스량의 산출

서비스량	바닥면적 10 <sup>6</sup> m <sup>2</sup>	용도별 연료별 소비량					효율					기준 서비스량
		전력		경유	중유	도시 가스	전력		경유	중유	도시 가스	
		에어콘	냉동기				에어콘	냉동기				
냉방	251	13.17	8.07	0.12	0.16	3.27	2.21	2.19	1.20	1.14	1.03	1267.9

다) 기타

냉방과 동일한 방법으로 산정하였다.

나. 각 용도별 각 기기의 소비에너지량과 서비스(제공)량

다음에는 각 에너지 용도(냉방, 주난방·온수, 취사 등)별로 선정대상이 되는 기기에 관한 정보의 집계를 하였다. 집계하는 정보는 각 기기의 에너지소비량과 그 효율, 가격 및 사용년수이다. 현재 상업·기타부문에 있어서 사용되어지는 각 기기의 비율을 고려한 평균치를 산정하는 것이 바람직하지만, 자료조사의 난이도 등에 의해 그 기기의 대표적인 모형의 자료를 사용하였다.

각 용도별로 대표기기의 에너지소비량, 서비스제공(공급)량, 가격, 사용년수를 나타내었다. 단, 가격에 대해서는 『표시가격』을 사용해, 그 가격과 실제의 판매가격과 다를수가 있다. 단, 기술선택이 없는 서비스종의 기술로 가격자료를 얻을 수 없는 기기에 대해서는 가상의 값을 이용하였다.

또한 『서비스제공(공급)량』이라고 하는 것은 각 기기서비스수요를 어느 정도만 족하는 가를 나타내는 것으로 예를 들면 1대의 콘덴싱보일러가 1년간에 제공하는 주난방·온수 칼로리량이 7,722(천Mcal)이면 콘덴싱보일러의 서비스량은 7,722이다. 가장 점유율이 큰 회사의 대표적모형을 대표모형로서 선정하였다.

가) 냉방 - 에어컨

대표적인 기기에 대표되어져있는 냉방능력으로부터 소비에너지량을 산정한다. 또한 소비에너지량의 대표기기1대의 서비스량(즉, 『단위서비스량』)에 대한 비율로

부터 대표기기 서비스제공량을 산정했다. 냉방시간은 아래와 같이 산정하였다.

산정예) 1. 대표기기 소비에너지량

$$= \text{표시되어있는 에너지소비량} \times \text{기기의 연간사용시간}$$

$$= 113,907(\text{kcal/hr}) \times 939.5(\text{hr/년}) = 1070.1(103\text{Mcal/년})$$

2. 대표기기의 서비스(제공)량

$$= \text{냉방능력} \times \text{기기의 연간 사용기간}$$

$$= 250,000(\text{kcal/년}) \times 939.5(\text{hr/년}) = 2346 \text{ 서비스}(103\text{Mcal/년})$$

<표 IV-25> 냉방시간

	업무	상업	숙박	병원	기타	합계
보유현황(천대)	1362	4668	6918	252	1817	15017
년간가동시간	1083	780	1088	809	694	939.5

나) 주난방·온수

대표적인 기기에 표시되어 있는 난방능력으로부터 소비에너지량을 산정한다. 또한 이 소비에너지량의 대표기기1대의 서비스량, 즉 『단위서비스량』에 대한 비율로부터 대표기기의 서비스제공량을 산정했다. 산정방법은 냉방에 관한 산정과 동일하다. 난방사용기간은 1200시간으로 설정하였다

다) 기타

주난방·온수에서 산정한 방법과 동일하다.

라) 열병합발전

다음과 같은 에너지관리공단 자료, 일본의 열병합 자료를 종합하여 관련 데이터를 작성하였다.

<표 IV-26> 일본의 열병합발전효율과 연료소비

종류	에너지원	발전효율	1kWh당 연료소비
경유엔진	중유	30-40	0.25 ~ 0.33 (ℓ)
	등유	30-40	0.26 ~ 0.35 (ℓ)
가스엔진	LPG	25-30	0.26 ~ 0.31(Nm³)
	천연가스	28-33	0.26 ~ 0.31 (kg)
가스터빈	등유	15-25	0.42 ~ 0.70 (ℓ)
	중유	15-25	0.40 ~ 0.67 (ℓ)
	LPG	15-25	0.31 ~ 0.52 (kg)
	천연가스	15-25	0.34 ~ 0.57(Nm³)

<표 IV-27> 일본의 설비비 단가

(단위 : 천 Yen/kW)

용량	경유엔진		가스터빈	
	발전	열회수설비	발전	열회수설비
100kW	200	240		
300kW	170	200	300	350
1,000kW	140	160	190	120
3,000kW	100	120	170	180

산정예) 1. 대표기기 소비에너지량

$$= \text{대표기기 에너지소비량} \times \text{기기의 연간 사용시간}$$

$$405(\text{Nm}^3) \times 5,000(\text{hr/년}) = 21,263(\text{Mcal/kW} \cdot \text{년})$$

2. 대표기기의 서비스(제공량)

1) 발전량

$$270(\text{kW}) \times 5,000(\text{hr/년}) = 5,741(\text{Mcal/kW} \cdot \text{년})$$

2) 배열회수량

$$2,253,825(\text{kcal/h}) \times 5,000(\text{hr/년}) = 11,269(\text{Mcal/kW} \cdot \text{년})$$

<표 IV-28> 상업·기타부문의 기술자료

용도	기기명	연료	가격 (만원)	수명 (년)	서비스량 (서비스)	에너지소비량 (103Mcal)
냉방	천연가스열병합발전(전력중심)	천연가스	160.6	30	3.81	10.392
	천연가스열병합발전(열중심)	천연가스	131.5	30	22.16	15.225
	에어콘	전기	247.0	6	57.30	2.590
	냉동기	전기	4130.0	10	2345.63	107.01
	고효율에어콘	전기	254.7	6	57.30	2.072
	흡수식냉온수기(경유)	경유	8140.0	10	4129.83	343.125
		전기	8140.0	10	4129.83	10.543
	흡수식냉온수기(중유)	중유	8140.0	10	4129.83	362.722
		전기	8140.0	10	4129.83	10.543
	흡수식냉온수기(천연가스)	천연가스	8140.0	10	4129.83	402.46
		전기	8140.0	10	4129.83	10.543
	흡수식냉온수기(등유)	등유	8140.0	10	4129.83	362.722
전기		8140.0	10	4129.83	10.543	
주난방, 온수	천연가스열병합발전(전력중심)	천연가스	160.6	30	38.131	10.392
	천연가스열병합발전(열중심)	천연가스	131.5	30	54.93	15.225
	흡수식냉온수기(경유)	경유	8140.0	10	5443.2	511.152
		전기	8140.0	10	5443.2	13.468
	흡수식냉온수기(중유)	중유	8140.0	10	5443.2	539.352
		전기	8140.0	10	5443.2	13.468
	흡수식냉온수기천연가스)	천연가스	8140.0	10	5443.2	511.152
		전기	8140.0	10	5443.2	606.06
	흡수식냉온수기(등유)	등유	8140.0	10	5443.2	539.352
		전기	8140.0	10	5443.2	13.468
	석탄보일러	석탄	20500.0	10	38610	6582.24
	경유보일러	경유	3190.0	10	15444	1843.68
	등유보일러	등유	3190.0	10	15444	1843.68
	중유보일러	중유	3390.0	10	15444	1651.32
	천연가스보일러	천연가스	3760.0	10	15444	1801.8
LPG보일러	LPG	3760.0	10	15444	1801.8	
콘덴싱보일러	천연가스	112750.0	10	77220	8227.8	
보조난방	석탄히터	석탄	20.0	5	100	22.0
	경유히터	경유	35.6	5	102	10.231
	등유히터	등유	35.6	5	102	10.231
	천연가스히터	천연가스	24.0	5	51.6	5.664
	LPG히터	LPG	24.0	5	51.6	5.664
	전력히터	전기	84.8	5	9.7	0.97
취사	석탄렌지	석탄	45.0	10	324	32.5
	경유렌지	경유	45.0	10	324	32.5
	등유렌지	등유	45.0	10	324	32.5
	천연가스렌지	천연가스	43.7	10	324	32.5
	LPG렌지	LPG	43.7	10	324	32.4
	전력렌지	전기	40.0	10	200	20.0
	중유렌지	중유	45.0	10	324	32.5

< 상업·기타부문의 기술자료 (계속) >

용도	기기명	연료	가격 (만원)	수명 (년)	서비스량 (서비스)	에너지소비량 (103Mcal)
조명	백열등	전기	0.06	1	1.0	0.152
	형광등	전기	0.15	8	1.0	0.051
	서크라인형광등	전기	0.30	8	1.0	0.076
	고효율형광등	전기	0.30	8	1.0	0.038

<표 IV-29> 상업·기타부문 기술도입현황 (단위: %)

용도	기기명	1995년
냉방	천연가스열병합발전(전력중심)	0.0
	천연가스열병합발전(열중심)	0.0
	에어콘	58.4
	냉동기	35.5
	고효율에어콘	0.0
	흡수식냉온수기(경유)	0.2
	흡수식냉온수기(중유)	0.0
	흡수식냉온수기(천연가스)	5.9
주난방, 온수	흡수식냉온수기(등유)	0.0
	천연가스열병합발전(전력중심)	0.0
	천연가스열병합발전(열중심)	0.0
	흡수식냉온수기(경유)	0.1
	흡수식냉온수기(중유)	0.0
	흡수식냉온수기(천연가스)	3.0
	흡수식냉온수기(등유)	0.0
	석탄보일러	0.3
	경유보일러	51.2
	등유보일러	23.5
	중유보일러	12.9
보조난방	천연가스보일러	6.0
	LPG보일러	3.0
	콘덴싱보일러	0.0
	석탄히터	0.2
	경유히터	22.6
	등유히터	74.0
취사	천연가스히터	1.2
	LPG히터	2.0
	전력히터	0.0
	석탄렌지	1.5
	경유렌지	0.9
조명	등유렌지	3.7
	천연가스렌지	15.6
	LPG렌지	78.3
	백열등	3.1
조명	형광등	93.9
	서크라인형광등	1.1
	고효율형광등	1.8

## 6.2.2 입력자료의 한계

각 서비스기술 기기가 각 서비스분야에 정하는 것이 가능한 최대비율을 다음과 같이 설정했다. 예를 들면 BAU 시나리오 하에서는 주난방·온수용으로 도시가스 보일러를 배관망 등의 현실적인 제약으로 에너지경제연구원의 『기후변화협약 관련 국가보고서 작성 및 대응방안 연구』의 자료를 이용하여 2020년의 최대도입가능성을 56.7%로 하였다. 2010년 제약이 없는 서비스기기에 대해서는 100을 제약조건이 있는 서비스기기에 대해서는 그 제약조건을 사용했다.

## 6.3 시뮬레이션 결과

### 6.3.1 시나리오 설정

시뮬레이션은 다른 부문에서와 같이 기준시나리오(BAU), 저환경세도입 시나리오(LOW), 중환경세도입 시나리오(MID), 고환경세도입 시나리오(HIGH) 등 4개 시나리오에 대하여 실시하였다.

상업·기타부문에 있어서 에너지소비량은 모두 기준년, 기준세대에 있어서 에너지서비스량(단위서비스)을 기초로 하였다. 따라서 냉방, 주난방, 온수 등 각 서비스용도의 서비스수요량이 바닥면적에 비례한다고 가정해, 먼저 기준년에 있어서 국내 전서비스수요량을 산정하였다.

<표 IV-30> 상업·기타부문에 있어서 각 서비스분야별 기준년 서비스수요량

용도	기준년 총에너지소비량 (천TOE)	기준년 총서비스수요량 (서비스)	기준년 기준서비스수요량 (Mcal/m <sup>2</sup> )
냉방	622.8	1,267.9	50.5
주난방·온수	3,820.9	3,269.5	103.3
보조난방	1,474.1	1,407.4	56.1
취사	1,168.0	1,125.0	44.8
조명	1,488.0	2,746.0	109.4
동력	671.0	671.0	26.7
기타	990.0	990.0	39.4
계	10,234.8		

다음에는 서비스수요량의 장래치의 시나리오를 작성하였다. 서비스수요량의 증가는 바닥면적증가에 비례한다고 가정하였다. <표 IV-31> 에는 각서비스용별 서비스수요량의 변화요인과 산정식을 정리하였다.

<표 IV-31> 각 서비스 용도의 수요량 증가(감소) 요소

서비스 용도	서비스수요량의 변화요소, 산정식
냉방	기준년의 서비스량 × 바닥면적
주난방·온수	기준년의 서비스량 × 바닥면적
보조난방	기준년의 서비스량 × 바닥면적
취사	기준년의 서비스량 × 바닥면적
동력	기준년의 서비스량 × 바닥면적
조명	기준년의 서비스량 × 바닥면적
기타	기준년의 서비스량 × 바닥면적

여기에서 서비스수요량의 산정에 사용한 각 변수의 값을 <표 IV-32>에 나타내었다. 1995년의 서비스량을 1로하면 장래의 서비스량 추정식을 다음과 같이 나타낼 수 있다.

<표 IV-32> 상업·기타부문에 있어서 장래의 서비스량 시나리오 >

서비스량	1995	1997	1998	2000	2005	2010
면적(m <sup>2</sup> )	251	284	297	302	408	449
면적(1995년)	1	1.132	1.183	1.203	1.625	1.790
주난방	1	1.132	1.183	1.203	1.625	1.790
보조난방	1	1.132	1.183	1.203	1.625	1.790
냉방	1	1.132	1.183	1.203	1.652	1.790
취사	1	1.132	1.183	1.203	1.625	1.790
동력	1	1.132	1.183	1.203	1.625	1.790
조명	1	1.132	1.183	1.203	1.625	1.790
기타	1	1.132	1.183	1.203	1.625	1.790

### 6.3.2 시뮬레이션 결과

#### 가. 기준 시나리오(BAU)

1995년도의 상업·기타부문에서의 이산화탄소배출량은 약 8.72백만 탄소톤이었던 것이 2010년도에는 15.12백만 탄소톤으로 약 1.73배 증가될 것으로 전망된다. 이와 같은 높은 증가율은 에너지 절약형 기술에 의한 배출저감보다 서비스량 증가에 의한 배출량 증가가 더 크기 때문이다.

<표Ⅳ-33> BAU하에서의 상업부문 기술별 점유율의 변화 (단위: %)

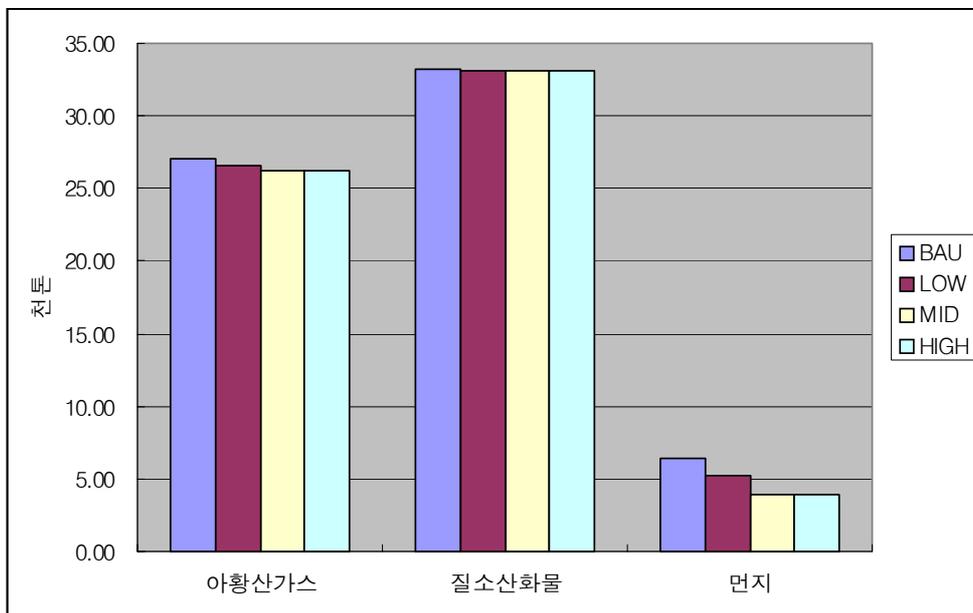
용도	기기명	1995	2000	2010
냉방	천연가스열병합발전(전력중심)	0	0	0
	천연가스열병합발전(열중심)	0	1.78	5.14
	에어콘	57.66	17.38	0
	냉동기	35.06	48.05	70.4
	고효율에어콘	0	16.98	0
	흡수식냉온수기(경유)	0.28	2.22	6.11
	흡수식냉온수기(중유)	0.36	0.29	0.14
	흡수식냉온수기(천연가스)	6.64	11.31	12.2
	흡수식냉온수기(등유)	0	2	6
주난방, 온수	천연가스열병합발전(전력중심)	0	0	0
	천연가스열병합발전(열중심)	0	1.71	4.94
	흡수식냉온수기(경유)	0.14	1.14	3.12
	흡수식냉온수기(중유)	0.18	0.15	0.07
	흡수식냉온수기(천연가스)	3.39	5.78	6.24
	흡수식냉온수기(등유)	0	1.02	3.07
	석탄보일러	0.75	0.6	0.3
	경유보일러	42.65	49.2	56.81
	등유보일러	15.43	7.79	0
	중유보일러	18.28	18.28	18.28
	천연가스보일러	17.92	14.34	7.17
	LPG보일러	1.25	0	0
	콘덴싱보일러	0	0	0
보조난방	석탄히터	0.87	0.7	0.35
	경유히터	26.75	41.4	64.52
	등유히터	68.98	45.65	0.65
	천연가스히터	1.14	12.25	34.48
	LPG히터	2.26	0	0
	전력히터	0	0	0
취사	석탄렌지	2.13	1.7	0.85
	경유렌지	0.97	20.78	45.68
	등유렌지	3.1	22.48	14.21
	천연가스렌지	13.11	21.83	39.26
	LPG렌지	80.69	33.21	0
	전력렌지	0	0	0
	중유렌지	0	0	0
조명	백열등	3.1	0	0
	형광등	93.91	78.52	39.26
	서크라인형광등	1.14	0	0
	고효율형광등	1.85	21.48	60.74

나. 저환경세도입 시나리오(LOW)

저환경세를 도입하면 2010년에 15.05백만 탄소톤으로 BAU 대비 이산화탄소 배출량이 7만 탄소톤, 0.5% 저감되는 것으로 나타났다. 이는 상업부문의 주요기술의 고정비용이 워낙 고가이므로 연료에 대한 환경세도입으로는 크게 변화를 주지 못하는데 기인하는 것으로 추정된다. 또한 천연가스사용 기본기술들은 BAU에서 미리 도입되었다. 예를들면 보조난방과 취사부문이 그러하다. 대기오염물질 배출량은 아황산가스 2만6천톤, 질소산화물 3만3천톤, 먼지 5천톤으로 BAU 대비 1.6%, 0.5%, 18.5% 각각 줄어듦 것으로 예측된다.

다. 중환경세(MID) 및 고환경세(HIGH) 도입 시나리오

중환경세를 도입하면 2010년에 14.91백만탄소톤으로 저환경세 도입 시나리오와 유사한 경향을 보여주고 있다. 대기오염물질의 배출량의 BAU 대비 저감율은 아황산가스 2.9%, 질소산화물 0.6%, 먼지 39.8%로서 먼지의 저감효과가 상대적으로 클 것으로 분석된다. 고환경세 도입의 경우는 중환경세도입 시나리오와 동일하다.



[그림 IV-14] 상업부문의 시나리오별 대기오염물질 배출량(2010년)

<표 IV-34> 상업부문의 시나리오별 기술별 점유율의 변화 (단위: %)

용도	기기명	1995년	2010년			
			BAU	LOW	MID	HIGH
냉방	천연가스열병합발전(전력중심)	0.0	0	0.0	0.0	0.0
	천연가스열병합발전(열중심)	0.0	5.1	5.1	4.9	4.9
	에어콘	57.7	0	0.0	0.0	0.0
	냉동기	35.1	70.4	74.0	74.0	74.0
	고효율에어콘	0.0	0	0.0	7.2	7.2
	흡수식냉온수기(경유)	0.3	6.1	6.1	6.1	6.1
	흡수식냉온수기(중유)	0.4	0.1	0.1	0.1	0.1
	흡수식냉온수기(천연가스)	6.6	12.2	8.7	1.7	1.7
	흡수식냉온수기(등유)	0.0	6	6.0	6.0	6.0
주난방, 온수	천연가스열병합발전(전력중심)	0.0	0	0.0	0.0	0.0
	천연가스열병합발전(열중심)	0.0	4.9	4.9	4.7	4.7
	흡수식냉온수기(경유)	0.1	3.1	3.1	3.1	3.1
	흡수식냉온수기(중유)	0.2	0.07	0.1	0.1	0.1
	흡수식냉온수기(천연가스)	3.4	6.2	4.4	0.8	0.8
	흡수식냉온수기(등유)	0.0	3.0	3.1	3.1	3.1
	석탄보일러	0.8	0.3	0.3	0.0	0.0
	경유보일러	42.7	56.8	58.7	62.8	62.8
	등유보일러	15.4	0	0.0	0.0	0.0
	중유보일러	18.3	18.2	18.3	18.3	18.3
	천연가스보일러	17.9	7.1	7.2	7.2	7.2
	LPG보일러	1.3	0	0.0	0.0	0.0
	콘덴싱보일러	0.0	0	0.0	0.0	0.0
보조난방	석탄히터	0.9	0.3	0.0	0.0	0.0
	경유히터	26.8	64.5	63.2	62.8	62.8
	등유히터	69.0	0.6	2.4	2.7	2.7
	천연가스히터	1.1	34.4	34.5	34.5	34.5
	LPG히터	2.3	0	0.0	0.0	0.0
	전력히터	0.0	0	0.0	0.0	0.0
취사	석탄렌지	2.1	0.8	0.9	0.0	0.0
	경유렌지	1.0	45.6	45.6	46.4	45.3
	등유렌지	3.1	14.2	14.3	14.3	15.5
	천연가스렌지	13.1	39.2	39.3	39.3	39.3
	LPG렌지	80.7	0	0.0	0.0	0.0
	전력렌지	0.0	0	0.0	0.0	0.0
	중유렌지	0.0	0	0.0	0.0	0.0
조명	백열등	3.1	0	0.0	0.0	0.0
	형광등	93.9	39.2	39.3	39.3	39.3
	서크라인형광등	1.1	0	0.0	0.0	0.0
	고효율형광등	1.9	60.7	60.7	60.7	60.7

## V. 천연가스 보급활성화를 위한 제도적 개선방향

본 장에서는 천연가스 보급활성화를 위한 정책수단별 특성을 고려하여 천연가스의 보급을 활성화하기 위한 제도적 개선방향에 대하여 논의하도록 한다. 본 연구에서는 환경적 외부효과의 내부화를 위한 환경세 정책, 총량관리에 기초한 배출권 거래제도 및 직접규제방식인 연료규제의 세가지를 중심으로 검토하고자 한다.

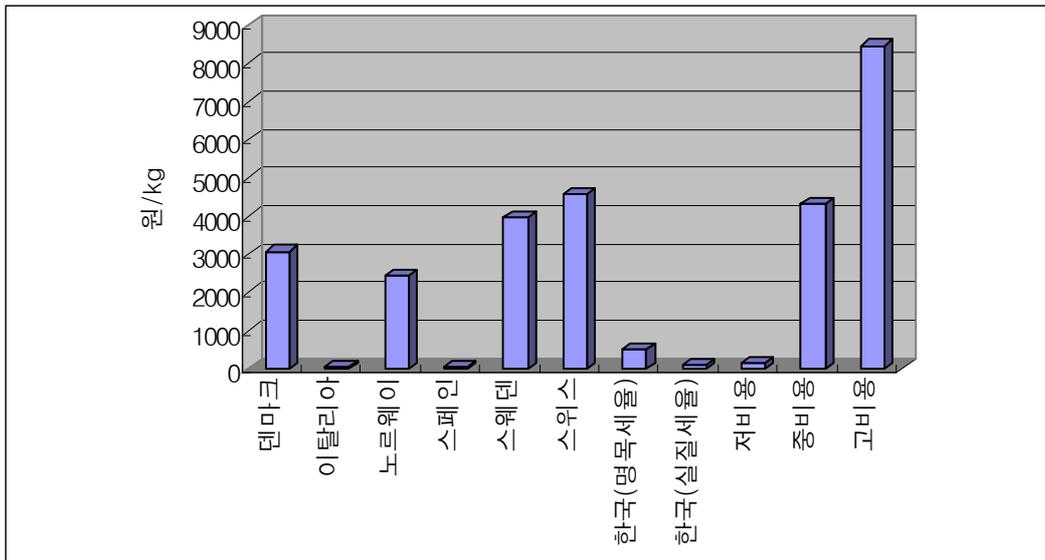
### 1. 환경적 외부효과의 내부화를 위한 환경세 부과

본 연구의 앞부분에서는 환경적 외부효과 비용을 연료가격에 반영시키는 방법을 통해 환경문제의 고려가 천연가스 및 경쟁연료의 소비, 그리고 파생되는 환경 및 경제적 효과에 대하여 살펴보았다. 아황산가스, 먼지, 질소산화물 등 주요 대기오염물질과 대표적 온실가스인 이산화탄소에 대하여 환경오염에 따른 외부효과를 연료세를 통해 가격에 반영할 경우 대기오염물질 및 온실가스의 감축에 상당한 기여를 함을 알 수 있었다. 특히 제시된 세가지 환경비용 시나리오 중 Markandya (UNEP, 1998)에서 제안하고 있는 환경비용 시나리오(본 연구의 고비용 시나리오)하에서는 천연가스의 이용이 증가하고 이에 따라 오염물질의 배출량이 큰 폭으로 감소하는 것으로 분석되었다.

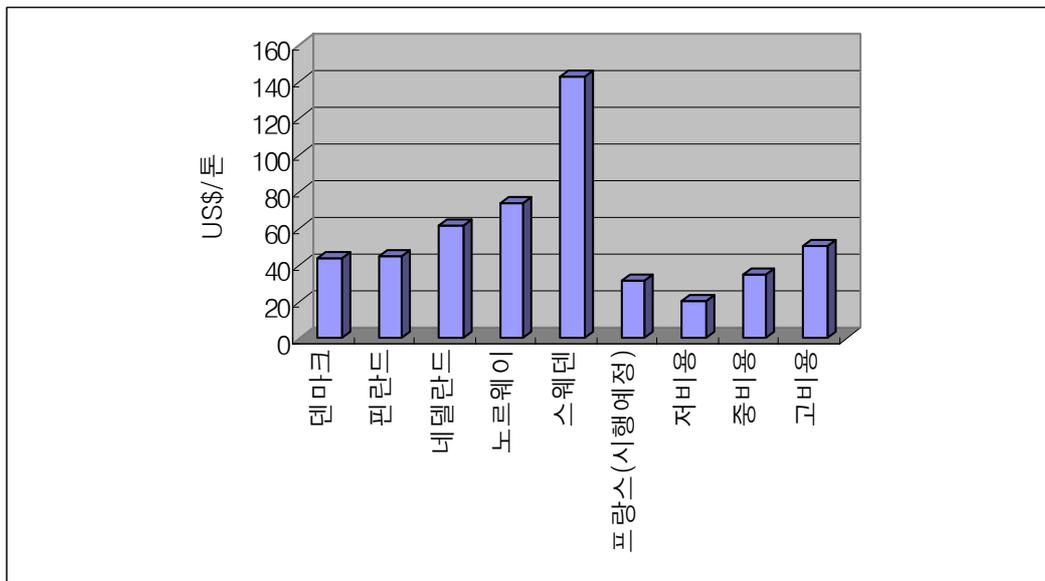
앞에서 살펴본 바와 같이 발전부문의 경우 연료에 대한 환경세의 효과는 중비용 및 고비용 시나리오 하에서 매우 크게 나타나고 있다. 저비용 시나리오(LOW)에 따른 때 오염물질 배출량의 저감율은 0.3 ~ 1.3%인 반면, 중비용 시나리오(MID) 하에서는 먼지의 경우 17.1%를 비롯하여 SO<sub>2</sub> 19.2%, CO<sub>2</sub> 10.3% 등 큰 폭의 저감율을 보이고 있다. 이러한 저감율은 고비용 시나리오(HIGH)로 가면 더 높아지고 있다. 산업부문에 있어서는 환경세의 부가가 천연가스는 물론 부탄가스의 보급을 촉진하는 데에도 큰 효과를 나타냄에 따라 오염물질의 감소폭이 발전부문의 경우보다 더 클 것으로 예측되었다. 상업부문과 수송부문에서는 환경세의 부과효과가 상대적으로 미미할 것으로 보인다.

덴마크, 스웨덴, 이탈리아 등 유럽의 여러나라에서는 오래전부터 SO<sub>2</sub>와 NO<sub>x</sub>를 중심으로 연료세 혹은 배출부과금 제도를 시행하고 있으며, 우리나라에서도 1997년부터 먼지 및 아황산가스에 대한 기본부과금 제도를 시행하고 있다. 앞에서 검토한 세가지 시나리오에 따른 환경세의 부과수준을 국내외에서 시행하고 있는 환경세 부과수준과 비교하면 아황산가스의 경우 다음의 그림과 같다. 덴마크, 노르웨이, 스웨덴, 스위스 등의 국가는 환경비용에 대한 중비용 시나리오 수준의 유효세를 부과하고 있다. 이는 세계적으로 높은 환경세를 부과하고 있는 이들 국가에서

도 고비용 시나리오에 따른 환경세 수준과는 작지 않은 차이가 있음을 보여주는 것이다. 이들 국가의 환경피해에 대한 화폐적 가치가 우리나라의 경우보다 높게 평가되고 있다는 점을 감안하면 환경적 외부효과를 연료가격에 충분히 내재화하지는 못하고 있음을 알 수 있다.



[그림 V-1] 아황산가스에 대한 배출부과금(혹은 연료세) 국가별 부과수준



[그림 V-2] 국가별 탄소세 부과수준 비교

<표 V-1> 유럽국가의 유황세 및 NOx세 현황 (ECU/톤)

국가	대상	오염물질 톤당 세율	연료 단위당 세율
유황세			
덴마크 <sup>1)</sup>	중유	1,615	산업용 저황중유(0.5%) 15.34 ECU/톤
	석탄	2,660	전력은 0.0012 EUC/kWh
핀란드	수송용 경유	263,158 <sup>2)</sup>	25 ECU/kl
이탈리아	대형업소	53	
노르웨이	유류	2,100	8.5-76.4 ECU/kl
스페인	비수송	33	
스웨덴	액체	1,616	황함량 0.1%당 3.07 ECU/m <sup>3</sup>
	고체/기체	3,410	
스위스	경유(황함량 0.1% 이상)	3,963	7.53 ECU/톤
NOx세			
이탈리아	대형업소	104	
스페인	비수송	33	
스웨덴		4,550	

주1) IEA자료 기준이며, Speck의 데이터는 1.33 ECU/kg으로 나타남.

2) 황함량 0.005% 기준으로 환산한 수치임. IEA(1999)에 따르면 0.005% 이하일 경우 1.516 mk/ℓ 이고 0.005% 이상일 경우 1.666 mk/ℓ 로 나타남.

자료원: Stefan Speck, A Database of Environmental Taxes and Charges, Keele University, 1999; IEA, Energy Prices and Taxes, 1999. (Speck(1999)을 기준으로 IEA(1999)를 참고함)

<표 V-2> 각국의 탄소세 비교 (ECU/단위)

국 가	명 칭	중유 (톤)	석탄 (톤)	천연가스 (천m <sup>3</sup> )	등유 (kl)	경유 (kl)	LPG (톤)	휘발유 (kl)	전력 (kWh)
덴마크	CO <sub>2</sub> 세	43.0	32.0	30.0	36.0	36.0	40.0 <sup>7)</sup>		0.013
핀란드	탄소/에너지세	43.1	33.1	14.0	36.4	36.4	0.0	32.0	0.0055
네덜란드	탄소/에너지세 <sup>1)</sup>			43.0 <sup>3)</sup>	38.0	38.0	45.3 <sup>8)</sup>		0.013
	환경세	14.5	10.5	9.7	12.4	12.4*	14.9 <sup>9)</sup>	11.3	
노르웨이	CO <sub>2</sub> 세		53.9 <sup>2)</sup>	110.0 <sup>4)</sup>		53.9*		107.9	
스웨덴	CO <sub>2</sub> 세	124.8	104.6	91.0	120.2 <sup>5)</sup>	120.3*	126.5 <sup>10)</sup>	97.8	
	에너지세	87.6	35.9	27.0	84.5 <sup>6)</sup>	209.3*	16.5 <sup>11)</sup>	410.6 <sup>12)</sup>	0.015

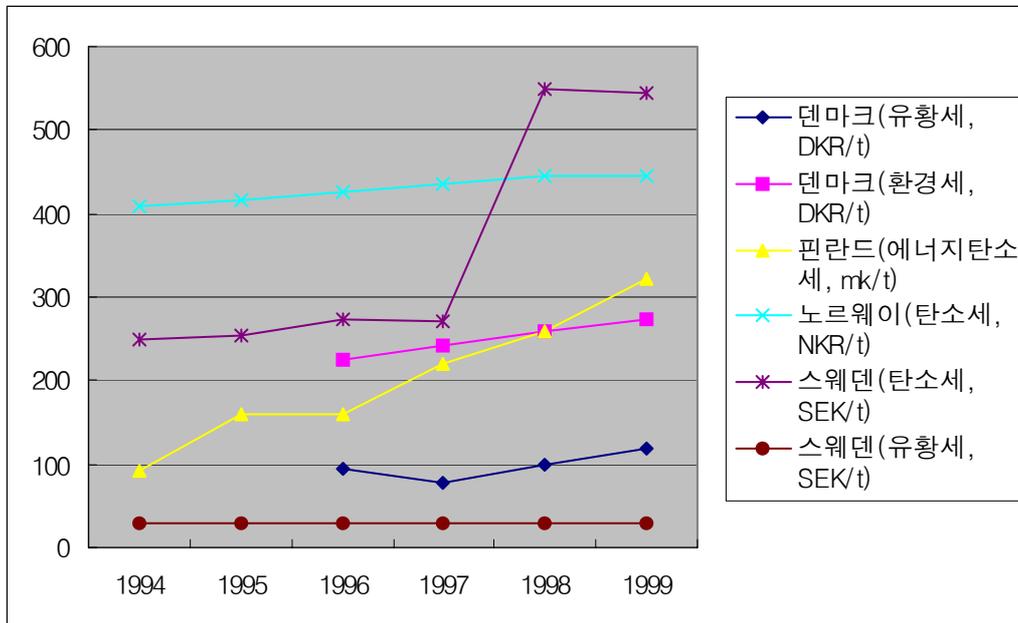
주: \*는 수송부문임. 1) 소규모 소비자 대상(전체의 40% 점유), 2) 난방용에 한함. 난방용 비중은 1% 미만임, 3) 전력용은 면제. 4) onshore activity는 면제, 5) 수송부문은 120.3, 6) 수송부문은 209.3, 7) 수송부문은 14.6, 8) 난방에 한함, 9) 수송부문은 14.5, 10) 수송부문은 117.5, 11) 수송부문은 211.9, 12) 무연휘발유는 485.7임.

자료원: Stefan Speck, A Database of Environmental Taxes and Charges, Keele University, 1999.

또한 앞의 그림과 표에 나타난 바와 같이 기후변화협약 및 교토의정서에 따라 범지구적 배출규제협상이 진행되고 있는 이산화탄소의 경우에는 스웨덴, 노르웨이,

네델란드 등 이미 많은 국가에서 고비용 시나리오(\$50/탄소톤)보다 높은 수준의 탄소세를 부과하고 있다.

한편 높은 세율의 환경세 부과는 적용대상 경제주체에게 재정적으로 큰 부담을 주게 된다. 따라서 환경세 부과와 함께 특별소비세, 교통세 등 기존 연료세의 감면을 병행하는 환경친화적 에너지 세제 개편, 소득세 등 경제적 효율성을 왜곡할 가능성이 큰 조세의 대체, 탈황시설 등 저감시설의 운영을 통한 삭감량에 대한 환경세 환급 등의 보완책이 필요하다. 실제로 탄소세를 비롯하여 다양한 환경세를 부과하고 있는 유럽 여러나라에서도 환경세 부과에 따른 세수를 타 조세경감을 위해 활용하고 있다. (<부록> 에너지에 대한 국가별 환경세 현황 참조)



[그림 V-3] 주요국가의 환경세율 연도별 추이

자동차의 경우는 배출가스의 제어가 기술적으로 어렵기 때문에 산업용이나 발전용에 비해 연료별 배출계수(이산화탄소 제외)가 매우 높게 나타나고 있다. 이에 따라 오염물질별 사회적 비용을 동일하게 가정하더라도 연료단위당 환경비용이 매우 높게 나타난다. 예를 들어 경유의 경우 중비용 시나리오하에서 산업용의 환경비용은 3.42원/리터(이산화탄소 제외)에 불과하나 수송용 경유의 환경비용은 시내버스의 경우 198.58원/리터로서 60배가 넘는 수준이다. 따라서 원칙적으로 60배가 넘는 환경세 부담요인이 있지만 이러한 배출계수가 차량마다 큰 차이를 갖기 때문에 모든 차량에 대하여 높은 배출계수를 적용하는 것은 곤란하다. 예를 들어 중비용 시나리오하에서 중형버스(경유)의 환경비용은 리터당 77.4원인 반면 고속버스

는 285.96이다. 경유에 대하여 차종별 단순평균 환경비용 183.96원/리터를 환경세로 부과한다면 차종별 환경비용이 이보다 낮은 소형 및 중형 버스와 트럭은 과도한 환경세를 부담하게 되며 결과적으로 이들 경유차량이 사회적 관점에서 비효율적으로 적게 보급되는 결과를 초래하게 된다.

따라서 수송부문의 경우는 차종별, 차령별, 지역별 특성 등 배출계수 및 환경비용에 큰 영향을 끼치는 요인별로 차등화된 환경세의 부과방식이 필요하며, 연료세는 차종별 경쟁력에 부정적 효과를 미치지 않는 범위내에서 활용될 수 있을 것이다. 예를 들면 경유차량 중 가장 작은 환경비용을 나타내고 있는 중형버스 기준으로 환경세를 연료세 형태로 부과하고, 다른 차량들이 이에 추가적으로 유발하는 환경비용에 대해서는 차종별 부담금 등의 방법으로 부과하는 것이 바람직하다.

<표 V-3> 대기오염에 따른 차종별 환경비용(1998년)

구분	배출계수(g/km)			주행거리 km/일	연비 km/ℓ	저비용		중비용		고비용	
	Nox	PM	Sox			원/ℓ	원/년	원/ℓ	원/년	원/ℓ	원/년
휘발유											
자가용	0.44	0.01		45.0	13.7	6.35	7,614	27.57	33,055	48.79	58,497
자가용(신형)	0.44	0.01		45.0	11.0	5.10	7,614	22.14	33,055	39.18	58,497
소형버스	1.43	0.01		66.4	8.1	11.84	35,420	50.55	151,265	89.27	267,109
소형트럭	1.43	0.01		67.4	8.1	11.84	35,954	50.55	153,543	89.27	271,132
단순평균				56.0	10.2	8.78	21,651	37.70	92,730	66.63	163,809
경유											
소형버스	1.44	0.34	0.08	66.4	10.6	22.74	51,995	116.80	267,047	210.85	482,098
중형버스	1.54	0.64	0.09	57.5	5.0	14.24	59,792	77.40	324,877	140.55	589,962
대형 시내버스	12.36	1.97	0.1	223.4	2.5	41.06	1,339,096	198.58	6,477,026	356.11	11,614,957
대형 시외버스	12.36	1.97	0.1	235.1	3.2	52.55	1,409,227	254.18	6,816,244	455.82	12,223,260
전세버스	12.36	1.97	0.11	165.8	3.1	50.91	993,926	246.38	4,809,640	441.84	8,625,354
고속버스	12.36	1.97	0.1	418.3	3.6	59.12	2,507,358	285.96	12,127,753	512.80	21,748,148
기타 대형버스	12.36	1.97	0.1	57.5	3.3	54.19	344,664	262.13	1,667,095	470.06	2,989,526
소형트럭	1.48	0.37	0.08	67.4	10.6	23.81	55,249	122.84	285,089	221.87	514,930
중형트럭	1.54	0.64	0.09	91.4	5.6	15.95	95,043	86.69	516,413	157.42	937,783
대형트럭	12.7	2.03	0.1	153.4	2.3	39.01	945,426	188.69	4,573,525	338.37	8,201,624
단순평균				153.6	5.0	37.36	780,178	183.96	3,786,471	330.57	6,792,764
LPG											
택시	0.82			238.0	9.8	8.10	71,803	34.33	304,276	60.55	536,749
소형버스	0.82			66.4	5.7	4.71	20,033	19.97	84,891	35.22	149,749
소형트럭	0.82			67.4	5.7	4.71	20,334	19.97	86,169	35.22	152,004
단순평균				123.9	7.1	5.84	37,390	24.75	158,445	43.66	279,501
CNG											
대형 시내버스	1.854	0.04		223.4	1.9	3.60	158,825	15.62	688,495	27.64	1,218,166

주) 이산화탄소에 대한 환경비용은 제외되어 있음.

경유차에 대한 환경개선부담금은 이처럼 연료세로 반영하기에 곤란한 환경비용을 내재화하는데 유용한 수단이다. 즉, 차종, 차령 등 배출계수에 영향을 미치는 요인에 따라 차등화된 부담금을 부과함으로써 연료간은 물론 차종간의 환경비용 차이도 합리적으로 반영할 수 있다. 문제는 현재 부담금 수준이 시내버스 기준으로 연간 24-46만원에 불과하다는 점이다. 앞의 표에서도 알 수 있듯이 시내버스가 유발하는 대기오염의 연간 사회적 비용은 저비용 시나리오를 가정하더라도 약 134만원이며 고비용 시나리오 하에서는 1,161만원에 달한다. 경유차가 유발하는 대기오염의 사회적 비용이 연료가격은 물론 환경개선부담금 제도에서도 제대로 반영되지 못하고 있는 것이다. 환경개선부담금이 환경비용을 보다 충실히 반영하도록 조정된다면 CNG 자동차를 비롯한 저공해 자동차의 보급이 촉진되고 이를 통해 대기오염의 완화에 기여할 수 있을 것이다.

## 2. 총량규제 및 배출권 거래제도

총량규제는 적정 환경의 질 달성이라는 목표를 효과적으로 추진하기 위해 오염도에 영향을 끼치는 오염물질의 배출량을 직접 관리하는 정책수단이다. 총량규제는 오염물질 배출량을 직접 관리함으로써 환경의 개선효과를 높일 수 있고, 개별 사업장의 자율적 대응을 촉진함으로써 오염저감의 효율성을 제고하고 적극적 기술개발을 유도하는 장점이 있다. 특히 배출권 거래제나 배출부과금제도와 같은 경제적 유인제도와 결합될 경우 경제적 효율성이 극대화 될 수 있다.

총량규제의 개념은 양적 관리의 대상에 따라 두가지 관점에서 정의될 수 있다. 하나는 오염 영향권역에 대한 총량적 관리방식이고, 다른 하나는 적용대상 사업장에 대한 총량적 관리방식이다. 전자를 '지역 총량규제', 후자를 '사업장 총량규제'라 부를 수 있으며, 양자가 복합된 형태를 '협의의 총량규제'로 정의할 수 있다.

우리나라 대기환경보전법 제9조에 따르면, 환경부장관은 대기오염상태가 환경기준을 초과하여 주민의 건강·재산이나 동·식물의 생육에 중대한 위해를 가져올 우려가 있다고 인정하는 구역 또는 특별대책지역중 사업장이 밀집되어 있는 구역의 경우에는 당해 구역안의 사업장에 대하여 배출되는 오염물질을 총량으로 규제할 수 있다는 사업장 총량규제 조항을 규정하고 있다.

1997년도에 울산·온산특별대책지역에서 아황산가스에 대한 총량규제를 시범·실시하려 했으나, 당시 환경기준을 달성하고 있고, 1997년 7월부터 동 지역이 0.5% 저황유 사용지역으로 고시됨에 따라 대기질의 추가적인 개선이 예상되어 총량규제 시범·실시가 연기된 바 있다.

<표 V-4> 농도규제와 총량규제의 비교

구분 항목	농도규제	총량규제
정책목표	장·단기 환경기준 달성·유지	장·단기 환경기준 달성·유지
규제지역	전국	사업장이 밀집되어 있는 구역(대기환경보전법 제9조 【총량규제】 조항에 준하여 정함)
규제대상	규모에 무관하게 모든 해당 배출시설	환경용량에 따라 환경성, 경제적·사회적 여건 및 규제수단의 적용성 등을 고려하여 규제대상 사업장 결정
규제방법	배출구에서 배출되는 오염물질의 농도를 기준으로 설정 환경부장관은 필요시 '특별대책지역'에 보다 엄격한 배출허용기준을 정할 수 있으며 당해 지역안의 신규배출시설에 대해 특별배출허용기준을 정할 수 있음. 특정모델의 적용필요성 없음	지역의 특성을 반영하여 오염한도량을 산출하고 지역내 사업장별 오염물질의 배출총량을 할당 모델을 이용한 환경용량 산정이 필수적임
장점	규제정책 수립이 용이	생산활동의 규제에 따라 합리적이고 형평성 있는 규제 가능 대규모 배출시설에 대한 집중관리로 경제적/환경적 규제가능 목표달성이 용이 시장메카니즘을 이용한 규제로의 발전용이
단점	사업장 규모에 관계없이 일률적 규제로 형평성 저해 자연적·사회적 여건이 다른 각 지역에 대해 일률기준을 적용할 시 따르는 문제점과 일률기준설정의 어려움. 산업체 중·신설로 인한 배출량 증가에 따른 부하량 규제가 곤란하여 환경중의 오염물질의 축적에 대한 규제방법 없음. 특정지역내 목표달성 곤란	정책수립과정이 복잡 과학적이고 합리적인 환경용량의 산정과 각 사업체에 대한 공평한 배출허용량 산정의 어려움.
선진국 규제실태	1960~1970년대에 실시시작 초보적인 규제방법임	오염물질 다량배출시설에 대한 강력한 규제방법으로 1970~1980년대부터 시행 미국과 일본에서 SO <sub>2</sub> 와 NO <sub>x</sub> 에 대해 실시중

자료원: 한국환경기술개발원, "울산지역 총량규제 시범실시계획(안) 수립, 국립환경연구원, 1997.

총량규제는 정부의 대기환경정책들 중에서 가장 진보된 규제정책으로 자주 거론되고 있음에도 불구하고 현행 「대기환경보전법」에 총량규제의 실시시점과 해제시점, 절차와 방법 등이 구체화되어 있지 않아 실시에 어려움이 많고, 대기환경규제

지역의 지정에 따른 시·도지사의 실천계획 수립시 총량규제와 유사한 내용(배출량 조사결과 및 대기오염도 예측, 오염원 저감대책등)들이 들어 있어 두 제도의 명확한 구별이 필요하다. 한편 현행법상 총량규제의 필요조건은 “환경기준을 초과하여 주민의 건강·재산이나 동·식물의 생육에 중대한 위해를 끼치는 오염도”와 “사업장의 배출총량 파악” 등인데 이에 대한 기초조사나 연구가 미비하다. 이와 관련하여 「대기환경보전법」 제8조의2에 정부는 매년 대기오염물질의 배출원 및 배출량을 조사하도록 규정되어 있다. 그러나 총량규제 대상지역에서도 정확한 배출원 및 배출량 조사가 미흡하고, 환경용량 산정에 필요한 모델링도 되어있지 않으며, 이를 수행하기 위한 행정력도 부족하다. 또한 오염도 측정을 과학적으로 하는 자동 측정기(굴뚝자동측정기등)설치도 이제 의무화를 고시하여 진행이 미흡한 실정이다.(한국환경경제학회, 2000)

이처럼 총량규제는 여러 가지 장점에도 불구하고 현실 적용에 있어서 많은 문제점을 갖고 있다. 따라서 총량규제를 실시하기 위해서는 총량규제의 장점과 함께 현실적 한계를 충분히 고려하여 점진적인 실시방안을 모색할 필요가 있다. 총량규제의 실시를 위해서는 먼저 총량적 규제목표에 대한 광범위한 합의 도출이 선행되어야 한다. 사회가 목표로 하는 환경의 질에 대한 기준설정과 함께 이를 달성하기 위한 배출한도에 대한 총량적 관리목표설정에 대하여 정부, 기업, 국민의 동의가 선행되지 않는다면 지금까지의 경험에 비추어 볼 때 성공적인 총량규제의 실시는 넘기 어려운 장벽에 부딪힐 것이다. 이처럼 총량적 관리목표가 수립된 다음에는 배출업소간 형평성 있는 할당기준과 함께 효율성의 극대화를 위한 배출권 거래제도가 병행되어야 한다. 공평한 할당기준이란 오염원인자 부담원칙을 존중하고 환경보전을 위해 노력해온 경제주체를 보상할 수 있는 기준을 의미하며, 배출권 거래는 기업간 원가구조의 차이에서 발생하는 획일적 규제의 비효율성을 제거할 수 있다는 장점이 있다. 또한 배출량의 측정 및 감시를 위한 기술적 문제의 해결이 전제되어야 한다. 현재 진행중인 TMS 관리체제가 정착되고 대부분의 배출구에 대한 감시체제가 신뢰성을 확보할 때까지는 총량규제나 배출권 거래제도의 도입이 어려울 것이다.

현재 미국을 비롯한 많은 국가에서 총량적 규제방식을 근간으로 하는 배출권 거래제도의 도입을 확대하고 있으며, 적지 않은 비용절감효과를 거두고 있는 것으로 평가되고 있다. 특히 온실가스 규제를 위한 범지구적 협상이 진행되고 있는 기후변화협약(교토의정서)에서는 국제적인 온실가스 거래제도의 도입을 추진하고 있으며, 각국에서는 이에 대비하기 위해 국내적으로 혹은 지역단위로 온실가스 배출권 거래제도의 도입을 준비하고 있다. 민간부문에서는 아직 구체적인 거래방식이 결정되지도 않은 상태에서도 기업간 온실가스 거래가 활발히 이루어지고 있다. 우리나라에서도 대기오염물질은 물론 국제적인 규제가 가시화되고 있는 온실가스에 대하여 배출권 거래제도의 도입 필요성에 대한 인식이 점차 확산되고 있다. 지금까지의 정책 추진과정이나 연구노력에 비추어 볼 때 이론상의 결과 뿐만아니라 구체적인 현실적

문제점에 대한 깊이있는 검토가 더욱 중요한 시기라 판단된다.

총량적 규제방식이나 배출권 거래제도는 만병통치약은 아닐지라도 기존의 규제 체계가 갖고 있는 불합리성과 비효율성을 줄일 수 있는 여러 가지 장점을 갖고 있음은 분명하다. 따라서 우리나라에서도 도입의 시기와 속도가 문제일 뿐 다양한 환경문제에 대한 적용이 가시화될 것으로 예측된다. 본 연구에서는 특히 에너지와 관련이 큰 온실가스과 대기오염물질에 대한 총량규제 및 배출권 거래제도의 도입과 관련하여 향후 정책방향에 대한 몇가지 고려사항을 지정하도록 하겠다.

<표 V-5> 미국 대기분야의 배출권 거래제도 적용사례

프로그램명	유형 (예탁허용)	할당방식	거래단위	적용기간 및 범위	개요
Emission Trading	Credit (예탁허용) [하류식]	실제배출량 기준 무상분배	ERC (HC, NOx, PM, SOx, CO)	1975 - 대기질 관리 구역	Offset, Bubble, Netting, Banking* 허용, 거래할인(20%)
Lead Trading	Allowance (예탁허용) [상류식]	생산량 비례 사후분배	납 첨가물 래그 (Stock)	1982-1987 정유사	휘발유 납성분의 제거를 목표로 시행, 성공적 완료
오존층 파괴물질 거래	Allowance (예탁금지) [상류식]	생산량 실적기준 무상분배	ODP가중평균 C F C s (Stock)	1988 - CFC생산 및 수입업체	몬트리올의정서 준수가 목적. 무상 배분에 따른 이익회수 위해 소비세 병행부과, 국가간거래가능
산성비 프로그램	Allowance (예탁허용) [하류식]	생산량 실적기준 무상분배 및 경매	SO2 톤 (Stock)	1993 - 발전소	총 배출권의 2.24%와 자발적 입찰분에 대해 경매(double auction) 실시, SO <sub>2</sub> \$1500/톤 직접판매, 벌금 \$2000/톤
RECLAIM	Allowance (예탁금지) [하류식]	배출실적기준 무상분배	NOx, SOx 파운드(Stock)	1994 - 캘리포니아주	2천년까지 매년 SOx 4.1%, NOx 7.1%씩 감축 (2천년 이후에는 각각 9.2%, 8.7%)
이동오염원	Credit (예탁허용) [상류식]	생산량 비례 사후분배	HC+NOx, Family Engine Limit	1993 - 캘리포니아주	Averaging, Trading, Banking (25% 할인), Borrowing(1년 이내) 허용 (캘리포니아의 저공해자동차 프로그램)
OTC NOx Budget	Allowance (예탁허용) [하류식]	실적기준 무상분배	NOx 톤 (Stock)	1998 - 12개주	각 주의 규제 및 연방규제에 추가적으로 운영됨.

\* Offset: 환경기준 초과지역에서 신규사업 혹은 설비확장시에 기존 배출업체로부터 추가적 오염량의 120%를 삭감하여야 함.

Bubble: 여러 배출시설의 배출허용량을 총량기준으로 관리할 수 있도록 함. 단, 이 조항의 적용을 받을 경우 총량의 20%를 추가삭감하여야 함.

Netting: 시설확장시 추가정 배출량 이상을 다른 배출시설로부터 삭감할 경우 엄격한 허가절차를 면제함.

자료원: 김용건, 온실가스 배출권 거래제도 동향분석 및 국내 도입방향 연구, 한국환경정책·평가연구원, 1999.

먼저, 총량규제 및 배출권 거래제도의 도입 타당성이 현행 규제체계와 타 정책 대안과의 엄격한 비교평가를 통해 충분히 검토되어야 한다는 점이다. 총량규제의 전제조건인 배출량의 측정 및 감시체계가 확립되어야 하며, 환경세나 자발적 협약과 같은 대안적 제도들과의 상대적 평가를 통해 비교우위의 존재가 확인되어야 한다. 배출권 거래제도의 비용효율성에 대한 개념적 추론에 의존해서는 안되며 현재의 규제체계가 배출권 거래제도의 도입을 필요로 할 만큼 불합리한지를 살펴보아야 하고, 현재의 규제가 불합리하다면 이를 해소하기 위한 대안으로 배출권 거래제도가 아닌 환경세나 자발적 협약이 더 바람직한 것은 아닌지를 냉정하게 검토해야 한다. 온실가스는 아황산가스, 질소산화물 등의 대기오염물질에 비해 별도의 측정시스템 구축 없이도 배출량의 감시가 용이하다는 점에서 배출권 거래제도의 적용잠재력이 큰 분야로 판단된다. 반면에 대기오염물질 보다는 총량관리의 시급성이 크지 않을 수 있으므로 이에 대한 사회적 공감대 형성이 전제되어야 한다.

다음으로 총량규제 혹은 배출권 거래제도의 적용방식과 관련하여 배출량의 할당 문제는 효율성과 형평성 모두에 있어서 가장 중요한 변수이다. 외국의 배출권 거래제도 도입사례를 살펴보면 많은 경우에 기존의 배출업소에 대하여 과거의 배출실적을 인정하는 실적기준 무상분배를 채택하고 있다. 이는 기존 배출업소의 상황을 무시하는 규제가 현실적으로 불가능하다는 정치적 고려 때문이다. 하지만 기존의 배출업소에 대한 기득권의 인정은 반대로 환경친화적인 업체에게 불이익을 초래하게 되어 형평성을 결여함은 물론 장기적 관점에서 기회주의적 행태에 따른 비효율을 유발할 수 있다. 이러한 이유로 실적기준 무상분배를 적용하는 경우에도 과거의 배출저감노력을 보상하는 보완규정을 도입하는 것이 보편적이다.

에너지 산업에 있어서 배출량의 할당방식은 에너지원별 산업에 심각한 재정적 영향을 끼치게 된다. 예를 들어 실적 기준 분배에 따를 경우 많은 오염물질을 배출한 석탄산업은 그에 상응하는 많은 배출량을 할당받는 반면 천연가스 산업은 과거에 덜 배출했다는 이유로 적은 배출량을 할당받게 되어 향후 천연가스의 보급확대가 곤란한 상황에 처할 수 있다. 따라서 이러한 배분방식은 환경친화적인 에너지원의 보급을 저해하는 역효과를 초래할 수 있다. 물론 초기에는 기존의 배출특성을 무시할 수 없으므로 과거의 배출량을 '고려'하는 배출량 할당방식이 필요할 것이다. 하지만 보다 중요한 것은 동일한 에너지를 생산하는 한 동일한 배출권이 배분되도록 하는 성과기준의 분배방식이 기본원칙으로 정착되어야 한다는 것이다.

마지막으로 배출권 거래제도의 도입이 기존의 규제를 완전히 대체하는 개념이라기 보다는 보완적인 개념으로 이해되어야 한다는 점을 강조하고 싶다. 대기관리의 경우에 배출업소에 대한 인허가, 배출허용규제, 연료규제 등 다양한 규제방식이 활용되고 있다. 배출권 거래제도가 도입된다고 하여 배출허용규제를 철폐한다면 어느 순간 갑작스런 배출증가로 주변 지역이 심각한 피해를 받을 수 있다. 또한 총량규제나 배출권 거래제도가 모든 오염물질에 대해 동시에 적용되지 않는 한 배출업소

에 대한 종합적인 인허가를 포기할 수 없을 것이다. 그리고 연료규제의 철폐 또한 청정연료를 사용하는 배출시설이 보다 엄격한 배출허용기준을 적용받는 현재의 규제체계 자체가 재검토 되지 않는 한 심각한 부작용을 초래할 것이다. 요컨대 배출권 거래제도는 기존의 규제체계가 심각한 불합리성을 갖고 있을 때 이를 보완하기 위해서 부분적인 도입이 먼저 검토되어야 하며, 규제체계 전반에 대한 대체는 장기적인 시각에서 검토되어야 할 문제이다.

### 3. 연료규제

환경친화적 에너지 소비의 유도를 통해 오염물질의 배출을 적정수준으로 낮추기 위해서 연료에 대한 환경세의 부과(환경비용의 내재화)가 가장 중요한 정책수단임을 인정하더라도 오염물질의 배출 및 환경피해 발생과정의 복잡성은 보완적인 규제수단의 적용을 필요로 한다. 특히 오염물질의 배출에 대한 측정 및 감시체계가 불완전하고 에너지 소비에 대한 환경비용의 내재화가 충분히 이루어지지 못할 경우보다 직접적인 사전예방책으로서의 연료규제는 여전히 보완적 정책수단으로의 역할을 갖는다. 또한 지역별 환경용량에 맞는 대기관리를 위해서는 오염도가 높은 지역에 대하여 보다 강화된 환경규제를 도입할 필요가 있다. 이 경우 연료에 대한 환경세의 부과와 같이 지역별 차별화가 곤란한 정책수단으로는 제한적 역할밖에 기대할 수 없다.

청정연료사용의무화제도의 개선방안으로는 크게 보아 다음 두가지를 검토할 필요가 있다. 먼저 환경비용이 연료의 시장가격에 충분히 반영되지 못할 경우 인구밀도가 높은 오염우심지역에 대하여 보완적인 환경규제 수단으로서 청정연료 사용의무화 제도가 지속적으로 추진되어야 한다. 오염물질의 배출에 따른 피해는 인구밀도나 오염수준 등 지역별 요인에 크게 의존한다. 연료에 대한 환경세의 부과는 이러한 지역적 차이점은 충분히 고려하지 못한다는 단점이 있다. 따라서 환경세의 부과로서도 해소되지 못하는 지역적 문제점을 해결하기 위해 청정연료 사용의무화제도의 보완적 시행이 요구된다. 에너지 수급환경이 우리와 비슷한 일본의 경우에도 지역 대기질이 위협받을 경우 지방자치단체 재량으로 청정연료 사용을 의무화하는 경향이 발견된다. 예를 들어, 일본 경도시 '대기오염대책 지도 요강'이 대표적인 경우에 해당한다<sup>27)</sup>.

---

27) 일본 경도시의 '대기오염대책 지도 요강'에 의하면, 지역을 3개 구역으로 구분한 후 제1구역의 경우 모든 에너지이용시설은 가스, 등유, 전력 만을 소비가능. 제2구역의 경우 일반사업자에 대해서는 가스, 등유, 전력만을 소비토록 하는 반면, 특정공장에 대해서는 이와 같은 연료규제를 적용하지 않는 대신 총량규제를 통해 배출량을 규제, 일반공장에 대해서는 0.5%의 황함유기준 제도만을 적용. 제3구역에 대해서는 0.5%의 황함유기준을 적용.

두번째로 연료에 대한 환경세의 부과를 통해 조달된 재원으로 청정연료 사용업체에 대한 지원을 검토할 수 있다. 오염도나 인구밀도와 같은 지역적 특성으로 인해 의무적으로 청정연료를 사용해야 하는 업체로서는 시장에서의 경쟁력 약화라는 불공평한 부담을 지게 된다. 이는 산업체의 이탈을 유발하고 신규 진입에 대한 장벽으로 작용함으로써 지역경제에 악영향을 초래할 수 있다. 따라서 환경세에 의한 세수를 통해 청정연료 사용업체의 추가적 재정부담을 완화함으로써 타 업체와의 불평등을 최소화할 필요가 있다.

## VI. 맺음말

지속적인 경제개발에 따른 에너지 사용의 증가는 도시 및 공단 지역의 대기오염을 악화시켜 왔으며, 범지구적으로도 지구온난화에 따른 기후변화 유발물질(온실가스)의 대기중 농도를 증가시켜 왔다. 이에 따라 에너지 사용에 따른 환경문제는 지역적 차원을 넘어 전 지구적인 정치경제적 문제로 부각되었다.

이처럼 에너지 사용에 따른 환경문제는 국민의 건강과 쾌적한 삶의 질 보장을 위해서는 물론 다가올 국제사회의 온실가스 저감압력에 대비하기 위해서도 시급히 해결되어야 할 과제이다.

본 연구에서는 에너지 소비와 관련된 환경문제, 특히 그 중요성이 크다고 판단되는 대기오염 및 지구온난화 문제와 관련하여 최근 동향을 분석하고 향후 대응방향을 제시하였다. 이 과정에서 에너지원별 환경적 특성의 비교분석을 통해 사회적 관점에서의 경제성을 재평가하고 바람직한 에너지 보급 정책을 제시하였다.

천연가스는 아황산가스, 먼지, 질소산화물 등의 대기오염물질은 물론, 대표적인 온실가스인 이산화탄소의 배출에 있어서도 석유, 석탄 등의 타 화석에너지보다 낮은 수준을 보임에 따라 환경성이 우수한 청정연료로 평가되었다. 이에 따라 에너지원별 환경비용을 감안할 경우 천연가스의 보급활성화가 사회 전체의 효율성 향상을 위해 필요하다는 결론에 도달하였다.

청정연료 보급 활성화는 물론 환경성을 고려한 에너지 소비패턴의 변화를 유도하기 위해서 우선적으로 추진되어야 할 과제는 환경적 외부효과를 반영하는 에너지 가격구조의 개선이다. 현재 우리나라의 에너지 가격체계는 환경비용에 대한 고려가 미흡하여 대기오염물질이나 온실가스의 배출이 많은 에너지원의 소비가 지나치게 높은 상태이다. 이러한 에너지 가격구조를 환경친화적으로 개선함으로써 대기오염을 완화하고 온실가스의 배출을 줄임은 물론 환경비용을 포함하는 사회전체의 비용을 극소화할 수 있다. UNEP에서 대기오염에 따른 환경피해의 화폐적 가치로 제안하고 있는 수준을 연료에 대해 환경세 형태로 부과한다고 가정할 때 발전부문의 경우 총면지의 31%, 아황산가스의 29%, 이산화탄소의 15%가 저감될 수 있을 것으로 예상된다. 이러한 오염물질의 저감은 석탄 및 석유에 대한 천연가스의 연료대체에 의한 것이며 산업부문에서는 더욱 큰 폭의 저감효과를 기대할 수 있는 것으로 평가되었다.

하지만 환경적 외부효과를 반영하는 에너지 가격구조 개선이 만병통치약은 아니다. 대기오염물질의 배출이 유발하는 외부효과 발생이 연료 사용량과 반드시 정비례하지 않는다는 점을 감안할 때 대기오염물질의 배출특성과 이로 인한 환경피해의 발생과정을 고려할 수 있는 보완적 환경규제의 적용은 여전히 중요한 정책방향으로 검토되어야 한다. 즉, 배출허용기준, 연료규제, 환경개선부담금 등 다양한 환

경규제 수단들은 연료에 대한 환경세의 부과로서 해결할 수 없는 부분에 대하여 나름대로의 중요한 역할을 하는 것으로 평가된다. 배출허용기준은 국지적으로 극심한 오염에 따른 환경피해를 예방할 수 있도록 하는 역할을 하며, 연료규제는 배출행위에 대한 감시감독비용을 절약하고 지역별 특성을 고려한 환경관리를 가능하게 하고, 경유차에 대한 환경개선부담금은 차종별, 차령별, 지역별로 오염물질 배출에 따른 환경피해의 발생과정이 상이한 특성을 고려한 합리적인 배출관리를 가능케 한다.

굴뚝자동측정망(TMS) 등 과학적인 배출감시체계의 구축과 정보통신기술의 발전을 고려할 때 중장기적으로는 총량규제 및 배출권 거래제도의 도입 등 보다 합리적인 정책수단의 도입이 바람직할 것으로 판단된다. 연료에 대한 환경세의 부과나 연료사용 규제와 같은 직접규제방식은 배출시설 및 지역적 특성과 같이 환경문제의 발생과정에 밀접히 연관되어 있는 영향요인을 충분히 고려하는 데 한계가 있다. 개별 배출시설에 대한 정확한 감시체계의 수립을 전제로 할 때 환경규제의 궁극적인 대상이라 할 수 있는 오염물질의 배출량 자체를 총량적으로 관리할 수 있는 총량규제방식과 이의 효율성을 극대화할 수 있는 배출권 거래제도의 도입이 지속적으로 검토되어야 할 것이다. 특히, 이산화탄소와 같이 측정 및 감시가 비교적 용이한 환경문제에 대해서는 단기적 시각에서도 배출권 거래제도의 도입이 추진될 필요가 있다. 단, 총량규제 및 배출권 거래제도의 도입을 추진함에 있어서 중요하게 고려되어야 할 점은 형평성 있는 배출량의 할당방식의 적용이 필요하다는 것이다. 과거의 배출실적에 지나치게 의존하여 배출량을 할당하는 방식은 오염원인자 부담원칙에도 위배될 뿐만 아니라 청정연료를 사용하고 있거나 적극적인 환경관리를 시행하여 온 경제주체에게 오히려 불이익을 초래하고 결국 청정연료의 보급을 저해하는 부적적 효과를 가져올 수 있다. 경제주체의 환경보전 노력을 적절히 보상하는 형평성 있는 할당방식이 적용된다면 배출권 거래제도를 통해 경제적 이익과 환경적 이익을 동시에 달성하는 일거양득의 효과를 거둘 수 있을 것으로 평가된다.

## <참고 문헌>

- 김용건, 「온실가스 배출권 거래제도 동향분석 및 국내 도입방향 연구」, 1999. 12
- 김용건·조준모·한화진·이영순, 「자동차 공해저감대책의 비용효과분석 및 경제적 유인제도 적용방안」, 1997. 12
- 박준우, 「대기배출부과금제도 개선방안에 관한 연구」, 환경부, 1998. 4
- 산업자원부, 「CNG 자동차 관련규격 및 제도개선 방안에 관한 최종 보고서」, 1998. 8
- 산업자원부, 제5차 장기천연가스 수급계획, 2000. 3
- 산업자원부/에너지경제연구원, 「기후변화협약 대응 실천계획 수립을 위한 방안」, 1998. 12
- 산업자원부/에너지경제연구원, 「발전부문 민영화 관련 LNG수급에 미치는 영향 및 대책」, 1999. 11
- 산업자원부/에너지경제연구원, 「에너지통계연보」, 1999
- 산업자원부/전력산업과, 「제5차 장기전력수급계획」, 2000. 1
- 산업자원부/한국가스공사, 「장기천연가스 수급계획 검토서」, 1999.3
- 서울시정개발연구원, 「천연가스 시내버스 보급을 위한 재정지원 방안 연구」, 1999. 12
- 성에너지센타(일본), 1999 가정용 에너지 핸드북, 1999.
- 성에너지센타(일본), 에코에네 도시시스템, 1999.
- 에너지경제연구원, 에너지수요전망(2000-2004), 1999. 11
- 일본에너지학회, 천연가스 - 신에너지자원, 1999.
- 전력신보(일본), 에너지 2000, 1999.
- 통상산업조사회(일본), 신에너지편람, 1999.
- 한국가스공사, 「장기 천연가스 수요전망」, 1999. 10
- 한국가스공사, 「가스산업동향」, 1999.1 ~ 12
- 한국가스공사, 「천연가스 전과정 환경영향평가(LCA) 기술용역」, 1999. 12
- 한국전력공사/전원계획사, 「전력산업의 사회적 비용에 관한 연구」, 1997. 9
- 환경부, 「환경백서」, 1999
- 환경부, 「환경통계연감」, 1999
- 환경부/국립환경연구원, 「대기오염물질배출량('97)」, 1998
- 환경부/국립환경연구원, 「대기환경연보('98)」, 1999. 12
- 환경부/한국환경경제학회, 「대기오염물질 배출권거래제 도입 타당성에 관한 연구」, 2000. 2

- Chao, Hung-po and Hillard G. Huntington, *Designing Competitive Electricity Markets*, Kluwer Academic Press, 1998. 9.
- GRI, *The Cleaner Choice Natural Gas as a Substitute for Diesel*, 1999. 11
- Hull, John C., *Options, Futures and the Other Derivatives*, Prentice Hall, 1997.
- Markandya, A., *The indirect costs and benefits of greenhouse gas limitation*, UNEP Collaborating Centre on Energy and Environment, 1998
- OECD, *Intergovernmental Panel on Climate Change Greenhouse Gas Inventory Reference Manual IPPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 3*, IPCC, OECD and International Energy Agency, 1997
- OECD, *Natural Gas Pricing in Competitive Markets*, International Energy Agency, 1998. 12.
- OECD, *OECD Environmental Data Compendium 1999*, 1999
- OECD, *World Energy Outlook 1999 Insights looking at energy subsidies: getting the prices right*, International Energy Agency, 1999. 11.
- Portney, Paul R. and John P. Weyant, *Discounting and Intergenerational Equity*, Resources for the Future, 1999. 4.
- Sue Lieu, Danny Luong, Brian Choe, Mitch Haimov, Merrill Hickman, Susan Tsai, Manny Regaia, *South Coast Air Quality Management District: RECLAIM Program Three-Year Audit and Progress Report*, 1998, 5
- Weyant, John P., *Energy and Environmental Policy Modeling*, Kluwer Academic Press, 1998. 12.
- Weyant, John P., *The Costs of the Kyoto Protocol: A Multi-Model Evaluation*, International Association of Energy Economics, 1999. 5.

<부록>

< 에너지에 대한 국가별 환경세(1998) >

국가	세금유형	항목별 세율	총 세수 (단위:ECU)	세수의 활용	비고
덴마크	(광유에 대한) 에너지세(국내세, 수송)	휘발유 534(유연), 448(무연) ECU/kl, 경유/gas oil 282 ECU/kl, LPG 190 ECU/톤, 등유 282 ECU/kl	1997년, 유연 휘발유의 경우 1천5백4십만, 무연 휘발유는 11억2천만, 경유는 5억1천만	일반예산	1995년부터 증기재성장치를 가진 주유소에 대해 1kl당 4 ECU 상환. 휘발유상품에 대한 국내세는 부가가치세에 등록된 사업에 상환. 공공운송은 기본 에너지세에서 공제. 유연휘발유 소비는 (1998년 2사분기 이후) 완전히 없어짐.
	에너지세 (국내세, 비수송)	gas oil(산업 및 상업용) 198 ECU/kl, gas oil(난방용) 226 ECU/kl, 중유 254 ECU/톤, 등유 226 ECU/kl, 석탄 138 ECU/톤, 천연가스 33 ECU/천m <sup>3</sup> , 전기 0.061 ECU/kWh	1997년, LPG 및 메탄의 경우 1천7십만, 중유는 2억5천4백만, 천연가스는 1천6십만, 석탄은 9천3백4십만, 전기는 7억6천1십만	일반예산	난방이외에 사용되는 에너지에 대해서는 다른 상환을 적용. 전기에 대한 세율은 모든 내륙 소비자들에 적용되지만 산업(VAT 등록 소비자)는 (CO2세의 절반인) 0.07 ECU/kWh의 낮춰진 세율의 적용을 받음. 기차, 항공기 및 다른 운송수단이 소비한 전기는 세금면제. (150kW 이하의)소규모 발전소나 재생 자원으로 생성된 전기는 세금공제.
	CO2세 (수송부문)	경유/gas oil 36 ECU/kl, LPG 14.6 ECU/톤, 등유 36 ECU/kl	1995년 4억4천 5 백 만, 1997년 5억1천 8 백 만 (추정값)	일반예산으로, 예치해 두었다가 다시 납세자에게 이용됨.	CO2세는 1992년 5월에 도입되었으며, 유연 및 무연 휘발유에는 부과되지 않음.
	CO2세 (비수송)	gas oil 36 ECU/kl, 중유 43 ECU/톤, LPG 40 ECU/톤, 등유 36 ECU/kl, 석탄 32 ECU/톤, 천연가스 30 ECU/천m <sup>3</sup> , 전기 0.013 ECU/kWh		일반예산으로, 산업부문의 세수는 세금을 낮추거나 투자 인센티브 등에 재이용됨.	
	유황세 (수송)	모든 연료에 대해 SO2 1kg당 1.33ECU	1997년 5천2백 6 십 만 (추정값)	일반예산	유황세는 1996년에 도입되었으며 모든 운송업체를 대상으로 SO2 배출량에 비례해 징수. 배출량 제거에 대한 상환제 존재.
	유황세 (비수송)	모든 연료에 대해 SO2 1kg당 1.33ECU, 전기 0.0012 ECU/kWh <sup>1)</sup>	1997년 5천2백6십만	일반예산	상동
핀란드	탄소/에너지세 (부과세, 수송)	유/무연휘발유 32 ECU/kl, 경유/gas oil 36.4 ECU/kl, 등유 36.4 ECU/kl	1996년 4억3천 4 백 만 (추정값)	일반예산	1995년 부과세 중 에너지는 1억5천4백8십만 ECU, CO2는 2억9천2백4십만 ECU에 해당됨. CO2세는 1997년 CO2 1톤당 11.7 ECU에서 1998년 13.7 ECU로 증가.
	탄소/에너지세 (부과세, 비수송)	gas oil 36.4 ECU/kl, 중유 43.1 ECU/톤, 등유 36.4 ECU/kl, 석탄 33.1 ECU/톤, 천연가스 14 ECU/천m <sup>3</sup> , 전기 0.0055 (종류 1), 0.0034 (종류 2) ECU/kWh		일반예산	다른 북유럽 국가들과 대조적으로 1997년까지 핀란드 산업에 대한 세금공제는 전혀 없었음. 1997년 1월 1일 이후 조세제도가 바뀜. 석탄 및 천연가스가 원/부자재로 사용되거나 제조산업의 직접투입요소로 쓰이는 경우, 세금공제됨(본 규제사항은 다른 국가에서도 유효함- EC Directive).
	유황세 (수송)	경유/gas oil 25 ECU/kl		일반예산	1993년 7월이후부터 실시.

주 1): 발전용은 2000년까지 유황세에서 제외되지만, 발전소의 SO2 배출을 고려하여 전기에 대해 특별세를 징수함.

이탈리아	유황세 (비수송)	대형연소장치를 가진 생산업체를 대상으로 연간 SO2 53 ECU/톤(배출)		예치되며 재분배용으로 분류	1998년 1월에 도입되었으며, 세수는 환경영향 감축과제에 사용.
	NOx 부과금 (비수송)	대형연소장치를 가진 생산업체를 대상으로 연간 NOx 배출량 1톤당 104 ECU.		상동	상동
프랑스	유황세( 및 타 대기오염세)	이산화황, 황화수소, 염산: 27.2 ECU/톤	1994년 총 대기오염 세수는 2 천 5 백 2 십 만, 1996년에는 약 3천3백만	세수는 예치되며, 75%는 오염 감축 투자에, 25%는 연구 및 측정 에 사용.	세수는 프랑스 환경에너지관리청(ADEME)이 징수. 유황세는 1985년, 타 배출세는 1990년에 도입됨. 유황세는 황함량이 아닌, 직접 측정된 배출량에 근거해 부과.
	NOx 부과금	일산화질소: 22.7 ECU/톤		예치됨.	1990년에 도입되었으며, 세수는 ADEME가 징수.
네덜란드	환경세(일반 에너지(연료)세, 수송)	유/무연휘발유 11.3 ECU/kl, 경유/gas oil 12.4 ECU/kl, LPG 14.5 ECU/톤, 등유 12.4 ECU/kl,	1996년 5억8천3백만, 1998년 6억5천5백만(추정값)	일반예산	1988년 도입된 후 몇 차례 바뀜. 1992년 CO2함량 및 에너지(GJ)에 따라 50% 세율 증가(이는 탄소/에너지세에 대한 EC제안서를 반영한 것임).
	환경세(일반 에너지(연료)세, 비수송)	gas oil 12.4 ECU/kl, 중유 14.5 ECU/톤, LPG 14.9 ECU/톤, 등유 12.4 ECU/kl, 석탄 <sup>2)</sup> 10.5 ECU/톤 <sup>3)</sup> , 천연가스 9.7 ECU/천m <sup>4)</sup> , 전기 0 ECU/kWh <sup>5)</sup>		일반예산	
	CO2/에너지세(에너지규제세 - 소규모 에너지사용자세, 비수송)	gas oil 38.3 ECU/kl, LPG(난방) 45.3 ECU/톤, 경유(등유) 38 ECU/kl, 천연가스 43 ECU/천m <sup>6)</sup> , 전기 <sup>7)</sup> 0.013 ECU/kWh <sup>8)</sup>	1996년 4억3천6십만, 1998년 9억1천4백만(추정값)	예치되며, 납세자에게 재이용됨(개인 및 회사의 소득세 공제)	1996년에 도입되었으며, 소규모 비수송 에너지 사용자가 그 대상이 됨(연소에 사용되는 비수송 에너지의 약 40%가 이에 해당). 세율은 매년 증가(1998년까지). 1998년, 세금으로 인해 소규모 소비자에 대한 가스가격은 20내지 25%, 평균 전기가격은 약 15% 증가. 발전이나 온실재배용으로 사용되는 경우, 천연가스는 본 세금에서 공제되며, 지역 난방으로 공급된 열(heat)도 세금공제 대상이 됨. 쓰레기소각장에서 생성된 전기에 대한 특별조치는 1998년에 도입.
	우라늄세 (비수송)	세금기준은 우라늄-235로 원자력발전소가 세계 대상이며, 세율은 1그램당 14.34ECU.	1998년 5백4십만 (추정값)		1994년 승인되었지만 1997까지 도입이 연기됨.
노르웨이	탄소세 (CO2부과금, 수송)	유/무연휘발유 107.9 ECU/kl, 경유 53.9 ECU/kl	1995년 3억7천6백만, 1996년 6천6십만	일반예산	증기재생장치(vapor recovery unit)의 사용으로 휘발유에 대한 CO2세 및 기본세(국내세)가 공제됨. CO2세로 1991년과 1993년 사이 CO2배출량을 3-4% 감축.
	탄소세 (CO2부과금, 비수송)	광유 53.9 ECU/kl, 석탄 53.9 ECU/톤, 천연가스 110 ECU/천m <sup>3)</sup>	석탄에 대한 CO2세의 경우, 1996년 1백3십만, 1997년 1백8십만(추정)	일반예산	천연가스에 대한 부과금은 석유 및 육상 가스 활동에만 적용. 기존 CO2 및 SO2세 공제는 2억7천9백만 ECU에 해당됨.

- 2): 1000GJ당 420 ECU에 해당하는 관세 대신 발전용 석탄에서 나오는 가스에 대한 세금이 부과됨.
- 3): 1998년이후부터 석탄에 대한 대체세율을 선택할 수 있음: 0.18 ECU/GJ + 2.22 ECU/CO2-톤.
- 4): 0-천만m<sup>3)</sup> 사용에 대한 세율, 천만m<sup>3)</sup> 이상의 경우는 6ECU/천m<sup>3)</sup>.
- 5): 일반에너지세가 직접적 전기에 부과되지 않지만, 투입량에 대한 일반연료세는 0.002 ECU/kWh(내재세율).
- 6): 천연가스는 에너지세 하에서 연간 최대 170,000m<sup>3)</sup>까지 세금이 징수되며, 연간 800m<sup>3)</sup>은 세금이 공제됨.

	유황세 (유황부과금, 수송)	연료유(광유 및 경유)를 대상으로, 유황부과금은 황함량에 따라 다르며 현재 SO2세율은 kg당 2.1 ECU. 부과금율은 8.5 ECU/kl		일반예산	SO2세는 휘발유에 적용되지 않음. 황함량이 0.05%이하인 경우, 광유에 대한 SO2세 공제. 일반적으로 노르웨이의 자동차디젤은 황함량이 0.05% 이하임.
	유황세 (유황부과금, 비수송)	광유를 대상으로, 유황부과금은 황함량에 따라 다르며 현재 SO2세율은 kg당 2.1 ECU. 부과금율은 황함량 0.25%당 8.5 ECU/kl로 최대 76.4 ECU/kl까지 해당.	1995년 1천4백5십만	일반예산	석탄에 대해서는 SO2세가 부과되지 않음. 청정기술로 인해 감축된 배출량에 따라 세금상환됨. 1991년 1월 이후 세율변화없음.
스페인	유황세 (지역세, 비수송)	에너지상품을 대상으로, SO2 및 NOx 총합량에 근거하며, 연간 0-1000톤인 경우 0, 1001-50000톤인 경우 29.9 ECU/톤, 50001 이상의 경우 32.9 ECU/톤.		예치됨	1995년 12월, 갈리시아 자치지역은 유황세 및 질소세 도입. 산업활동의 소유자가 납세대상. 주요 배출업체만이 징수대상.
스웨덴	에너지세 (국내세, 수송)	유연휘발유 485.7 ECU/kl, 무연휘발유(등급2) 410.6 ECU/kl, 경유 /gas oil(등급2) 209.3 ECU/kl, LPG 211.9 ECU/톤, 등유 209.3 ECU/kl	'97년 무연휘발유에 대한 세수는 28억, 경유는 12억, '98년 연료에 대한 에너지세의 경우, 32억3천만 (추정)	일반예산	1994년 12월 무연휘발유에 대한 두 가지 다른 국내세(에너지세)가 도입(세율차이는 7.96 ECU/kl). 무연휘발유의 점유율은 1986년 100%에서 1993년 거의 0%로 떨어졌으며, 1998년 2사분기에는 완전히 없짐. 에너지세는 연료의 에너지함량과 비례하여 징수되는 것이 아님.
	에너지세 (국내세, 비수송)	gas oil 84.5 ECU/kl, 중유 87.6 ECU/톤, 등유 16.5 ECU/톤, LPG 84.5 ECU/kl, 석탄 35.9 ECU/톤, 천연가스 27 ECU/천m <sup>3</sup> , 전기 0.015 ECU/kWh	1997년 LPG 및 메탄의 경우 2천6백만, 중유 2억8백만. 전기는 '96년 8억1천만, '97년 98억, '98년 11억3천만 (추정).	일반예산	전기생산에 사용된 연료는 에너지세 및 CO2세에서 공제, 에너지세는 전기에 징수됨. 열병합전기생산(CHP)에 대한 에너지세는 50% 감축. 풍력발전소에서 생산된 전기는 세금공제됨. 선박 및 다른 운송수단에서 생산 및 소비된 전기 및 전기생산과 연관되어 사용되고 reserve power station에서 생산된 전기는 세금공제받음.
	CO2세 (국내세, 수송)	유/무연휘발유 97.8 ECU/kl, 경유/gas oil 120.3 ECU/kl, LPG 117.5 ECU/톤, 등유 120.3 ECU/kl	1996년 16억, 1997년 15억, 1998년 16억	일반예산	
	CO2세 (국내세, 비수송)	gas oil 120.3 ECU/kl, 중유 124.8 ECU/톤, 등유 126.5 ECU/톤, LPG 120.2 ECU/kl, 석탄 104.6 ECU/톤, 천연가스 91 ECU/천m <sup>3</sup> , 전기 <sup>9)</sup>	원자력 전기에 대한 세수는 '96: 1억1천만, '97: 1억8천만 (추정). 수력 전기는 '96년 1억6천만, 1997년 1천1백만(추정)	일반예산	스웨덴산업 및 원예업은 부분적으로 CO2세에서 공제됨. 총 행정비용은 총 세수의 0.1% 이하로 추정됨.
	유황세 (국내세, 수송)	경유/gas oil에 대해, 무게를 기준으로 황함량 0.1%당 3070 ECU/천m <sup>3</sup>		일반예산	본 세제로 청정연료의 사용을 높임, 평균 황함량은 1990년 0.65%에서 1990년대 말 0.4%로 감소.

7) '그린 전기'(지속적으로 생성되는 에너지)에 대한 세율은 0 ECU(1998).

8) 연간 800내지 50,000kWh되는 저 암페어 전력 소비에 대한 세율이며, 1997년 1월 이후 고 암페어 전기도 연간 50,000kWh까지 징수대상이 됨.

9) 에너지소비에 대한 세금과는 별개로, 에너지생산에 부과되는 부과세 존재: 원자력발전소에서 생산된 전기에는 0.0025 ECU/kWh, 수력발전소에서 생산된 전기에는 토지가치의 2.21%의 연간 토지세로 징수되며, 이 세율은 3.42%에서 낮춰진 것임.

	유황세 (국내세, 비수송)	액화연료(난방용 석유), 석탄 및 다른 고체, 기체 생산품을 대상으로, 액화연료에 대해 무게를 기준으로 황함량 0.1%당 3070 ECU/천m <sup>3</sup> , (석탄, 코크 및 다른 고/기체 생산품의 경우) 황 1톤당 3410 ECU.	1996년 2천3백만	일반예산	본 세제는 1991년에 도입되었으며, 황 배출량 감축에 대한 상환제 때문에 기술 투자에 대한 인센티브 제공; 사용자들은 황 1톤당 3410 ECU를 상환받음. 선적 및 정제소는 세금공제의 대상이 됨.
	NOx 부담금	(25 GWh 이상 생산하는 발전소에 대해) NOx 1kg당 4.55 ECU		예치되며 에너지량에 따라 관련 발전소에 다시 사용됨.	(북유럽세서는 처음이자 유일한 배출부과금으로써) 1992년에 도입됨. 부과금이 부과된 발전소의 총 NOx 배출량은 1990년 24000톤에서 1993년 15300톤으로 낮춰짐. 총 납세금은 전년도의 배출량 및 에너지생산량에 근거해 그 해 초에 계산됨.
스위스	경유세/유황세(수송)	황함량이 0.1% 이상인 경유(light fuel oil)에 대해 7.53 ECU/톤	유황세 및 VOCs에 대한 세수는 1999/2000년 6천2백7십만, 2001/2002년 1억1천3백만, 2003년 1억4천4백3십만으로 추정.	일반예산으로, 예치하여 의료보험 부담금을 낮춤 (일인당 상환).	1999년 도입될 세제로 실제 인플레이션에 따라 세율상승. 황함량을 0.2%에서 0.1%로 감축하는 것이 목표. 1999/2000년 일인당 상환은 9.4 ECU, 2001/2002년 15.7 ECU, 2003년 18.8 ECU에 해당될 것임.

자료원) Stefan Speck, "A Database of Environmental Taxes and Charges", Keele University, 1999.