

행정간행물등록번호

11-1480000-000713-01

국내 온실가스 배출권 거래제도 시범사업 시행방안 연구

2004. 2.

연구수행기관 : 한국환경정책·평가연구원

(주)에코프론티어

환경관리공단

에너지경제연구원

고려대학교

환 경 부

제 출 문

환경부장관 귀하

본 보고서를 “국내 온실가스 배출권 거래제도 시범사업 시행방안 연구” 연구과제의 최종보고서로 제출합니다.

2004년 2월

한국환경정책·평가연구원장

연구책임자: 김용건(한국환경정책·평가연구원)

연구참여자: 정정만((주)에코프론티어)

안영환((주)에코프론티어)

박 민((주)에코프론티어)

최경식(환경관리공단)

정동희(환경관리공단)

오승환(환경관리공단)

노동운(에너지경제연구원)

조용성(고려대학교)

김종호(한국환경정책·평가연구원)

김선영(한국환경정책·평가연구원)

<요 약 문>

본 연구는 온실가스 배출권거래제의 도입·시행과 관련된 국제 동향을 조사·분석하고 우리나라의 여건에 적합한 국내 배출권거래 시범사업의 추진방안을 도출하기 위하여 수행되었다. 이를 위해 유럽연합, 영국, 캐나다, 미국, 호주 등 외국의 추진동향을 분석하여 국내 정책 설계상의 시사점을 도출하였다. 특히 영국에서 추진하고 있는 국내 배출권 거래제도는 인센티브 경매를 핵심 구성요소로 하는 자발적 참여방식으로서 아직 국제적인 온실가스 감축의무를 부담하고 있지 않는 우리나라의 경우에 적용잠재력이 큰 형태로 평가되었다. 이에 따라 본 연구에서 제시하고 있는 배출권 거래제도의 틀은 상당부분 영국의 인센티브 경매 개념을 적용하는 방식으로 설계되었다.

인센티브 경매란 배출업체가 기준배출량 대비 삭감 목표를 자발적으로 제시하고, 정부는 경매를 통해 삭감목표 제시량에 따라 정해진 재원을 배분하는 방식이다. 이 과정에서 배출업체는 삭감량 단위당 인센티브 지급수준(삭감량에 대한 보상 가격)에 따라 삭감목표를 제시하게 되는데, 보다 높은 가격에 대해서 보다 많은 삭감목표를 달성하려고 할 것이다. 따라서 높은 보상가격 하에서는 배출업체에서 제시하는 삭감 목표 수준이 높을 것이고 낮은 가격에 대해서는 삭감목표 수준이 낮을 것이며, 경매의 균형가격은 업체 전체의 삭감목표량과 가격의 곱이 정부가 확보한 재원과 일치하는 수준에서 결정될 것이다. 배출업체의 입찰전략은 업체별 삭감비용의 특성에 따라 다르게 나타날 것인데, 본 연구에서 시행한 모의실험 결과, 개별업체의 비용특성과 경매균형이 이론적인 예측결과와 유사하게 나타나는 것으로 확인되었다. 이러한 경매를 통해 배출업체는 삭감비용을 고려하여 인센티브 재원을 확보하기 위한 경쟁을 벌이게 되며, 배출업체가 합리적으로 행동할 경우 삭감비용보다 많은 인센티브 보상을 획득할 수 있게 되고, 국가는 정해진 재원을 바탕으로 가능한 한 높은 삭감노력을 유도하는 효과를 거둘 수 있다. 이러한 정책수단에 있어서 가장 중요한 정책적 고려 변수의 하나는 총 인센티브 재원의 규모이다. 인센티브 재원이 클수록 보다 많은 감축노력을 유도할 수 있으므로 정부는 예산 여건과 산업계 감축노력 유도의 필요성을

균형있게 고려하여 재원규모를 결정하여야 한다.

기준배출량(Baseline) 대비 삭감목표량의 경매를 적용하고자 할 경우 가장 중요한 문제 중의 하나는 기준배출량을 어떻게 설정하는가 하는 문제이다. 즉, 기준배출량을 너무 높게 설정할 경우 과도한 잉여배출권의 할당으로 시장에서의 공급과잉현상을 초래할 뿐만 아니라 실질적인 삭감노력의 유도에 실패할 수 있는 위험이 있다. 반면 기준배출량을 지나치게 엄격하게 설정할 경우에는 상당한 수준의 삭감노력을 추진할 수 있는 배출업체에 대해서도 충분한 인센티브를 제공하지 못함으로써 역시 적절한 인센티브의 제공과 삭감노력의 유도에 실패할 위험이 존재한다. 이러한 점으로 인해 본 연구에서는 기준배출량과 관련된 기존의 논의동향을 충분히 조사·분석하여 시범사업의 설계에 활용하고자 노력하였다.

배출권의 할당과 거래를 통해 배출량에 대한 재산권적 권리와 의무를 부여하는 배출권 거래제도에서 온실가스 배출량에 대한 보고 및 검증절차는 가장 중요한 요소 중의 하나이다. 이에 따라 본 연구에서는 지금까지 논의·시행중인 배출량 보고 및 검증 사례를 심도있게 검토하여 우리나라의 시범사업에 적용할 수 있는 절차와 규칙을 제시하였다. 특히 최근 국제적인 표준으로 자리잡아 가고 있는 미국 세계자원연구소(WRI)와 세계지속발전기업협의회(WBCSD)에서 공동 개발한 온실가스 의정서(Greenhouse Gas Protocol)를 보완·활용하는데 초점을 두었으며 또한 기존에 설치·운영중인 대기오염물질에 대한 굴뚝자동측정망(TMS)의 측정치를 활용하는 방안을 제시하였다.

본 연구에서 설계한 국내 온실가스 배출권 거래제도 시범사업 시행방안의 개요는 다음과 같다(표 참조). 먼저 본 연구에서 시범사업의 시행시기는 3년간의 단위 이행기간을 갖되 이행기간간 1년씩 중첩시키는 형태로 2006년에 시작하여 교토의정서상 제 1차 이행기간이 종료되는 2012년까지 총 7년간에 걸쳐 시행하는 방안을 설계하였다. 시범사업의 시작시점은 준비과정에서의 국내여건을 고려하여 일정기간 연기될 필요성이 발생할 수 있으며, 종료시점도 국제 온실가스 규제동향을 고려하여 강제적인 총량관리방식으로의 전환 필요성에 따라 앞당겨질 수 있을 것이다. 대상 온실가스는 측정(산정)이 비교적 용이하고 배출점유율이 높은 이산화탄소를 시작으로 점차 확대해

나가는 방안을 제시하였다. 참여대상 업체는 시범사업으로서 과도한 행정비용 발생을 예방하기 위해 일정 규모 이상의 배출업소로 제한하되, 기준을 점차 완화함으로써 보다 많은 배출업소의 참여가 가능하도록 설계하였다.

본 연구에서 실시한 모의실험결과에서는 일부 대규모 배출업소의 시장점유율이 지나치게 높을 경우 인센티브 경매 단계에서부터 불안정한 결과를 초래할 수 있다는 점이 문제점으로 파악되었다. 이러한 불안정성을 예방하기 위해서는 인센티브 경매를 통해 할당받을 수 있는 삭감목표량에 대해서도 일정한 상한선 규제를 시행할 필요성이 있는 것으로 판단된다. 이와 관련해서 영국에서도 하나의 업체가 전체의 10% 이상을 할당받지 못하도록 하는 규제가 시행된 바 있다.

< 국내 온실가스 배출권 거래제도 시범사업 시행방안(안) 주요 내용 >

구분	시범사업 시행방안
시기 (이행기간)	- 1차(2006~2008), 2차(2008~2010), 3차(2010~2012) ※ 각 3년, 1년씩 중첩
대상 온실가스	- CO ₂ (1차 이행기간)를 시작으로 교토의정서상 6개 온실가스로 확대 (2차 이행기간 이후) ※ 온실가스간에는 IPCC GWP에 따라 CO ₂ 등가톤으로 환산 (호환성 보장)
참여 대상업체	- 2004~2005년간 연평균 CO ₂ 배출량 3만톤 이상 배출업소(1차)를 시작으로 점차 확대(자발적 참여)
대상 배출시설	- 직접(자동차 제외) 및 간접(전기/열 등 2차에너지 구매 등) 배출량 포함 ※ 2차 이행기간부터는 자동차 제작·판매업체에 대한 원단위(집약도) 목표방식의 거래제도(Gateway 방식 적용) 및 신재생에너지 보급사업의 프로젝트 단위 참여 허용
인센티브 경매	- 업체별 삭감목표량 입찰에 대해 정해진 인센티브 재원을 배분 - 신규 참여업체는 과거 2년간 평균 배출량의 98% 수준을 기준(Baseline)으로 인센티브 경매시 배출삭감목표량 입찰 ※ 계속참여업체는 직전 이행기간의 배출권 할당량이 Baseline이 됨) - 단계식 하향 경매(Dynamic Descending Clock Auction) 적용 - 매년말 해당연도 배출량 입증후 인센티브 자원(벌금 제외) 지급 ※ 경제활동수준이 Baseline보다 하락한 업체에 대해서는 기준 배출 집약도를 하회하는 배출삭감량에 대해서만 인센티브 지급

인센티브 재원	- 인센티브 경매재원 단계적 확대:100억(1차)→200억(2차)→300억(3차) ※ 환경개선특별회계에서 조달
배출권 할당	- 이행기간(3년간) 할당량: 기준(Baseline) 배출량에서 배출사감목표확정량(인센티브 경매시 낙찰된 수량)을 공제한 양임. - 연도별 할당량: 인센티브 경매 낙찰업체가 제출하는 이행기간(3년) 중 연도별 배출권 할당량에 해당하는 양을 매년(Baseline 검증완료 시) 할당 ※ 연도별 할당량은 매년 Baseline을 초과하지 않는 한도내에서 업체가 자율적으로 결정
거래한도	- 연도별 할당량의 90%(이행기간예치)를 초과하는 배출권 판매 가능
거래관리	- 거래당사자(판매업체 및 구매업체)는 거래량, 거래주체, 대상 배출권 일련번호 등 거래내용(가격 제외)을 배출권 거래소(정부지정)에 제출하고, 거래소는 결격사유가 없는한 이를 승인 (배출량을 포함한 모든 정보는 원칙적으로 공개)
이월 및 차입	- 이월(Banking)은 무제한 허용, 차입(Borrowing)은 금지
미준수시 벌칙	- 연도별 배출권 제출량이 배출량에 미달하였을 경우 해당량(미달성분)에 인센티브 경매 낙찰가의 2배를 곱한 금액(벌금)을 징수 ※ 참여업체는 보유량(할당량±거래량)중 일부 혹은 전부를 제출 ※ 국제 배출권(AAU/RMU/CER/ERU) 제출 가능 ※ CDM CER 획득업체는 해당량만큼 추가 제출 ※ 미달성분을 추가 제출시 벌금의 50% 환급
감시 및 확인	- 기준배출량(Baseline) 및 실제 배출량에 대한 업체별 보고에 대하여 제3의 인증기관(정부가 정해진 조건에 따라 인증)에서 확인(verification) - 업체별 배출량 산정은 WRI/WBCSD의 GHG Protocol을 기준으로 하되, 굴뚝측정기(TMS)를 통한 측정치로 대체 가능
법적 근거	- 기후변화 관련 신규 입법시 관련 조항 삽입 ※ 정부와 산업계와의 자발적 협약 방식으로도 추진 가능

대상 배출시설에는 자동차를 제외한 직·간접 온실가스 배출시설을 포함하도록 하되, 중복을 피하기 위해 판매용 전력생산시설을 제외하는 안을 제시하였다. 판매용 전력 생산시설과 자동차 제작사 등에 대해서는 별도의 규제를 통해 배출권 거래제도

와 연계시키는 방안이 검토될 필요가 있다.

배출권의 과잉판매(overselling)에 따른 시장불안을 예방하기 위해서 배출권 할당량의 90%를 이행기간예치로 보유하도록 하고, 나머지 10%에 대해서만 자유로운 판매를 허용하는 방안이 필요하다고 판단되었다. 또한 사후적인 이행평가를 통해 규칙을 준수하지 못한(배출량에 상응하는 배출권을 확보하지 못한) 업체에 대해서는 인센티브 경매 균형가격의 2배 이상에 해당하는 벌금을 부과함으로써 규칙준수의 유인을 높일 필요가 있다. 또한 차기 이행기간으로의 이월(Banking)은 자유롭게 허용하되 미래의 이행기간 배출권을 전기에서 차입(Borrowing)하여 사용하는 것은 금지하는 것이 바람직하다.

이상과 같은 시범사업 설계안을 토대로 모의거래 실험을 시행한 결과, 참여 업체는 인센티브 경매와 배출권거래를 통해 감축비용의 약 25%를 절감한 것으로 나타났다. 이는 배출권 거래제도를 통한 경제적 효율성의 달성이 가능하다는 점을 뒷받침하는 것이다. 하지만 이론적 모형을 통해 추정된 비용절감 잠재력(본 연구에서는 59%로 추정됨)에 비해서는 절반에도 못 미침에 따라 기업체에 대한 교육 및 능력향상을 위한 추가적인 노력이 필요한 것으로 판단된다. 또한 기업체의 효율적인 의사결정이 최대한 발휘될 수 있도록 시범사업안을 보완하는 일도 지속적으로 추진되어야 할 것이다.

요컨대, 국내외 여건의 변화에 따라 국내 온실가스 배출권거래제의 도입시기나 형태의 변경이 요구될 수는 있으나 국제적 움직임의 주된 흐름을 볼 때 범세계적 시장의 출범을 막을 수는 없을 것으로 보인다. 따라서 시기의 불확실성은 있지만 국내 온실가스 배출권거래제의 시행도 불가피한 선택이라 판단된다. 따라서 국내 온실가스 배출권거래제의 시행을 위한 준비는 보다 가속화되어야 하며, 특히 산업계의 의견수렴과 경험 축적, 배출량 보고 및 검증 시스템의 구축 등 다양한 주체의 대응 노력이 지속·강화되어야 하겠다. 특히, 본 연구의 후속과제로서 배출권 거래 모의실험의 확대, 배출량 보고·검증 절차 등 구체적인 규칙제정의 노력, 법령 등 관련 제도적 기반의 구축 등이 함께 추진되어야 할 것이다.

<차 례>

제1장 서론	1
제2장 주요국의 배출권거래제 도입 사례 및 연구 동향	3
1. 유럽연합	3
2. 영국	6
2.1 제도의 개요	7
2.2 온실가스배출량 측정 및 보고	11
2.3 제도의 운영과 관련된 사항	13
2.4 온실가스 저감 프로젝트	19
2.5 온실가스 저감 프로젝트 제도 운영	20
2.6 관련 정책과의 연계	21
2.7 영국 배출권 거래제도의 향후 전망	21
3. 캐나다	22
3.1 기후변화협약/교토의정서 및 배출권거래제 관련 동향	22
3.2 캐나다 GERT 시범사업의 시사점	25
3.3 캐나다 GERT 시범사업의 개요	29
3.4 시범사업의 규칙	32
4. 미국	39
5. 호주	42
6. 기존의 배출권 거래제도 비교	45
6.1 적용대상 및 적용지역	46
6.2 배출권의 할당	48
6.3 세대간 탄력성	49
6.4 거래 관련 기구	50
6.5 모니터링과 이행	51

제3장 국내 배출권거래제의 기준선	53
1. 기준선의 정의 및 특징	53
1.1 기준선의 정의	54
1.2 기준선의 특징	55
2. 기준선의 중요성	56
3. 기준선 구성 요소	57
4. 기준년도 선정	57
4.1 기준년도의 시점	58
4.2 기준년도의 기간	60
4.3 시범사업의 기준년도	61
5. 대상 온실가스 및 배출원	62
5.1 대상 온실가스	62
5.2 배출원	64
6. 배출권거래제 참가자 및 대상 설비	65
7. 지리적 통합 및 부문 통합	70
7.1 지리적 통합	70
7.2 부문별 통합	71
8. 기준선 단위	72
9. 배출신용기간 및 기준선 갱신	75
10. 자발적협약 참가자와 국내 온실가스 저감프로젝트와의 관계	77
11. 필요한 자료 및 이용 가능성	78
12. 신규 참여자	79
13. 영국 배출권거래제의 시사점	80
14. 결론	82
제4장 온실가스 배출량 보고 및 검증	85
1. 개요	85
2. 운영체계 및 기본원칙	85
3. 배출량 보고	86

3.1 산정 대상가스	86
3.2 배출량 산정	88
3.3 불확실성 평가 및 품질관리	97
3.4 감독기구에 보고	103
4. 배출량 검증	105
4.1 개 요	105
4.2 검증과정	106
4.3 검증의 이행	107
4.4 검증체제 구축을 위한 제안사항	110
제5장 국내 온실가스 배출권 거래제도 시범사업 시행방안	115
1. 온실가스 배출현황 및 전망	115
2. 시범사업설계 기본방향 및 개요	119
3. 시범사업 시행방안(안)	124
3.1 적용 시기(이행기간)	124
3.2 대상 온실가스	124
3.3 참여 대상업체	126
3.4 대상 배출시설	129
3.5 인센티브 경매	132
3.6 인센티브 재원	137
3.7 배출권 할당 및 거래 관리	138
3.8 거래제한	140
3.9 미준수시 벌칙	141
3.10 이월 및 차입	143
3.11 감시 및 확인	144
제6장 온실가스 배출권 모의거래	145
1. 개요	145

1.1	모의거래 목적 및 의의	145
1.2	주요 내용	146
2.	국내외 온실가스 배출권 모의거래 및 모의실험 사례조사	147
2.1	EU GETS 모형	147
2.2	IEA 모형	153
2.3	국내 온실가스 배출권 거래제도 모의거래 사례	156
2.4	국내외 모의거래 및 모의실험 사례의 시사점	158
3.	모의거래 주요 운영방안	159
3.1	운영규정	160
3.2	참가자 및 거래 기본자료	165
3.3	모의거래 운영일지	168
3.4	시장구현 소프트웨어	169
4.	모의거래 결과	176
4.1	참여사 현황 및 기초정보	177
4.2	배출권 할당	182
4.3	모의거래 결과	187
4.4	거래결과 분석	193
5.	모의거래의 주요 시사점	195
5.1	데이터 수집 및 정리 과정상의 주요 시사점	195
5.2	모의거래 결과의 주요 시사점	196
제7장	결 론	199
참고문헌	203
<부록 1>	온실가스 배출량 산정 방식	207
<부록 2>	온실가스 배출보고양식 사례	235

<표 차례>

<표2-1> 배출권거래 적용대상 활동	4
<표2-2> 시범사업 참여에 따른 예상 혜택과 실제상으로 나타난 혜택	26
<표4-1> 5가지 기본원칙	86
<표4-2> 지구온난화 지수: IPCC 2차 보고서('95)	87
<표4-3> 온실가스 주요 배출분야	92
<표4-4> IPCC에서 제시하고 있는 불확실성 산출을 위한 Worksheet	99
<표4-5> >품질관리의 주요내용 및 절차	102
<표4-6> 배출량 산정대상 범위	103
<표4-7> 배출량 데이터	104
<표4-8> 배출량관련 경영지표	104
<표4-9> 배출량 비율지표	105
<표4-10> 배출량 관련 기타 참고사항	105
<표4-11> 검증과정	107
<표4-12> 부분별 배출량 산정 검증을 위한 요구자료	109
<표4-13> 각 배출원별 TMS 설치현황	112
<표5-1> 온실가스 배출 관련 주요지표(1990~2001)	115
<표5-2> 온실가스 배출/흡수 부문별 추이(1990~2001)	116
<표5-3> 온실가스별 배출추이(1990~2001)	117
<표5-4> 에너지부문 온실가스 관련 주요지표 전망	117
<표5-5> 부문별 온실가스 배출량 전망	118
<표5-6> 국내 배출권 거래제도 시범사업 시행방안(안) 주요 내용	121
<표5-7> 국내 온실가스 배출권거래 시범사업 절차	123
<표5-8> 온실가스 종류별 GWP 및 배출량 추이	125

<표5-9> 배출계수와 Activity 자료에 따른 불확실성	126
<표5-10> 에너지사용신고및자발적협약가입사업장수와 에너지사용비율 ..	128
<표5-11> 국내 에너지원별 에너지 소비량	128
<표5-12> 연간 10,000 TOE를 소비하는 사업장의 연간 탄소배출량	129
<표5-13> 교토메카니즘 하에서의 배출권 유형	142
<표6-1> 에너지관리공단 모의거래 운영방안	157
<표6-2> 온실가스 배출권 모의거래 운영규정	161
<표6-3> 국내외 모의실험 사례와 본 모의실험안 비교	164
<표6-4> 과거 배출량 정보 수집 양식의 예	166
<표6-5> 미래 배출량 정보 수집 양식의 예	167
<표6-6> 저감수단 정보 수집 양식의 예	167
<표6-7> 모의거래 소프트웨어 개발환경	170
<표6-8> 소프트웨어의 주요 특징	172
<표6-9> 참여사별 이행기간 배출량 추이 및 베이스라인	177
<표6-10> 온실가스저감프로젝트 목록	180
<표6-11> 경매 과정 및 결과	183
<표6-12> 각 참여사의 연도별 베이스라인, BAU, 배출권할당량 정보	185
<표6-13> 각 연도별 참여사의 저감 프로젝트 시행	188
<표6-14> 배출권 거래 결과	190
<표6-15> 연도별 배출권 Banking 현황	190
<표6-16> 참여사별 계좌 현황	192
<표6-17> 비용효율성 비교	195

<그 립 차 례>

<그림6-1> 참가자 한계저감비용 대비 평균탄소가격	155
<그림6-2> 모의거래 운영일지 모식도	169
<그림6-3> 참가자 거래연산 및 화면 로직구성 모식도	171
<그림6-4> 관리자 연산 및 화면 로직구성 모식도	171
<그림6-5> Trading Module 화면의 예	173
<그림6-6> Project Module 화면의 예	174
<그림6-7> Accounts Module 화면의 예	175
<그림6-8> Report Modules 화면의 예	176
<그림6-9> 참여사 총 배출량 추이 및 베이스라인	178
<그림6-10> 온실가스 저감 프로젝트 한계저감비용	179
<그림6-11> 인센티브제시액당 기업별 입찰량 변화 추이	184
<그림6-12> 연도별 전체 BAU, 배출권할당량 등 변화 추이	186
<그림6-13> 이행기간 중의 거래가격 추이	191
<그림6-14> 참여사별 한계저감비용 대비 시장평균거래가격	194

제1장 서론

지구온난화와 기후변화를 유발하는 온실가스는 사실상 거의 모든 경제활동에서 직·간접적으로 배출된다. 따라서 이에 대한 규제는 경제활동 전반에 걸쳐 중요한 제약요인으로 작용할 수 있다. 이러한 점을 고려할 때 선진국 및 동구권 국가에 대한 온실가스 감축한도를 부과하고 있는 교토의정서의 채택(1997년)은 국제환경협상 역사상 일대 혁명으로 평가받고 있다.

교토의정서는 국가별 배출한도의 설정과 함께 이의 효율적인 이행을 촉진하기 위하여 국가간 배출권 거래, 개도국에서의 감축사업(청정개발체제)을 통한 크레딧 획득·거래, 의무부담 국가간 감축사업(공동이행)을 통한 크레딧 획득·거래 등 3대 국제협력메카니즘을 허용하고 있다. 이는 온실가스 배출을 허용하는 증서(배출권)가 국제적으로 거래될 수 있게 되는 것으로써 바야흐로 범세계적인 온실가스 배출권 거래 시장의 출범을 의미하는 것이다.

범세계적 온실가스 배출권 시장의 출범은 각국 정부는 물론 산업체에 대하여 심각한 위협과 동시에 새로운 기회를 제공하고 있다. 이에 따라 교토의정서의 비준 여부에 대한 불확실성에도 불구하고 주요 선진국 및 다수의 기업에서는 교토의정서에 따른 배출권 시장이 공식 출범하기도 전에 국가 단위 혹은 기업(군) 단위에서 배출권 거래활동을 활발히 진행하고 있다. 이러한 사전 대응 노력은 미래의 배출권 거래시장에 대한 적응능력을 배양하기 위한 목적과 함께 새로운 시장을 선점함으로써 미래의 이익을 극대화한다는 전략적 의도로의 중요한 역할을 하고 있는 것으로 보인다.

본 연구는 온실가스 배출권거래제의 도입·시행과 관련된 국제 동향을 조사·분석하고 우리나라의 여건에 적합한 국내 배출권 거래 시범사업의 추진방안을 도출하기 위하여 수행되었다. 먼저 다음 장에서는 주요 국가의 배출권거래제 추진동향을 분석하여 국내 정책 설계상의 시사점을 도출하도록 한다. 제3장에서는 배출권 거래제도의 초기 할당에 있어서 중요한 역할을 하는 기준배출량(Baseline)의 설정에 관한 기존의 연구결과를 분석함으로써 배출권 할당 기준의 도출을 위한 시사점을 찾도록 한다. 기

준배출량이란 배출삭감노력의 평가를 위한 기준이 되는 것으로써 개념상 관찰불가능한 배출량을 추정하여야 하는 어려움이 있다. 따라서 이에 대해서는 다양한 가능성을 고려하여 기본적인 원칙을 추출하여야 한다. 제4장에서는 배출권 거래제도의 이행을 담보하기 위해 필요한 배출량의 산정 및 검증에 관한 방법론을 검토한다. 배출량에 대한 정확한 산정과 검증이 뒷받침되지 못할 경우 배출권 거래는 심각한 부작용을 초래할 수 있다. 따라서 본 연구에서는 배출권 산정 및 검증에 관한 다양한 사례 검토와 함께 우리나라의 현실 여건을 고려한 합리적인 방법론을 도출하도록 한다. 이러한 분석결과를 바탕으로 제5장에서는 국내 온실가스 배출권거래제 시범사업 추진방안을 설계한다. 다양한 설계 변수와 주제별로 가능한 대안들을 비교검토하고, 앞에서의 해외사례 분석에 따른 시사점을 고려하여 합리적인 추진방안을 도출하기 위하여 노력하였다. 제6장에서는 도출된 국내 온실가스 배출권거래제 시범사업(안)을 토대로 일부 사업장 실무자가 자율적으로 참여하는 모의실험을 수행한 결과를 분석하였다. 이는 배출권 거래제도가 현실문제에 적용될 경우 발생할 수 있는 문제점을 파악하고 그에 대한 해결방안을 모색하기 위한 것이다. 그리고 본 연구의 결론을 제7장에서 제시하도록 한다.

본 연구는 한국환경정책·평가연구원을 총괄 주관기관으로 5개 연구기관에 의해 수행되었다. 한국환경정책·평가연구원은 연구의 총괄 및 조정과 함께 시범사업의 설계 연구(제1장, 제5장 및 제7장)를 담당하였으며, 고려대학교는 해외사례연구(제2장)를 담당하였고, 에너지경제연구원은 기준선 설정방식에 대한 연구(제3장)를 담당하였으며, 환경관리공단은 배출량 보고 및 검증방안에 관한 연구(제4장)를 담당하였고, (주)에코프론티어는 모의거래의 수행 및 분석(제6장)을 담당하였다.

제2장 주요국의 배출권거래제 도입 사례 및 연구 동향

1. 유럽연합 (European Union)

15개 회원국으로 구성된 유럽연합은 공동으로 교토의정서상의 온실가스 감축목표를 달성하는데 동의했으며, 2012년까지 1990년 배출량 수준의 8%를 감축하는 것이 목표이다. Burden Sharing 협약에 의거하여 EU 회원국 중 독일, 덴마크, 영국은 온실가스 감축량을 교토의정서상에 명시된 감축량 보다 더 많이 저감하기로 한 반면, 프랑스는 1990년도 배출량과 동일한 수준으로 1차 공약기간(2008년~2012년)동안 온실가스를 배출하며, 스페인과 포르투갈, 그리스는 1990년 배출량 대비 오히려 증가된(+) 감축목표를 할당받았다.

이러한 가운데 2001년 10월 유럽공동체(EC: European Commission)는 온실가스 저감을 위한 일련의 정책들 중 하나로 유럽연합 회원국들을 대상으로 하는 온실가스 배출권거래제 안(案)(Directive on the implementation of an EU-wide GHG emissions trading system)을¹⁾ 채택하였다. 유럽공동체는 동안과 관련하여 첫째, 배출권거래제에 참여하는 comparable size 기업들에 대해 공정하게 대우(equal treatment)할 것, 둘째, 왜곡된 경쟁 가능성(potential for competition being distorted)을 최소화하며, 셋째, 기존의 정책들과 연계하여 시너지 효과를 가져올 수 있도록 할 것, 그리고 마지막으로 국제 배출권 거래제도와와의 조화를 이룰 수 있도록 고찰되어야 할 것을 지적하였다.

그 후 2년 뒤인 2003년 7월 22일 유럽연합은 2005년부터 온실가스 배출권 거래제도를 시행하는 것을 골자로 하는 Directive 채택에 대해 합의하였고 2003년 10월 13일 동 Directive가 채택되었다.²⁾ EU에서 채택한 배출권 거래제도(greenhouse gas

1) http://europa.eu.int/comm/environment/climat/com/01579_en.pdf

2) Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the council of 13 October 2003

emission allowance trading system)의 주요 내용은 다음과 같다.

첫째, 배출권 거래제도에 의무적으로 참여하게 되는 적용대상 활동은 20MW 이상 규모의 combustion installation, 석유 정제, coke ovens 등과 같은 에너지 활동 (energy activity), 철금속의 생산과 가공활동, 광물산업(시멘트, 유리, ceramic products), 펄프와 종이 생산과 관련된 활동 등이다. <표2-1>에는 보다 구체적인 적용 대상 활동이 나열되어 있다.

<표2-1> 배출권거래 적용대상 활동

에너지 활동	<ul style="list-style-type: none"> - Combustion installations with a rated thermal input exceeding 20 MW - 광유 정제(mineral oil refineries) 및 Coke ovens
철금속 생산과 가공	<ul style="list-style-type: none"> - Metal ore roasting or sintering installations - Installations for the production of pig iron or steel including continuous casting, with a capacity exceeding 2.5 ton/hour
광물산업 (mineral industry)	<ul style="list-style-type: none"> - Installations for the production of cement clinker in rotary kilns with a production capacity exceeding 500 ton/day or lime in rotary kilns with a production capacity exceeding 50 ton/day or in other furnaces with a production capacity exceeding 50 ton/day - Installation for the manufacture of glass including glass fiber with a melting capacity exceeding 20 ton/day - Installations for the manufacture of ceramic products by firing with a production capacity exceeding 75 ton/day, and/or with a kiln capacity exceeding 4 m³ and with a setting density per kiln exceeding 300 kg/m³
기 타 활동	<ul style="list-style-type: none"> - Industrial plants for the production of <ul style="list-style-type: none"> (a) pulp from timber or other fibrous materials (b) paper and board with a production capacity exceeding 20 tonnes per day

establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC.

둘째, EU 배출권 거래제도는 'cap-and-trade' 방식이며, <표2-1>에 명시된 부문만을 대상으로 두 단계에 걸쳐 실시된다. 1단계는 2005년~2007년 기간이며, 2단계는 교토 의정서상의 제1차 공약기간인 2008년~2012년 기간과 동일하다. EU Directive 상에는 교토의정서에 명시된 6가지 온실가스(CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs, SF₆) 전부를 거래대상물질로 지정하고 있으나, 1단계에서는 단지 CO₂ 만을 거래대상물질로 정하고 있다.

셋째, 배출권의 할당과 관련하여 각 회원국들은 총 배출권(allowance)의 수, 할당방식 등을 명시한 국가할당계획(National Allocation Plan)을 EC에 제출하고 EC로부터 승인을 얻은 후 국가할당계획에 의거하여 배출권을 무상(free of charge)으로 배분한다. 1단계(2005년~2007년)에서는 총 배출권의 최소 95%를 무상으로 분배하며, 2단계(2008년~2012년)에서는 총 배출권 중 최소 90%를 무상으로 분배하도록 되어 있다. 국가할당계획은 1단계의 경우 2004년 3월 31일까지 제출해야 하며, 2단계의 경우에는 2단계가 시작되기 최소 18개월 전까지 제출해야 한다. 한편, 국가할당계획을 작성할 때 고려해야 할 기준(criteria)과 관련하여 13가지 항목을 EU Directive의 Annex III에 명시하고 있는데, 그 중에는 조기행동(early action)을 감안하여 배출권을 할당할 수도 있게 되어 있다.

넷째, 의무불이행에 대한 제재조치로서 범칙금(penalties)을 부과할 수 있는데, 초과된 배출량에 대해서는 CO₂e(carbon dioxide equivalent) 1 톤당 EUR 100 유로를 부과한다. 단, 1단계인 2005년~2007년 기간동안에 대해서는 초과 배출된 CO₂e(carbon dioxide equivalent) 1 톤당 EUR 40 유로를 부과한다. 한편, 신규 참여자 혹은 신규 기업(new entrants)은 신규 참여자 혹은 신규 기업이 속해있는 부문의 기존 참여자 혹은 기존 기업이 배출권을 할당받았던 조건과 동일하게 배출권을 할당받게 된다. 그러나 신규 EC 회원국가들은(new Member States)는 EU burden sharing 협약을 2013년까지 활용할 수 없다.

다섯째, 배출원으로부터 발생하는 배출량은 산술방식(calculation) 혹은 실측을 통해 모니터링한다. 배출원으로부터 발생하는 배출량의 산정은 다음 식을 이용하여 구한다 : 활동자료(activity data) × 배출계수 × 산화계수(oxidation factor). 이때 활동자

료에는 연료사용량, 제품생산량 등이 포함된다.

2. 영국

영국은 교토의정서에서 온실가스 배출량을 2012년까지 1990년 대비 12.5% 감축하는 목표를 할당받았고, 이에 따라 자체적으로 2010년까지 20% 감축을 목표로 하고 있다. 이러한 목표달성을 위해 2000년 11월에 The UK Climate Change Programme³⁾을 발표하였고 이는 그동안의 여러 가지 정책을 통합적으로 운영하는 것과 온실가스 배출권 거래제도를 운영하는 것을 기본 골자로 하고 있다.

영국의 온실가스 배출권 거래제도는 2002년부터 시작되었고 2004년까지는 시범사업의 성격이 강하며, 그동안의 문제점을 분석하여 보완한 후 2005년부터 본격적으로 시행할 계획이다.

영국의 온실가스 배출권 거래제도는 기업들의 자발적인 참여로 이루어지며, 영국 내 모든 단체가 참여할 수 있다. 또한 이 제도는 독립적이라기보다는 다른 기타 에너지환경정책과 연동되고 있고, 영국정부는 이 제도를 통해서 연간 2백만~7.7백만톤 이상의 CO₂ 배출량을 절감할 수 있을 것으로 기대하고 있다.

한편, 영국 배출권 거래제도의 특징 중 한 가지는 거래참가형태가 다양하다는 점이다. 참가형태는 크게 4가지이다. 우선 첫 번째 참여형태는 정부로부터 보조금을 지급 받는 반대급부로 절대적 저감목표를 자발적으로 달성하는 형태로 「직접 참가자」라고 불리어지고 있다. 직접참가자들을 위해 정부가 제공하는 보조금의 지출총액은 연간 약 2억1500만 파운드이다. 이 보조금의 수급자는 1998~2000년의 기준배출량에 있어 「절대량」으로 배출삭감이 요구되어진다. 이 것은 정부가 제시한 보조금의 기본 틀 안에서 가장 효율적으로 배출량을 삭감시킬 수 있는 참가자를 선택하는 방식이다.

두 번째는 기후변화협정에 근거하여 목표를 가지고 참가하는 형태인데 「협정 참가자」라고 불린다. 이 참가자는 「원단위」에 기반을 두고 상대적인 목표를 정하고 이

3) 이 프로그램의 목적은 Kyoto Target을 상회하는 2010년까지 1990년 대비 온실가스배출량을 23% 절감하는 것임

산화탄소 배출 등에 대하여 환경세에 상당하는 과징금을 지불한다. 목표가 달성될 경우에는 과징금의 80%가 면제되고 원단위로 목표를 설정하고 있을 때에는 무제한으로 배출권을 매각할 수 없는 구조의 「gateway」라고 불리는 매각제한조치를 만들어놓고 있다.

이 외에 정부가 인가하는 배출삭감프로젝트의 루트로 참가하는 등 목표 설정을 인수하지 않고 참가하는 두 가지의 형태가 있다. 이 안에 프로젝트루트로 참가하는 자는 입안된 프로젝트로 획득한 배출권을 시장에서 팔 수 있다. 더욱이 배출 삭감 목표가 없고 더구나 프로젝트를 실시하고 있지 않은 기업과 단체라도 등기소에 구좌를 만들면 배출량거래시장에 참가할 수 있도록 고안되어 있다.

2.1 제도의 개요

1) 제도의 운영

영국의 배출권 거래제도는 배출권 거래제도로의 편입, 배출권의 할당, 배출권의 거래, 보고 및 이행 등 4단계로 구성되어 있다. 첫 번째 단계에서는 자발적인 목표를 설정하고 배출권 거래를 위한 거래계정을 개설하며, 정부로부터 인정될 수 있는 온실가스저감 프로젝트를 수행하는 것이다. 배출권 할당 단계에서는 자발적인 목표설정에 근거하여 배출권을 할당하며 온실가스저감사업의 성과에 따라 credit을 부여한다. 배출권의 거래는 레지스트리에 등록된 계정을 보유하고 있으면 누구나 가능하며, 거래 참가자는 보고 및 이행의 의무를 갖는다.

2) 제도 참여자

배출권 거래제도에 참여하는 참가자는 직접참여자(absolute target)와 협약참여자(agreement participants)로 구분된다. 직접참여자는 자발적으로 절대감축목표량(absolute target)을 설정하고 이에 따라 정부로부터 인센티브(5년간 최대 3천만 파운드)를 제공받으며,

인센티브의 획득 및 절대감축목표량 설정 시 경매를 통해야 한다. 반면, 협약참여자는 정부와 기후변화협약을 체결한 참가자로 절대감축량과 원단위 감축량으로 목표를 설정할 수 있으며 목표달성 시 기후변화세에서 80%를 할인 받는다. 직접참여자와 협약 참여자 외에도 온실가스저감사업을 통한 참여 및 레지스트리에 거래계정을 등록한 경우에는 참여가 가능하다.

3) 참여 자격

온실가스를 배출하는 영국 내의 모든 개인 또는 법인이 직·간접적으로 참가할 수 있으며, 직접참여자의 경우에는 협약기간동안 관련법령을 위반하지 않아야 하는 의무를 지니므로 이를 준수할 수 있는 개인 또는 법인만이 참여할 수 있다. 그러나 영국 정부는 온실가스저감이라는 배출권 거래제도의 근본적인 목적의 달성을 위해 배출권 거래제 참가자를 제한하고 있으며, 참가를 원하는 개인 또는 법인의 경우 관련 법령을 충실히 이행할 수 있음을 정부에게 증명하여야 한다.

보다 구체적인 참여자격조건으로는 직접참가자의 경우 하나 이상의 배출원이 있어야 하며 직접배출원과 간접배출원을 모두 배출원으로 고려한다. 직접참가자 자격에 해당하지 않는 배출원은 ① 외부에서 생산되어 사용된 직접배출원으로서의 전기와 열 발전, ② 협약서에 포함되지 않은 배출원 ③ 내륙 및 수상 수송 ④ 매립지의 메탄(Landfill Directive에 포함된 경우) ⑤ 가정부문 등이 포함된다.

한편, 개인이나 법인에게 동일한 배출원에 대해 배출권 거래제도를 통한 인센티브와 자발적협약(기후변화세: Climate Change Levy)을 통한 인센티브를 동시에 제공하지 않는 것이 원칙이며, 자발적협약에 포함되지 않은 배출원에 대해서는 인센티브가 제공된다.

일반적으로 매립지에서 발생하는 메탄은 배출권 거래제도에 포함되지 않으나 Landfill Directive에 해당하지 않는 경우에 한해서는 배출권 거래제도에 포함될 수 있다. 이외에 공공부문의 법인 혹은 단체도 배출권 거래제도에 참여할 수 있다. 그러나 공공부문의 법인 혹은 단체들이 거래제도 참여에 따르는 인센티브를 받기 위해서

는 기존의 계획목표만큼 배출을 저감하거나 에너지사용 절감을 달성한 경우, 혹은 추가적인 배출저감 또는 에너지사용절감만을 위해 추진된 사업을 통해 온실가스 저감 목표를 달성한 것을 인정받을 경우에만 인센티브를 받을 수 있다.

4) 기준년도(Baseline)

직접참가자의 기준년도는 1998년~2000년 기간동안의 연간 평균 배출량으로 결정하며, 만약 1998년 또는 1999년의 배출량에 대한 자료가 없는 경우에는 1999년~2000년 또는 2000년의 배출량을 기준년도로 설정한다.

5) 배출원 규명 및 기준년도 배출량 산정

기준년도의 배출량은 각 배출원의 배출량을 합한 것을 기준으로 산정되므로 기준년도 배출량 산정을 위해서는 각각의 배출원 규명이 우선되어야 한다. 특히, 기준년도의 산정은 기준년도 기간에 해당하는 각각의 배출원별 배출량을 합한 것으로 항상 동일한 단위인 tCO₂e로 보고해야 한다. 한편 경우에 따라서 연간 10,000 tCO₂e 이하를 배출하는 배출원 또는 총배출량의 1% 이하(Size Threshold)에 해당하는 배출원은 기준년도 배출량 산정 시 포함하지 않을 수도 있다.

직접참가자는 정부에 제출하는 보고서에 배출원별 배출량을 기입해야 하며, size threshold(연간 10,000 tCO₂e 또는 총배출량의 1%) 이하의 배출량이 있는 경우에는 해당 배출량을 기준년도 배출량 산정에 포함시킬 것인지 아닌지 여부를 명확히 밝혀야 한다. 만약, 기준년도 배출량에 포함되지 않은 배출원으로부터의 배출량이 이행기간 중 size threshold 이상의 온실가스를 배출할 경우에는 해당 참가자의 총 온실가스 배출량 산정에 추가적으로 포함시켜야 하며, 이 경우 이미 결정된 기준년도 배출량에 대한 변동 혹은 조정은 불가능하다.

6) 배출원, 기준년도 배출량, 목표의 수정

거래참가자의 사업장 매각 및 새로운 사업장 인수 등과 같은 변화가 발생하였을 경우에는 배출원과 기준년도의 배출량 등에 대한 수정이 가능하다. 구체적으로 경매 시 배출량에 비하여 2.5% 이상의 변동이 있거나 25,000 tCO₂e 이상(change threshold)의 배출량 변동이 있을 경우에는 수정이 가능하다.

7) 경매 인센티브

영국 정부는 5년 동안 직접참가자에게 제공할 인센티브로 2.5억 파운드를 책정하고 있으며, 직접참가자는 2002년 1월부터 경매에 참가하였고 기준년도 배출량 대비 저감 배출량만큼 경매(입찰)에 참여할 수 있다.

8) 경매 설계(design)

인센티브 입찰제도에서 채택한 방식은 단계적 하향 경매(descending clock auction)이다. 그 단계는 다음과 같다. ① 경매인이 tCO₂e 당 가격을 공시 ② 경매인이 입찰참가자에게 입찰액(여기서는 인센티브를 받기를 원하는 tCO₂e 배출 저감량)을 제시 요구 ③ 배출저감량 제시 ④ 경매인이 입찰참가자가 제시한 총 배출저감량 공시 ⑤ 인센티브에 배출저감량을 곱한 값이 총 인센티브 자원보다 적을 경우에 경매 종료 ⑥ 인센티브에 배출저감량을 곱한 값이 총 인센티브 자원보다 많을 경우 재입찰하며, 재입찰에 들어갈 경우 tCO₂e당 가격을 낮게 책정하여 재공시한다.

입찰참가자는 기준년도부터 2006년까지의 배출저감량 전체에 대해 입찰 참가가 가능하며, 입찰참가자는 입찰한 배출저감량만큼 인센티브를 제공받고 2006년 계획년도까지 목표달성의 의무를 갖게된다. 한편, 정부는 입찰액의 최대 가격을 tCO₂e 당 100 파운드로 한정하며, 최종 입찰에서 결정된 내용은 취소할 수 없고 거래참가자는 이를 2002~2006년 기간동안에 달성하면 된다.

9) 입찰 참가 및 목표 설정

일반적으로 경매참가자들은 연간 배출저감량을 기준으로 입찰가격을 제시할 수밖에 없으므로 경매에서 결정된 인센티브 가격은 배출권 거래제도의 운영기간 전체를 반영한다기보다는 당해연도를 반영하는 것이다. 따라서 최종 낙찰금액이 미래의 배출권가격을 나타낸다고 볼 수는 없다. 한편, 제도의 원활한 운영을 위하여 직접참가자는 총 인센티브 제공액의 10% 이상에 해당하는 권리를 주장할 수 없다.

직접참가자가 경매과정에서 이윤을 획득하기 위해서는 최종 낙찰금액 및 배출저감 가능량에 대한 정확한 전략이 있어야 한다.

2.2 온실가스배출량 측정 및 보고

배출권거래제에 참여하여 목표를 설정한 모든 참가자는 기준년도 설정 및 목표 달성 여부를 판단하기 위해 온실가스배출량에 대한 측정 및 보고의 의무를 갖는다. 또한 위의 내용을 정부에 보고하기 이전에 의무적으로 검증과정을 거쳐야 한다.

1) 직접참가자에 대한 보고서 작성 지침

모든 직접참가자는 정부가 제공하는 보고서 작성 지침서(*Guidelines for the Measurement and Reporting of Emissions in the UK Emissions Trading Scheme*)에 의거하여 보고해야 한다. 보고서 작성지침서(reporting guideline)는 기준년도 및 연간 온실가스 배출량(tCO₂e)의 측정 및 보고 등에 관한 기준뿐만 아니라 배출원의 규명, 배출원의 변경, 기준년도 재설정 등에 대한 정보도 제공하고 있다.

2) 기준년도와 연간 배출량에 대한 인증(verification)

직접참가자는 기준년도 및 연간 온실가스 배출량 측정결과 등을 공인된 제3자

(accredit verifier)로부터 인증 받아야 한다. 직접참가자가 관련 자료에 대한 인증을 받지 못한 경우에도 경매에 참가하여 입찰할 수는 있으나 배출권의 분배, 인센티브 제공 등과 관련해서는 반드시 검증(혹은 인증)받은 자료만을 사용해야 한다. 또한 직접참가자는 반드시 기준년도 및 연간 배출량을 인증받아야 하며, 경우에 따라서 인증자는 해당 거래참가자에게 할당된 기준년도와 비교하여 저감된 온실가스 배출량을 산출하여 제공하여야 한다.

3) 기준년도와 연간보고서 관련 사항(requirements)

직접참가자는 거래제도에 참여하기 전에 ① 배출원 및 기준년도 배출량 ② 제공한 자료가 정확하며 신뢰성 있다는 자기 선언 등에 대한 인증을 받아야만 배출권을 부여 받을 수 있다. 한편, 이행기간 동안 배출원 및 기준년도 배출량에 대한 수정이 없을 경우에는 제3의 인증자에게 ① 배출원 및 기준년도 배출량 ② 연간 배출량 ③ 배출량 산정방법(배출계수 참고자료 및 산정방법이 변경되었을 경우 이전 보고서와 비교 가능한 첨부 자료 제출) ④ 제공한 자료가 정확하며 신뢰성 있다는 자기 선언 등과 같은 정보를 제공해야 한다.

반면, 배출원 및 기준년도 배출량에 변동이 있을 경우에는 ① 경매 입찰 시 자료에 근거한 연간 배출목표량 ② 이전 자료와 비교한 새로운 배출원 및 기준년도 배출량 ③ 기존 연간 배출목표량과 비교한 새로운 연간 배출목표량 등과 같은 자료를 추가적으로 제공하여야 한다.

인증자는 검증기간동안 피검증자에게 기타 다른 자료를 요구할 수 있으며, 모든 자료의 배출량 단위는 tCO₂e로 단일화해야 한다. 인증자는 관련 자료를 피인증자가 제도에 참여하고 있는 기간 동안 보존하고 있어야 한다. 또한 직접참가자는 제공하는 모든 자료를 전산화하여 보유하여야 하며, 해당 전산프로그램의 적절성에 대해서도 검증받아야 한다.

인증과정 후 직접참가자는 인증자가 서명한 자료 및 보고서를 배출권 거래제도 사무국(ETA, Emissions Trading Authority)에 제출해야 하며, 서명을 받지 못할 경우에

는 그 사유서를 함께 제출해야 한다. 제출한 자료를 토대로 ETA에서는 배출권의 부여 또는 취소 등을 결정한다.

4) 협약참가자에 대한 배출량 자료의 인증

협약참가자는 배출권을 거래하는 것만 허용되기 때문에 별도의 인증 및 보고과정에 대한 의무조항은 없다. 그러나 목표 대비 초과 달성한 배출권을 거래할 경우에는 제3의 인증자에게 에너지 사용량 또는 온실가스 배출량을 인증받아야 한다.

2.3 제도의 운영과 관련된 사항

1) 배출권 할당

직접참가자와 협약참가자는 각각 'Cap and Trade'와 'Baseline and Credit'에 기초하여 배출권을 할당받는다. Cap and trade의 경우, 매년 직접참가자는 최소한 지난 이행기간 동안의 배출량과 동일하게 향후 이행기간 동안의 emission cap과 부합하는 배출권을 부여 받고 배출권을 자유롭게 거래한다. 반면, Baseline and credit의 경우에는 이행기간 완료 후에 목표 이하의 에너지사용량 또는 배출량을 통한 초과달성분에 대해 배출권을 부여받는다. 협약참가자의 경우에는 배출권을 부여받는 대신에 초과 달성량을 시장에서 거래할 수 있다.

모든 직접참가자는 절대배출량을 목표로 설정해야 하며, 협약참가자는 감축목표를 원단위(relative) 또는 절대목표량 중 선택이 가능하다. 협약참가자의 경우 기존의 baseline and credit 방식에서 장기적으로는 'cap and trade' 방식으로 전환할 계획이다.

2) 레지스트리

배출권거래를 원하는 모든 참가자는 레지스트리에 계정(account)을 가져야 하며,

레지스트리에는 다음과 같은 정보가 기록되어 참가자의 할당량 소유현황 및 변동사항이 항상 추적 가능해야 한다.

- ① 각 참가자의 계정 정보(담당자에 대한 정확한 정보 제공 의무)
- ② 정부에 의한 초기 할당량
- ③ 프로젝트 또는 국제 거래를 통한 credit
- ④ 거래결과에 의한 할당량 변화
- ⑤ 할당량 폐기 또는 취소
- ⑥ 할당량의 예치

초기 레지스트리는 영국내 배출권 거래제도에서 배출권 또는 credit의 소유현황 및 변동사항을 추적하는데 이용되지만 향후에는 기후변화협약/교토의정서 하에 이행되는 EU내 배출권 거래제도 및 국제 배출권 거래제도에서 영국의 레지스트리로 사용될 계획이다.

모든 배출권의 할당량 및 credit의 단위는 tCO₂e를 사용하며, 모든 배출권의 할당량에는 국제수준에 부합하도록 ① 배출권 발행연도 ② 교토의정서 상의 이행기간 ③ 출처(배출권할당량/프로젝트를 통한 credit) ④ 발행연도를 포함하는 개인번호 등과 같은 요소에 대해 고유번호가 부여되며, 반드시 전산파일 양식으로 구성되어야 한다.

레지스트리 계정에는 이행계정, 거래계정, 회수계정, 취소계정 등 4가지가 있다. 이행계정(compliance accounts)은 배출권 할당량 및 credit의 보유 및 이동현황 관리에 사용되며, 협약참가자의 경우에는 회사를 대표하는 1개의 이행계정을 가질 수도 있으며, 각 목표단위마다 별도의 이행계정을 보유할 수 있다. 거래계정(trading accounts)은 배출권 거래제도에 참여하는 모든 참가자가 가질 수 있으며, 특히 비정부단체(NGOs)와 같이 직접적으로 온실가스를 저감하지 않는 참가자도 개설이 가능하다. 회수계정(retire account)은 사용이 완료된 배출권을 정부가 회수하는 것을 의미하며, 취소계정(cancellation account)은 사용이 취소된 계정을 지칭한다.

한편 절대감축 목표량을 가진 부문(absolute sector)과 원단위 목표량을 가진 부문(relative sector)으로 분류 가능하며 두 부문사이의 거래도 가능하다.

3) 배출권의 거래 및 양도

배출권의 거래는 다른 상품의 거래 방식과 동일하다. 즉, 모든 거래는 시장원리에 따라서 진행되며 제3자 즉, 중개인 등이 자유롭게 참여할 수 있다. 한편 배출권의 양도(transfer)는 하나의 계정에서 다른 계정으로 배출권 및 credit이 이동하는 것을 의미하며, 배출권의 거래(trade)는 참가자 사이에서 금전적인 이동이 발생하는 것으로 판매자가 구매자에게 특정 기간의 배출권을 양도하는 'forwards'와 특정기간의 배출권을 팔거나 사기위한 권리를 얻는 'options'을 포함한다. 즉, 배출권의 거래가 발생하였다고 해서 배출권의 양도가 항상 이루어지는 것은 아니다.

배출권의 거래는 거래 당사자 간에 직접 거래할 수 있으며 중개인이 참여할 수도 있다. 이에 대한 의사결정은 참가자가 자유롭게 정한다. 한편 이행기간이 지난 후 목표를 달성한 참가자에게 인센티브를 제공하므로 배출권의 양도는 판매자의 부채(seller liability)로 작용한다.

배출권의 이동은 기본적으로 web-site에 등재하는 것이 원칙이나, 현재는 배출권 거래가격에 대한 정보를 실시간으로 정부가 직접 제공할 계획은 없고 개인거래자나 중개인이 internet에 배출권 거래가격 관련 정보를 공개할 수 있다.

협약참가자가 생산량을 늘림으로써 원단위를 개선하고 목표를 달성하여 credit을 얻는 경우 CO₂ 배출량은 오히려 증가할 수 있다. 이 경우 협약참가자가 배출권거래제에 참여함에 따라 시장에서 거래되는 배출권의 양이 증가하고 이는 전체적인 CO₂ 배출량의 증가로 이어질 수 있다. 영국 정부는 이러한 문제를 예방하기 위해 'gateway'라는 운영방안을 마련하고 있다. 특히, 원단위 목표를 가진 협약참가자가 배출권거래에 참여할 경우에는 항상 gateway를 거쳐야 한다.

가) 예치(banking)와 차입(borrowing)

배출권에 대한 예치는 거래참가자들에게 그들의 사업계획에 따라 배출권 거래제도의 이행을 가능하게 하여 온실가스 배출저감 목표달성에 있어서의 유연성을 제고시킨다. 또한 초과달성분에 대한 판매 또는 예치는 조기실행에 대한 인센티브 부여 효

과도 발생시킨다. 모든 참가자는 2007년까지 배출권의 예치가 자유롭게 허용된다. 특히, 직접참가자는 배출권의 예치가 교토의정서 1차 이행기간(2008년~2012년)동안 가능하다. 영국정부는 2007년까지 배출권 및 credit의 예치에 대한 규제를 유보할 계획이며, 2007년 이후에는 영국 배출권거래시장 규모 및 교토의정서상의 감축의무 이행 결과에 따라서 예치율에 대해 규제할 계획이다. 그러나 배출권에 대한 차용은 인정하지 않고 있다.

나) Tax treatment of trades

거래참가자가 배출권을 구매할 경우 구매비용에 대해서 세금경감을 받을 수 있으며, 배출권을 판매할 경우 발생하는 이윤에 대해서는 세금을 부과한다.

4) 보고 및 이행

모든 거래참가자는 이행기간 완료 후에 온실가스 배출량에 대한 자료를, 협약참가자의 경우에는 에너지사용량, 생산량 등 기타 자료를 제공해야 한다. 원칙적으로 거래참가자는 영국내 배출권 또는 영국내 프로젝트를 통한 credit만을 거래할 수 있다.

그러나 ① 교토메커니즘에 의해 발생한 credit(Kyoto Protocol credit), ② ETA와 이에 상응하는 기관이 인정한 배출권 등도 자유롭게 사용할 수 있다. 해당 년도에 발행된 배출권은 항상 그 해에 사용되어야 한다. 즉, 2003년에 발행된 배출권을 2002년 목표달성을 위해 사용될 수는 없다.

가) 직접참가자의 보고와 의무이행

직접참가자의 이행기간은 매년 말일(즉, 12월 31일)에 완료되며, 이후 3개월 동안의 조정기간이 주어지는데, 이때 직접참가자는 첫째, 전년도 온실가스 배출자료를 Reporting Guideline 22에 따라 보고서를 작성하고, 둘째, 배출량 자료에 대해 검증 및 인증을 받아야 하며, 셋째, 이행계정에 등록되어 있는 총 배출량과 인증된 배출량을 동일하게 하기 위해 늦어도 차기년도 3월 31일까지 필요한 거래를 완료해야 한다.

ETA는 배출량 자료와 이행계정을 통해 모든 직접참가자의 이행여부를 판단해야 하며, 배출권과 실제 배출량이 같은 경우 ETA는 이행계정을 영국정부의 회수계정으로 환원시킨다. 만약 직접참가자가 성실하게 이행한 경우 인센티브를 지급하고 차기 년도의 배출권도 예정대로 모두 할당한다.

나) 협약참가자의 보고와 의무이행

협약참가자의 배출권거래 참여는 자율적이다. 그러나 배출권 거래제도에 참여한 경우 조정기간 중에는 공식적인 절차에 따라야 하며 그 기간은 전년도 9월 30일부터 차기년도 1월 31일까지로 약 4개월의 기간이 주어진다. 협약참가자는 협약목표를 달성한 후에 배출권을 판매할 수 있으며 다음 단계를 거친다.

- ① 처음 참가할 경우 이행계정을 개설해야 한다
- ② 협약이행기간 중의 에너지 사용량 또는 온실가스 배출량 자료를 수집하여 초과 달성량을 산정하여 이를 tCO₂e로 환산한다.
- ③ 초과달성분에 대한 검증을 제3자로부터 받아야 한다.
- ④ ETA에 검증된 자료를 제공해야 한다.
- ⑤ ETA는 검증된 자료를 받은 즉시 이행계정을 레지스트리에 등록하여야 한다.
- ⑥ 거래참가자는 이행계정만큼 시장에서 판매하거나 이를 차기년도로 이관할 수 있다.
- ⑦ 조정기간이 종료된 후 ETA는 협약사무국에 참가자의 이행계정 이동현황 및 보유현황을 통보한다.
- ⑧ 협약사무국은 참가자의 협약목표달성을 위해 필요한 배출권을 통보하고 이에 따라 ETA는 배출권을 영국 회수계정으로 환원하고 여분의 배출권은 차기년도로 이관한다.

한편, 협약참가자는 다음의 과정을 통해서 협약목표 달성을 위해 배출권을 구매할 수 있다.

- ① 처음 참가할 경우 이행계정을 개설해야 하며, 조정기간 완료 전에 배출권을 구매해야 한다

- ② 조정기간이 완료되면 ETA는 협약사무국에 참가자의 이행계정 보유현황을 통보한다
- ③ 협약사무국은 참가자의 협약목표달성을 위해 필요한 배출권을 통보하고 이에 따라 ETA는 배출권을 영국 회수계정으로 환원하고 여분의 배출권은 차기년도로 이관한다.

다) 부문에 대한 의무이행(Sector level compliance)

동일 산업부문 전체를 고려하여 목표를 설정·달성한 경우에는 각 기업의 이행성과에 대해 조사하지 않는다. 따라서 이 경우 협약참가자가 초과 달성분을 시장에서 판매하지 않을 경우 차기년도의 이행계정으로 이관된다. 그러나 전체의 공동목표를 달성하지 못하였을 경우에는 각 기업의 이행성과에 대한 조사가 이루어지며, 이때 협약참가자가 조정기간 내에 초과 달성분을 시장에서 판매하지 않을 경우 이는 목표를 달성하지 못한 다른 기업으로 이관된다.

5) 의무불이행에 대한 제재조치

가) 직접참가자의 경우

인센티브를 획득하고 차기년도에 해당하는 배출권 할당을 모두 받기 위해서는 조정기간이 종료되기 전에 목표를 달성해야 한다. 현재는 제재방안이 법규로 규정되어 있지 않지만 고려되고 있는 제재조치로는 ① 인센티브 제공 취소 ② 차기년도 배출권의 할당량 감축, 즉 부족분의 1.1배~2배(2002년에는 1.3)에 해당하는 양을 감축 ③ 부족분에 대해서 tCO₂e 당 일정액을 부과하는 재정적 벌금(Financial penalties)이 논의되고 있다.

한편 조정기간이 완료된 후에 정부는 모든 직접참가자의 부족분을 대중에게 공개하며, 직접참가자가 총 이행기간 동안의 목표를 달성하지 못한 경우에는 정부로부터 제공받은 인센티브에 이자를 포함하여 환급해야 한다. 또한 제도법규 위반에 대해서는 심각한 위반(위조 및 사기)과 가벼운 위반(보고서 제출기간 위반 등)으로 구분하여

관리할 계획이다. 일례로 일정 내에 보고서를 제출하지 못할 경우에는 제출 시까지 인센티브 지급 및 차기년도 배출량의 할당 등에서 제외한다.

나) 협약참가자의 경우

협약참가자의 의무불이행에 대한 제재조치는 없으나, 향후 의무불이행에 대해 자발적협약의 인센티브인 기후변화세 할인조치를 취소할 계획이다.

2.4 온실가스 저감 프로젝트(UK-based projects)

온실가스 배출저감 활동을 프로젝트라 칭하며, 프로젝트의 수행을 통해 배출권 거래제도에서 거래가 가능한 credit 획득이 가능하다. 모든 UK-based project는 정부의 허가를 받아야 하지만 구체적인 허가절차와 과정에 대해서는 아직 논의 중에 있다. 특히, 영국 정부는 프로젝트 관련 기본적인 지침서의 제공이 필요하다는 것을 인식하고 있으며 또한 제도의 원활한 운영을 위해 많은 전문가 확보에 힘쓰고 있다.

1) 발전부문의 프로젝트

영국정부는 발전부문이 배출권 거래제도에 직접참가자로 참가하는 것을 제한하고 있기 때문에 전력산업부문은 향후 도입예정인 Group 참가자로 거래제도에 참여하거나 연료대체, 열병합발전 등의 프로젝트를 통해 credit를 획득하여 참여해야 한다. 관련 프로젝트의 가이드라인 및 인증에 대해서는 논의 중이다.

2) 예외 프로젝트

삼림관리 또는 탄소흡수원(carbon sinks) 등과 관련된 프로젝트는 불확실성으로 인해 현재 프로젝트 이행으로 인정을 받지 못하고 있다. 그러나 일부 삼림관리 또는 탄소흡수원 등의 프로젝트는 경제적 이익과 환경개선 효과 등을 가져올 수 있으므로

이에 대한 추가적인 검토작업이 진행 중에 있다.

2.5 온실가스 저감 프로젝트(UK-based projects) 제도 운영

1) 영국정부의 의무

영국정부의 역할은 배출권 거래제도의 법적 체계를 구성하여 제공하며 필요시 업데이트하는 것이다. 이외에도 배출량 측정 및 보고, 검증 등에 대한 내용과 직접참가자에게 제공하는 인센티브에 대한 지침서를 작성하는 것이 주요 역할이다. 또한 영국 정부는 배출권거래사무국(Emissions Trading Authority)을 설립하고 그 기능을 규정한다. 특히 직접참가자에 대한 인센티브 제공은 기존의 환경보존법(Environmental Protection Act 1990)을 수정하여 법률적 근거를 제공하였다.

2) 배출권거래사무국(ETA: Emissions Trading Authority)의 지위

배출권거래사무국(ETA)의 주요 기능은 ① 참가자의 배출권 관리 ② 제도 범위의 준수 여부 ③ 이행기간마다 배출량 자료 및 배출권 보유 현황 관리 ④ 의무 불이행 참가자에 대한 규제 ⑤ 레지스트리 관리 ⑥ credit 관리 등이다.

이행초기단계에서는 정부기관인 DEFRA(Department of Environment, Food and Rural Affairs)에서 ETA의 역할을 대신하지만 향후 ETA를 독립기관으로 별도 구성하여 관련 업무를 이관할 계획이다.

3) 정보 공개

대부분의 이행과정 및 관련 자료는 일반에게 공개되며, 구체적인 정보 공개내용은 ① 모든 직접참가자의 배출저감목표 및 초기 배출권 할당량 ② 레지스트리 계정정보 및 담당자 연락처 ③ 상세한 거래 내역 ④ 모든 직접참가자의 기준년도 및 연간 온실가스

배출량 ⑤ 모든 직접참가자의 이행현황 ⑥ 프로젝트를 통한 credit 부여 현황 등이다.

2.6 관련 정책과의 연계

배출권 거래제도와 관련된 정책들로는 IPPC (The Integrated Pollution Prevention and Control) Directive, 재생에너지 사용 의무화 정책, 에너지효율위원회(Energy Efficiency Commitment) 그리고 천연가스 사용 등이다. IPPC Directive 법령에는 산업공정 중 에너지 효율성의 측정 등에 대한 지침과 개선된 기술 등을 제공하고 있다.

한편 재생에너지 사용의무를 부여받은 에너지공급업체가 목표를 초과 달성한 경우에는 초과된 양만큼 tCO₂e로 환산하여 배출권거래제에 참여할 수 있으며, 이 때 변환계수는 재생에너지협약상의 지침서를 따른다.

반면, 가정부문에 에너지를 공급하는 업체의 경우에는 에너지효율위원회(Energy Efficiency Commitment)와 에너지절약 및 이산화탄소 배출저감을 위한 협약을 체결하였기 때문에 배출권 거래제도에 참여할 수 없다. 또한 천연가스를 연료로 사용하는 것은 1976년에 제정된 에너지법(Energy Act 1976)에 의해 관리되고 있으므로 이와 관련된 온실가스 저감실적은 배출권 거래제도에서 배출권으로 대체될 수 없도록 제한되고 있다.

2.7 영국 배출권 거래제도의 향후 전망

1) 신규 및 후발참가자

2002년 상반기 이후에 참여하는 참가자를 신규 혹은 후발참가자로 규정하며, 후발참가자(late entrants)는 제도운영 첫 단계에는 참가하지 않았지만 2000년 배출량에 대한 검증이 가능한 참가자로 규정하고 이들이 배출권 거래제도에 참가할 경우 기준년도 설정은 기존의 참가자와 동일한 방법을 적용한다. 반면 신규 참가자(new entrants)는 제도운영 첫 단계에는 참가하지 않았으며 2000년 배출량에 대한 검증이 불가능한

참가자로 규정하고 이들이 배출권 거래제도에 참가할 경우에는 기준년도는 참가하기 이전 3년 동안의 평균 배출량으로 결정한다. 만약 최근 3년 동안의 관련 정보를 검증하기 어려울 경우에는 2년 또는 최근 배출량으로만 참가 여부를 결정한다.

2) 배출권 거래제도의 폐지(Closure of the gateway) 및 전망

기후변화협약/교토의정서가 발효되는 2008년 1월 1일에 잠정적으로 배출권 거래제도를 폐지할 계획이다. 한편 배출권 거래제도의 1차 운영기간(2004년까지)에는 시범사업의 성격이 강하며, 2005년과 2007년에 각각 제도의 운영방안을 수정하고 본격적으로 배출권거래제를 실시하여 교토의정서사의 감축목표 달성을 위한 정책수단으로 이용할 계획이다.

3. 캐나다

3.1 기후변화협약/교토의정서 및 배출권거래제 관련 동향

캐나다는 제1차 공약기간(2008~2012년) 중 1990년 배출량 대비 약 6%에 해당하는 240Mt을 줄여야 하는 의무를 갖고 있다. 이와 관련하여 2002년 11월 21일 캐나다 정부는 3단계에 거쳐 온실가스 감축목표량을 달성하는 "Climate Change Plan for Canada" 계획을 수립하였다. 동 계획에 따르면 첫 단계에서는 80Mt을 감축하고, 두 번째 단계에서는 100Mt을, 그리고 세 번째 단계에서는 60Mt을 감축하는 것으로 계획하고 있다. 특히, 첫 번째 단계에서는 전력, 석유, 가스, mining & manufacturing 부문 등 "Large Industry Emitters (LIE)"를 대상으로 온실가스 저감을 계획하고 있다. LIE로부터 배출되는 온실가스 배출량은 2010년까지 캐나다에서 배출되는 총 온실가스 배출량의 50%를 차지할 것으로 예상되고 있으며, 첫 번째 단계에서 LIE를 대상으로 온실가스 배출량을 55 Mt (1단계 온실가스 저감목표량의 약 68.8%) 저감하는 것을 목표로 설정하고 있다.

Climate Change Plan에는 LIE가 비용효과적(cost-effective)이면서도 실천적(practical)인 방법으로 온실가스 저감목표를 달성하도록 하기 위해 세 가지 방안을 제시하고 있다. 첫째, 목표저감량을 초과 달성한 다른 LIE의 배출권을 구입하는 방안, 둘째, international Kyoto units을 구입하는 방안, 셋째, domestic offsets system으로부터 발생하는 offset credit을 구입하는 방안 등이다.

1) Offset System

Offset system은 LIE를 주요 대상으로 논의되고 있는 배출권거래제(emission trading system)와 보완적으로 사용하는 것을 염두에 두고 있으며, 주로 LIE 중심의 배출권 거래제도에서 다루지 않거나 혹은 다루지 못하는 배출량저감(emission reductions) 및 배출량제거(emissions removals)를 대상으로 하고 있다. 또한, offset system으로부터 발생하는 credits (배출량저감 혹은 배출량제거 project로부터 발생하는 credits)은 다시 배출권 거래시장에 제공되어 거래될 수 있다.

Offset system에서의 배출량제거(emissions removals)프로젝트에는 농업과 임업부문의 탄소흡수원(carbon sinks)을 증가시키는 프로젝트가 포함되며, 배출량저감(emission reductions)프로젝트에는 매립지로부터 발생하는 landfill gas (LFG: 예, 메탄가스)의 연소 등과 같은 프로젝트가 포함된다.

캐나다 정부는 2003년 5월과 6월 offset system design과 관련하여 각각 "Key Elements paper"와 "Discussion paper"를 발표하였고, 2003년 6월말 토론토, 몬트리올, 캘거리, 밴쿠버, Halifax, Regina 등 6개 주요 도시에서 offset system design 관련 workshop을 개최하여 전문가와 이해당사자의 의견을 수렴하였다. 2003년 가을경에는 캐나다 정부의 offset system design 안으로써 "Offset System Design Paper"를 발표할 예정이다.4)

4) <http://www.climatechange.gc.ca/english/publications/offsets>

2) 캐나다 배출권 거래제도

대표적인 캐나다의 배출권 거래제도는 온타리오주에서 실시하고 있는 배출권 거래제도와 앨버타주에서 고려되고 있는 배출권 거래제도가 있으며, 이외에도 배출권거래제 시범사업으로 PERT와 GERT 등이 있다.

PERT(Pilot Emission Reduction Trading)는 1996년~2001년 기간동안 실시되었고, 동 기간동안 CO₂ 13백만톤의 저감량에 달하는 60개 이상의 프로젝트가 review 되었다. 대부분의 VERs (verified emission reductions)는 온타리오 발전사(Ontario Power Generation Inc.)에 의해 구매되었고, 구매한 VERs는 OPG의 자발적 감축목표량(voluntary emissions target) 달성을 위해 사용되었다.⁵⁾

GERT(Greenhouse Gas Emission Reduction Trading)는 1998년~2001년 기간동안 실시된 것으로 CO₂ 5백만톤의 저감량에 달하는 10개의 프로젝트가 review 되었고, 이 중 5개 프로젝트는 기업과 정부에 의해 구매되었다.⁶⁾ 이외에도 Pilot Emission Removals, Reductions and Learnings (PEERL) Initiative 등이 있다.⁷⁾

한편, 캐나다 온타리오주는 2001년 12월 31일부터 질소산화물(NO)과 이산화황(SO₂)을 대상으로 “cap-and-trade”방식과 “baseline-and-credit”방식이 혼합된 hybrid 방식의 배출권 거래제도(Ontario Emission Trading)를 실시하고 있다.⁸⁾

캐나다의 알버타주는 NO_x, SO_x, VOC, PM, GHG 등 5개 대기오염물질을 대상으로 하는 배출권 거래제도의 도입을 지속적으로 검토하였고, 2003년 5월 consultant team이 제출한 multi-pollutant cross-sectional emissions trading system에 대한 기술적 타당성 연구결과(Major Feasibility Study: A Preliminary Analysis and Discussion Document)를 토대로 NO_x, SO_x 및 GHG를 대상으로 하는 배출권 거래제도의 도입을 고려하고 있다. 향후 Alberta Emission Trading project team은 2003년 가을까지 의견을 수렴한 후, 알버타주에 가장 적합한 배출권 거래제도(the most effective

5) http://www.cleanaircanada.org/upld_doc/cac_doc/PERTPresentation.ppt

6) <http://www.gert.org>

7) <http://www.ec.gc.ca/PEERL>

8) <http://www.ene.gov.on.ca/envision/air/etr>

cross-sectional, multi-pollutant trading)안을 제출할 계획이다.⁹⁾

3.2 캐나다 GERT 시범사업의 시사점

1) GERT 시범사업의 개요

캐나다는 교토의정서에 따라 온실가스 배출을 2008~2012년 기간 중 1990년 수준 대비 연평균 6% 감축하도록 되어 있다. 캐나다 정부, 산업계, 환경그룹 및 기타 이해 관계자들은 이러한 감축 의무 달성을 위한 여러 가지 방안을 모색하였는데, British Columbia(BC)에 의해 추진되는 온실가스 배출권거래 시범사업(GERT: Greenhouse Gas Emission Reduction Trading Pilot)이 이 가운데 하나이다.

GERT는 배출권거래제의 이익에 대한 실험과 거래제의 실제 경험 축적 등을 위해 province, 연방 및 지방 정부, 민간부문, 노동 및 환경 그룹에 의해 자발적으로 추진되는 시범사업이다. 특히, GERT는 온실가스를 대상으로 한 국내 배출권거래제로는 세계 최초의 프로그램으로 1998년 6월부터 시행되었으며 1999년 말까지 한시적으로 운영될 계획이었으나, 참가자들의 학습효과를 제고시키기 위해 1년 6개월이 연장되어 2001년 12월에 종료되었다(사업기간은 총 3년 6개월). 프로그램에 소요되는 약 비용은 운영위원회(steering committee) 참가위원들의 기부금이나 프로젝트의 기술검토 요청시 징수되는 수수료로 충당되었다.

2) project review 과정을 통해 습득한 기술적 측면에서의 학습사항

프로젝트 review 과정을 통해 습득된 중요한 사항은 온실가스 감축에 대한 수량화(quantification) 작업이 매우 중요하며, 특히 ① project baseline의 설정 ② 배출계수의 결정 ③ project boundary의 설정 ④ 간접적인 배출량 삭감방법에 대한 구분(identifying options for the treatment of indirect emission reduction) ⑤ 누출

9) http://www3.gov.ab.ca/env/air/emissions_trading/

(leakage)문제 ⑥ 소유권 문제 ⑦ 배출량 감축을 확인하는데 필요한 정보의 선택 및 결정 등과 같은 사안들이 매우 중요한 것으로 나타났다. 또한 project review 과정을 통해 프로젝트 validation과 배출삭감에 대한 verification 관련 경험을 습득할 수 있다. 특히, 프로젝트 검토작업은 거래에 필요한 incentive와 거래에 대한 장벽이 무엇인지 확인할 수 있도록 하게 하는데, 거래 관련 장애요인으로는 거래비용, 규제에 대한 불확실성(regulatory uncertainty), 정책의 미비(lack of policy), 홍보와 정부의 부족, 시범기간이라는 제약성 등으로 나타났다. 또한 <표2-2>에 나타나 있듯이 시범사업 참여에 따른 예상 혜택(benefits)과 실제상으로 나타난 혜택(benefits)상에는 차이가 발생함을 알 수 있다.

<표2-2> 시범사업 참여에 따른 예상 혜택과 실제상으로 나타난 혜택

시범사업참여에 따른 예상 혜택	실제 혜택
거래와 관련된 실전경험 습득	the possibility of recognition of emission reductions as indicated in the MOU
doing some early learning while the risks and prices are still low	the added credibility of the GERT review
finding opportunities for incremental financing	the learning accomplished as a result of the rigour of the review
achieving early access to essential reduction opportunities	the opportunity of being involved in the early design of some elements of a GHG emission reduction trading system

배출계수와 관련하여 특히, 발전부문의 경우 한계저감계수와 평균저감계수간의 선택 문제가 발생하며, 소유권과 관련된 문제가 발생할 수도 있다. 특히 비전력부문에서의 에너지절약에 따라 전력소비량이 감소할 때 발생될 수 있는 간접적인 배출저감(indirect emission reduction)의 경우와 같이 간접적인 배출저감에 따른 credit에 대한 소유권분쟁이 발생할 가능성이 높다.

한편, 잉여(surplus)와 추가성(additionality)간의 구별이 어렵다. 일례로 매립지에

서 발생하는 메탄과 관련하여 이에 대한 환경규제의 유무에 따라 매립지로부터 발생하는 메탄을 저감하는 사업이 '잉여'라는 기준을 만족시킬 수도 있고 그렇지 못할 수도 있는 모호한 경우가 발생할 수 있다.

프로젝트 경계(project boundary)개념은 간접적인 배출량 저감(indirect emission reduction)과 관련된 문제, 누출(leakage) 및 발전부문에서의 배출계수 선정과 관련하여 매우 중요한 역할을 차지한다. 또한 동 개념은 project baseline 에도 영향을 미친다. 기준년도의 경우 과거의 배출량 혹은 연료사용량 등과 같은 관련된 자료의 기록이 미비하며, 자료의 객관성과 자료 접근이 어려운 한계점 등이 review 과정에서 나타났다.

누출개념에 대해 사업참가자들간에 다르게 이해하는 경향이 있다. 참가자들은 누출을 ① 장비 혹은 설비로부터의 물리적인 누출(physical leakage of emission from equipment) 혹은 ② 배출저감이 기대치와 다르게 나타나는 이유(any reason emission reduction might net be as high as expected)로서 '누출'을 이해하는 경향이 있다. 또한 project boundary 설정문제와 leakage는 상호연관성이 높다. 일례로 forest sequestration과 관련하여 boundary를 어떻게 설정하느냐에 따라 project 대상지역 외에서 발생하는 벌목이 초래하는 배출량 증가를 leakage로 간주할 수도 있고 그렇지 않은 경우도 될 수 있다. 또 다른 사례는 수력발전을 위해 저수지역이 형성되는 경우 메탄을 흡수하는 수풀이 사라짐으로써 발생하는 메탄을 수력발전 project에 포함시켰는지 아닌지 여부에 따라 leakage 문제 발생여부가 결정된다.

이외에도 간접적인 배출량 삭감(indirect emission reduction)과 관련하여 소유권과 boundary, 이중계산문제가 발생하며 또한 간접 배출 저감량에 대한 수량화 작업이 어려운 문제가 발생하며 대표적인 사례가 발전부분이다. 특히 에너지효율성 제고를 통한 배출량 저감은 이로 인해 발생하는 credit이 누구의 소유가 되는 것인지에 대한 것이 명확하지 못하며, 또 배출량에 대한 이중계산문제가 발생할 수 있고, 특히 발전량이 거래되는 open electricity market의 경우 문제가 복잡해지는 경향이 강하다.

3) GERT 사업의 교훈

GERT 시범사업은 multi-stakeholder consensus based initiative 방식을 취했는데, 이처럼 이해관계자가 다수인 상태에서 모든 이해당사자들(정부, 기업, 민간)의 의견을 만장일치방식으로 통일해 가는 방법은 기업들이 제출한 보고서에 대한 검토기간을 늘리게 하는 한 요인으로 작용했고, 정치적인 결정이 필요한 사안(예, 소유권, baseline 등)들에 대해서는 불필요하게 많은 논의를 유발시켰다. consensus-base 방식을 채택함으로써 운영위원회와 기술위원회의 구성 역시 정부, 기업, 민간 3자의 구성을 반영하게 되었고 이로 인해 document에 대한 review때 많은 시간과 논의가 필요하게 되었다.

한편 사업참가자 수를 증가시키고 또한 참여자들을 보다 능동적으로 만들기 위해서는 incentive가 필요하다. 참가자들(특히, 기업)은 조기행동에 대한 credit 개념으로 정부가 incentive를 주기를 원했지만 정부는 오히려 'credit'이라는 단어의 사용조차 원하지 않았다. 따라서 거래되는 project의 수가 사업초기에 예상했던 것보다 매우 적게되었다. 이처럼 거래되는 project의 수가 사업초기에 예상했던 것보다 매우 적은 원인으로는 거래과 관련된 일반적인 장애(general barriers to trading)와 정부가 조기행동에 대한 credit을 부여하지 않은 점을 들 수 있다. 1998년 캐나다정부는 'credit for early action (CEA) program'을 발표하였으나 이를 실행에 옮기지 않았다.

project review는 offer-to-sell (13개), traded project (5개), offer-to-buy (1개)로 구성되었고, 총 18개의 projects (offer-to-buy 제외) 중 8개는 web 상에만 등록하고 project document를 제출하지 않았다. 따라서 실제로 거래가 성사된 project는 5개이다.

결론적으로 GERT 시범사업이 가져다 주는 교훈은 첫째, baseline, 소유권, project boundaries 등과 같은 이슈에 대해서는 정치적인 결정과 그에 대한 기준이 필요하다는 점(policy decisions and rules are required) 둘째, 사업의 운영과 절차 등에 대한 유연성(flexibility)이 필요하다는 점, 셋째, document review team을 구성할 때 project의 특성에 따라 관련 전문가를 안배하는 것이 필요하며 특히, 기준을 설정하는 작업과 설정된 기준을 적용하는 것은 매우 다른 사안이며, 전력거래망(electricity

power grids), 삼림흡수문제, 매립지, 천연가스 유출/탈루(fugitive emission), geological sequestration에 연관된 석유와 가스산업 등과 같이 전문적인 지식이 필요한 부분에 대해서는 관련 전문가를 document review team에 일원으로 참여시키는 것이 필요하다는 점, 마지막으로 기업이 제출한 보고서에 대한 검토작업은 반드시 팀(team)으로 구성하여 검토하는 것이 필요하다는 점이다.

3.3 캐나다 GERT 시범사업의 개요

1) 시범사업의 목적

GERT 시범사업이 추구하는 목적은 구체적으로 ① 시범사업의 모든 참가자들에 대한 배출권거래제 실제 경험 제공 ② 배출권 거래의 환경적 및 경제적 이익 평가 ③ 배출권거래제의 기술적, 행정적 및 법적 요소의 시험 및 평가 ④ 환경적 및 경제적 목적을 달성하기 위해 기업원리사용을 강조함으로써 민간부문의 참여 극대화 ⑤ 온실가스의 배출 저감, 회피 또는 퇴출 활동의 식별 및 이에 대한 공동 투자 촉진 ⑥ 향후 추진될 배출권거래제의 기반 구축 지원 등이다.

한편 Guiding Principles은 ① 학습효과를 최대화 하며, ② 행정 및 거래비용의 최소화 ③ 신뢰성의 확보(특히, 투명성과 integrity) ④ 국내외 온실가스 거래제도와와의 연계성(recognize national and international agreement) 등이다.

2) 시범사업의 구조 및 운영 절차

GERT 시범사업의 파트너는 province, 연방, 및 지방의 정부 기관, 민간 부문, 노동 및 환경 그룹으로 구성되어 있다. 운영위원회(Steering Committee)는 각 파트너의 대표로 구성되며 시범사업의 운영을 감독하며, 운영위원회에 대한 기술적·행정적 지원은 Pilot Manager와 기술위원회(Technical Committee)가 담당한다. 시범사업은 운영 위원회에서 합의된 Terms of Reference를 기초로 하여 운영되며, 파트너들에 의해 연

장되지 않는 한 1999년 12월 31일까지 한시적으로 운영되도록 되어 있다.

시범사업 참여는 자발적이며, 모든 파트너는 운영위원회에 서면으로 탈퇴의사를 통보한 후 30일 이후 시범사업에서 탈퇴할 수 있다. 시범사업 기간 중 배출권의 판매 및 구매자는 거래 프로젝트(traded projects) 관련 서류를 검토를 위해 여러 기관으로 구성된 위원회에 제출하여야 한다. 배출저감이 GERT 시범사업의 요건을 만족시키는 경우 해당 저감 실적은 등록이 되며 장래의 준수 의무 달성을 위해 사용될 수 있는 것으로 인정된다.

시범사업이 진행되는 지역과 위치는 어느 곳이든 상관없으나 구매자와 판매자의 국적은 캐나다 국적인으로 제한되어 있다. 만약 프로젝트가 캐나다 밖에 위치할 경우 구매자는 캐나다 내에서 이루어진 저감 구입만 보고하면 된다.

배출저감이 창출될 수 있는 프로젝트의 종류로는 ① 배출 저감 프로젝트(예: 연료 전환 또는 설비의 에너지 효율성 제고에 의한 것) ② 별도의 조치가 취해지지 않았을 경우 발생했을 배출 증가의 회피와 관련된 프로젝트(예: 재생가능 에너지의 사용 또는 저탄소 배출 기술사용에 의한 것) ③ 배출 흡수 또는 퇴출과 관련된 프로젝트(예: 산림 또는 지하 저수지 관리에 의한 것) 등이 포함된다. 구체적인 프로젝트 유형은 ① 수력발전과 풍력 발전을 통한 전력대체(electricity displacement) ② 산림 sequestration과 geological sequestration ③ 매립가스의 이용과 연소(landfill gas utilization and combustion) ④ 에너지 효율 향상 ⑤ 연료전환(fuel switching) ⑥ 태양에너지 사용(solar thermal water heating) 이다.

한편 여러 기관으로 구성된 기술위원회(Technical Committee)는 프로젝트와 배출권거래가 첫째, 측정 및 입증 가능하며, 법률이 요구하는 수준 이상의 실제적인 배출저감을 유발하는지 여부와 둘째, GERT 시범사업이 정하는 기타 규정에 대한 준수 여부를 평가한다.

3) 잠재적 이익

GERT 시범사업은 캐나다에 대해 다음과 같은 환경적, 경제적 및 사회적 이익을 유

발하는 것으로 기대되고 있다. 첫째, GERT 시범사업은 온실가스 배출권 거래의 모든 면에 대한 실제적인 경험을 제공함으로써 앞으로 있을 완전한 규모의 온실가스 배출권 프로그램 개발에 대한 참여자들의 기여 증대 효과, 둘째, 배출권거래는 캐나다의 온실가스 저감 목표 달성을 위한 경제적 및 사회적 비용 감소라는 잠재적 이익을 유발하며, 시범사업을 통해 얻어지는 경험을 바탕으로 이러한 이익을 가져올 수 있도록 미래의 배출권거래 프로그램 디자인 가능, 셋째, 시범사업은 전통적인 규제 방식과 비교한 배출권거래제의 특성에 관한 정보를 규제 당국과 일반에게 제공하며, 넷째, 시범사업을 통해 배출권 판매자들은 자신들의 혁신적인 온실가스 저감 기술을 전시하는 기회를 갖게 되며, 투자자들은 추가의 프로젝트 재원을 발견하는 기회를 발견 가능. 이 사업은 또한 여러 기관들로 하여금 기존의 온실가스 공약 달성을 위해 행동을 취할 수 있는 기회를 제공받게 되며, 다섯째, 단기적으로는 구매자들은 배출저감 실적을 자신들의 자발적 온실가스 저감 목표를 보다 낮은 비용으로 달성하기 위한 목적으로 사용할 수 있는 이익을 향유할 수 있다. 예를 들면, 각 회사와 시 당국은 시범사업 거래를 National Voluntary Challenge and Registry Program (VCR Program)에 등록된 자신들의 행동계획의 일부로 포함이 가능하다. 마지막으로 장기적인 측면에 있어서는 시범사업에 등록된 거래로부터의 배출저감은 정부 당국에 의해 향후 온실가스 거래제를 통해 준수 의무를 달성할 수 있는 수단으로 인정받을 수 있는 장점이 있다.

4) 시범사업 후원자(Partners) 및 운영자

GERT 시범사업 운영위원회의 구성원은 비정부 참가자와 정부측 대표 운영위원으로 구성되어 있으며, 비정부 참가자로는 NGO측 대표 운영위원 3명, 산업계측 대표 운영위원 7명으로 구성되어 있다.¹⁰⁾

10) 비정부측 운영위원의 소속으로는 ① Pembina Institute for Appropriate Development ② West Coast Environmental Law Association ③ Canada's Climate Change Voluntary Challenge and Registry Inc. 이다. 반면 산업계측 대표 운영위원의 소속은 ① British Columbia(BC) Federation of labour/Canadian Labour Congress ② Canadian Association of Petroleum Producers ③ Canadian

GERT 시범사업은 앞서 열거한 여러 기관 및 이해 당사자 그룹의 고위급 대표들로 구성된 운영위원회에 보고를 하는 Pilot Manager에 의해 운영된다. 반면 기술위원회는 행정적 요소(적격성 규칙, 측정 규약 등)의 준비, 프로젝트 검토, 거래 기록 및 추적, 시범사업 전체에 대한 평가 체제 개발 등의 업무를 수행한다.

5) 정부 파트너와 민간부문의 역할

정부 파트너는 온실가스 배출을 저감해야 하며 민간부문으로 하여금 배출감축을 위한 행동을 조기에 추진하도록 유도할 의무를 지니고 있다. 또한 정부 파트너는 시범사업 하의 trades registered로부터의 배출 저감을 배출권거래제가 향후 어떤 형태를 지니든지 관계없이 의무준수 이행을 위한 진보로 간주한다.

민간 부문의 역할은 ①시범사업의 운영 및 기술 위원회 참여를 통한 표준 측정, 입증 및 문서화 절차 등의 개발을 지원 및 공동 연구 ②시범사업에서 구매자 및 판매자로서 중요한 역할 수행 등이다.

3.4 시범사업의 규칙(Pilot Rule)

GERT 시범사업의 주요 목적은 온실가스 배출 감축을 위한 배출권거래제의 유효성을 검증하고 이 사업의 모든 참여자들에게 배출권거래에 대한 실제적 경험을 제공하는데 있다. 특히 시범사업은 배출 저감 프로젝트가 이러한 기준에 부합하는 지를 검토하고, 이를 만족시키고 거래가 이루어진 프로젝트, 즉 시장검증을 거친 프로젝트는

Electricity Association ④ Canadian Gas Association ⑤ Canadian Energy Pipeline Association ⑥ Canadian Pulp and Paper Association ⑦ Canadian Wind Energy Association ⑧ Greenhouse Gas Emissions Management Consortium이다. 한편 정부측 대표 운영위원들의 소속은 Alberta Department of Energy, Alberta Department of Environmental Protection, BC Ministry of Energy and Mines, BC Ministry of Environment, Lands and Parks, Environment Canada, Greater Vancouver Regional District, Manitoba Energy and Mines, Natural Resources Canada, Nova Scotia Natural Resources, Quebec Ministry of Natural Resources, Saskatchewan Energy and Mines 이다.

Registered Trade로 인정된다. 또한, 이 프로젝트로부터의 배출저감으로서 Registered Trade의 조건 및 보고 요건을 만족시키는 저감은 Registered Emission Reductions로서 지정되며 시범사업의 정부 참가자들에 의해 인정된다.

한편 시범사업과 관련된 문서는 첫째, 시범사업의 목적과 지침, 관리 구조, 및 운영 규칙을 규정하고 있는 Terms of Reference, 둘째, 시범사업의 구조와 정부 파트너의 역할을 명시하고 있는 Memorandum of Understanding(MOU), 셋째, 주요 용어 정의, 적격성 요건 규정, 및 시범사업 과정을 설명하고 있는 Pilot Rule, 넷째, 배출저감의 구매 또는 판매 제의서, 또는 거래가 성사된(trade-matched) 프로젝트를 공고하기 위해 잠재적 참가자(구매자와 판매자)가 제출해야하는 온라인 신청서 즉, Application for Posting, 그리고 마지막으로 프로젝트 서류 준비를 위한 참가자 지침서인 Guidelines for Preparing a Project Document 등이 있다.

한편 양해각서(MOU)와 여타 시범사업 지침 서류 사이에 일관성이 없을 경우에는 MOU가 우선한다. 이상의 문서 이외에 배출저감 프로젝트를 개발하고 검토하는 과정에서 두 가지 보고서가 준비되어야 하는데 첫 번째 문서는 Project Document 즉, 잠재적 참가자가 제출하는 프로젝트 내용과 프로젝트가 시범사업 기준을 충족시키는 방법을 구체적으로 설명한 보고서를 준비해야 하며, 두 번째 문서는 각 프로젝트의 기술적 측면에 관한 검토 결과를 요약한 기술위원회보고서인 Technical Committee Review Report이다.

1) 규정의 목적

규정의 목적은 첫째, 시범사업 하에서의 온실가스 배출 저감의 창출, 거래, 및 등록 요건 및 과정에 관한 것으로, 프로젝트/거래에 관심이 있는 잠재적인 구매자와 판매자에 지침을 제공하는 것이며, 두 번째 목적은 시범사업의 근본적인 목적과 원칙을 만족시키는 등록된 배출 저감을 촉진시키는 것이다. 또한 시범사업 프로그램은 저감 실적을 계산, 기록, 및 측정하는 혁신적인 기술 발전과 참가자들의 배출저감 프로젝트와 거래 경험 축적에 따라 조정이 가능하다. 따라서 시범사업 규정은 지나치게 규제

적인 성격을 가져서는 안되며, 배출저감 프로젝트/거래를 준비하고 보고하는 방법에 관해 참가자에게 어느 정도의 신축성을 부여해야 한다.

2) 배출 저감 및 프로젝트

온실가스 배출저감방법으로는 첫째, 기존의 배출원으로부터의 배출량을 저감시키는 방안, 둘째, 온실가스 저감과 관련된 별도의 조치가 없을 경우 예상되는 배출량과 저감조치가 취해짐에 따라 발생하는 배출량간의 차이 즉, 별도의 조치가 없을 경우 예상되는 배출량 증가의 회피방안, 셋째, 별도의 조치가 없었을 경우 잔존하였거나 대기 중에 배출되었을 온실가스의 퇴출 등이 포함된다. 이러한 온실가스 배출량 저감 프로젝트는 온실가스 배출을 저감, 회피, 또는 퇴출시키기 위해 이행되는 한 가지 또는 복합적인 조치를 의미한다.

한편, reference case는 배출원에 대한 배출저감 활동이 없을 경우 발생하게 될 최대 온실가스 배출량의 추정치로 정의되며, 프로젝트의 베이스라인(baseline)으로 사용된다.

배출저감활동 혹은 프로젝트로부터 발생하는 credit의 거래(Emission Reduction Trading)는 구매자와 판매자가 가격 등 거래 조건에 합의하여 배출권의 소유권을 이전하는 사적인 계약에 서명함으로써 이루어진다. 또한 Registered Trade는 Pilot Registry에 공식적으로 기록된 거래를 의미하며, 실제 배출 저감량의 계산과 입증에 필요한 모든 정보와 절차는 registered trade 문서에 포함되어 있다.

등록된 배출량 저감 credit (Registered emission reduction: RER) 창출을 위해서는 프로젝트로부터의 실제 배출량을 registered trade 규정에 따라 측정·보고되어야 하며, RER 관련된 보고자료 및 정보는 기술위원회에서 검토되어 registered trade 조건을 충족시킨 것으로 받아들여지면 배출저감량 credit (RER)은 공식적으로 등록이 된다.

3) 시범사업 참가자

GERT 시범사업은 운영위원회와 기술위원회로 구성된다. 운영위원회는 연방 및

province 정부, 지방정부 기관, 산업, 노동, 및 민간 부문 이해 그룹의 고위급 대표자로 구성되며, 시범사업의 전반적인 방향을 제공하고 기술위원회 위원을 지명하는 기능을 수행한다. 거래 등록 여부는 운영위원회가 Technical Committee Review Report 평가를 기초로 하여 결정한다.

기술위원회는 운영위원회와 동일한 기관의 대표로 구성되며, 시범사업의 운영절차, 적격성 규칙, 측정 및 입증 규약, 적용 및 검토 절차 등을 개발할 책임을 가지고 있다. 또한 기술위원회는 제안된 프로젝트와 배출저감계획이 적격성 및 배출저감 관련 기준들을 충족시키고 이러한 저감을 측정 및 입증할 수 있는지 여부를 검토한다. 기술위원회는 Pilot Manager가 의장직을 수행하며, 이 Manager는 검토 과정의 조정, 정보의 요구 및 웹사이트와 Registry 운영 감독 등의 역할을 담당하며, 필요할 경우 외부 전문가를 활용할 수 있다.

4) 적격성 요건

가) 적격한 프로젝트 및 참가자

배출저감 프로젝트가 시범사업의 검토 대상이 되기 위한 조건은 ① 1997년 1월 1일 이후부터 배출량 저감이 창출되는 프로젝트 ② 캐나다 내에서 발생하는 저감활동 프로젝트이다. 특히 저감활동이 캐나다 국경 밖에서 이루어진 경우, 배출권 구매자는 캐나다내에서 발생하는 온실가스 저감량만을 보고해야 한다. 한편, 모든 캐나다내 GERT 시범사업 참가자는 Canada's Climate Change Voluntary Challenge and Registry(VCR) Program에 등록되어 있어야 한다.

나) 의무적 검토 기준

프로젝트가 등록될 수 있기 위해서는 프로젝트로부터의 배출저감이 실질적이고, 측정 및 입증이 가능하며, 잉여적인 것이어야 한다. 이때 실질적(real)이라는 것은 배출량 저감이 제3자로의 유출이 없는 실제 배출저감인 경우를 의미하며, 측정가능(measurable)하다는 것은 온실가스의 실제 배출량 수준과 reference case의 배출량 수

준이 수량화되어 비교될 수 있는 경우의 배출 저감을 의미한다. 또한 입증가능(verifiable)하다는 것은 배출량 저감에 대한 계산(혹은 산출)방법이 조건에 맞고 투명하며, 계산결과를 입증하는 데 요구되는 원 자료(row data)의 제시가 가능한 경우의 배출 저감을 의미하며, 잉여(surplus)라는 것은 배출저감이 법률(혹은 규정)에 의해 요구되지 않은 저감을 나타내는 경우로써, 만일 온실가스 배출에 영향을 미치는 법률요건이 프로젝트 수명 기간 중 새로 효력을 발휘하게 될 경우 reference case는 새로운 요건을 반영하도록 조정되어야 한다.

다) 기타 다른 검토 기준 및 정보

앞서 열거된 프로젝트 적격성 요구조건 이외에 추가성(additionality)조건이 있다. 기술위원회는 프로젝트 추가성의 정의에 대해 의견을 일치시키지 못하고 있으나 지속적으로 추가성에 대해 논의할 계획이다. 배출저감 등록을 위해 프로젝트의 추가성을 의무적으로 입증할 필요는 없지만 참가자들은 검토 과정의 일부로서 평가에 필요한 정보를 제출하도록 요구될 수 있다.

또한 Reference case와 배출 저감의 제3자 검토는 공고된 배출저감 프로젝트에 있어서 판매자와 구매자의 접촉 가능성을 높인다는 점에서 offer-to-sell 신청에 도움이 될 것으로 전망된다.

5) 등록된 배출량 저감 credit (Registered emission reduction: RER) 창출

거래참가자들은 RER 개발을 위해 프로젝트를 판별하고 그로부터의 배출저감을 수량화해야 한다. 측정단위와 관련하여 배출저감량은 톤으로 표시된 온실가스 실제 저감량으로 보고하나, Pilot Registry에의 공고를 위해 온실가스 저감량은 IPCC의 지구온난화지수(Global Warming Potential)를 사용하여 이산화탄소 톤으로도 표시되어야 한다.

Reference Case의 정의와 관련하여 Pilot에서는 다음 두 가지 유형의 reference case 방법론이 고려된다. 첫째, 역사적 정보를 기초로 한 reference case (Historical Reference Case)는 다른 기간이 과거를 보다 잘 나타내는 것으로 입증되지 않는 한

프로젝트가 시작되기 전 3년 동안 가장 대표적이고 정확하며 신뢰할 만한 배출 데이터를 사용해야 한다. 둘째, Projected reference case는 배출에 영향을 미칠 주요 외부 요소(예: 기술 진보, 인구 성장, 경제 발전 등)를 고려한 모델을 사용하여 일정 기간 동안의 배출 수준과 배출 비율을 예측하는 것이다. Projected reference case는 정태적(fixed)일 수도 있고 동태적(dynamic)일 수도 있으며, Fixed Reference Case는 모델 투입이 고정적인 데 비해 Dynamic Reference Case는 새로운 거시경제적, 부문별, 또는 기술 정보의 투입을 허용한다.

한편 프로젝트 별로 하나 이상의 reference case를 추적하는 것이 바람직하며, 이는 가장 바람직한 reference case가 검토 시작 시점에 분명하지 않을 경우 특히 중요한 역할을 담당한다. 복수 reference case 허용은 ① 여러 가지 유형의 프로젝트와 추정 방법론의 연구가 가능하도록 신축성을 제공하고, ② 참가자, 규제자 및 이해 관련자들이 배출저감 프로젝트와 관련된 위험과 불확실성을 평가할 수 있도록 충분한 정보 수집을 가능케 한다.

참가자들은 기술위원회에서 별도로 정하지 않는 한 앞서 언급한 방법론을 기초로 하여 최소한 하나 이상, 4개 이하의 reference case를 제시해야 한다. reference case를 수량화하고, 실제 배출량을 모니터링하고 측정하기 위한 방법은 합리적인 선택 근거와 함께 제출되어야 한다. 기술위원회는 또한 배출저감의 불확실성과 관련된 이슈도 고려해야 한다. 참가자들은 가능한 경우 자신의 저감 추정치에 대한 확률 범위 또는 불확실성을 나타내는 다른 측정단위를 제공해야 한다.

한편 RER은 실제 배출 데이터 및 reference case(동태적 reference case 경우)가 검토되고 기술위원회에 의해 인정된 후에 창출될 수 있다. Reference case 방법론, 모니터링 또는 측정 절차가 Pilot 기간 중 변경되는 경우 기술위원회는 추가 정보의 검토를 요구하거나 또는 reference case의 조정 허용이 가능하다.

6) 시범사업의 절차(PILOT PROCESS)

가) 공고(Posting) 신청

프로젝트 또는 거래 공고를 신청하기 위해서는 잠재적 구매자와 판매자는 적합한

신청서류를 시범사업에 제출해야 한다. 이때 필요한 서류들은 Offer-to-Sell Application, Offer-to-Buy Application, Trade-Matched Application 등이다. 배출저감을 판매하려는 자는 프로젝트의 내용, 위치, 제시하는 가격 범위, 창출될 온실가스 저감 추정치, 및 기타 구체적 사항을 포함하는 Application to Post an Offer-to-Sell을 제출해야 하며, 해당 신청서는 기술위원회에서 검토되며, 이를 통과하는 신청은 Offers-to-Sell로 지정되어 Pilot의 웹사이트에 게재된다. 또한 배출저감을 구매하려는 자는 제시하는 가격 범위, 필요한 온실가스 저감 추정치, 및 기타 구체적 사항을 포함한 Application to Post an Offer-to-Buy를 제출해야 하며, 서로 연결된 구매자와 판매자는 offer-to-sell 신청과 동일한 정보를 포함하는 신청서(Trade-Matched Application)를 제출해야 한다. 한편, Offer-to-Sell 및 Trade Matched Application은 소유권 문제 발생 시 이를 해결하기 위해 최소한 검토 시작 2주전에 Pilot 웹사이트에 게재되어야 한다.

나) 기술적 검토

기술적 검토(technical review)는 제안된 프로젝트 및 거래에서의 배출저감이 관련 규정과 문서가 정하는 기준을 충족시키도록 디자인되어 있는지 여부를 검토하는 작업으로, 구체적 검토는 registered trade의 지명과 그 후의 Registered Emission Reduction을 향한 주요한 단계이다. 이와 관련하여 기술위원회는 Offer-to-Sell과 Trade Matched 프로젝트를 모두 검토하지만 거래되지 않는 프로젝트로부터의 창출되는 배출저감은 거래가 등록되기 전까지는 RERs로서 지정되지 않는다. 이외에 기술적 검토를 요청하는 참가자는 프로젝트 참가자, 위치, 톤으로 표시된 온실가스 저감량 추정치, 계획의 모니터링 및 측정, 기타 Guidelines for Preparing a Project Document의 정보 등을 포함하는 Project Document를 제출해야 한다. 예비적 기술검토 단계를 거친 프로젝트는 구체적인 기술적 검토작업을 받게 되는데, 이와 관련하여 기술위원회는 Project Reports가 의무기준 및 기타 검토 기준을 충족시키는 지 여부를 검토하며, 참가자에게 문서 내용 수정과 추가 정보 제공을 권고할 수 있다. 또한 기술위원회는 또한 참가자가 비용을 부담하여 제3자의 기술적 조언을 구하거나 감사를 받을 것

을 요구할 수도 있다. 기술위원회는 구체적인 기술적 검토 결과를 Technical Committee Review Report에 게재하며, 이 보고서는 운영위원회에 의해 검토된다. 필요 기준을 충족한 것으로 인정된 Offer-to-Sell Project Document는 기술위원회에 의해 Pilot Reviewed Projects로 지정되며, Pilot Reviewed Project 구매자가 나타날 경우에는 Trade Matched 신청이 등록되어야 하며, 제2차 기술적 검토가 수행된다. 이때 Trade Matched Application은 Review Fee 전액을 납부해야 한다.

7) 등록(REGISTRATION)

모든 거래 및 이와 관련된 배출저감은 Pilot Registry에 등록되어야 한다. 기술위원회가 검토하고 기술위원회와 운영위원회가 Pilot 기준을 충족시킨 것으로 인정한 거래 프로젝트는 Registered Trade로 지정되며, Pilot Registry에 기록된다.

배출저감의 등록절차와 관련하여, 배출저감의 연례 측정 및 보고 요건은 거래 등록 서류에 포함되어 있으며, 참가자들은 calendar year 말 이후 첫 분기 중에 당해 연도의 측정된 배출저감에 관해 요구된 서류를 제출해야 하며, 기술위원회는 이 문서의 완전성, Pilot Rule과 Registered Trade 조건 충족 여부를 검토한다. 이외에 기술위원회는 추가정보 제공과 참가자 비용 부담에 의한 제3자에 의한 감사를 요구할 수 있으며, 측정된 배출저감에 관한 정보가 기술위원회에서 검토되고 필요한 기준과 조건을 충족하는 것으로 평가되는 경우 배출저감은 RERs로 지정되며, 해당 RER은 Pilot Registry에 게재되고 제2차 시장에서 거래가 가능하다.

4. 미국

미국은 제1차 공약기간인 2008년~2012년 동안 1990년 배출량 대비 7%를 감소시켜야 한다. 최대 온실가스 배출국인 미국은 전 세계 온실가스 배출량의 약 23%를 그리고 선진산업국가 배출량의 약 43%에 해당하는 온실가스를 배출하고 있다.

이러한 미국은 배출권 거래제도에 대한 경험이 다른 국가들에 비해 상대적으로 가장

많이 축적된 국가이며, 온실가스 감축수단들 중의 하나로 배출권 거래제도의 도입 및 이를 통한 감축비용 최소화를 추구하고 있다. 에너지부(DoE)와 환경청(USEPA)을 중심으로 온실가스 배출권 거래제도 도입안을 검토 중에 있으며, EPA에서는 온실가스 배출권의 거래를 위한 전자식 거래등록 및 회계시스템의 개발과 홍보에 주력하고 있다. 반면, 학계 및 연구기관에서는 온실가스 저감목표의 효율적 달성을 위해 국내 온실가스 배출권 거래제도의 필요성 및 구체적 적용방향에 대한 연구를 진행하고 있으며 특히, 초기 배출권 할당방법(경매 혹은 무상분배)과 배출권 시장가격에 대한 상한제 설정시의 파급효과 등을 중점적으로 연구하고 있다.

한편, 미국 북동부 8개 주의 대기오염관리를 위한 공동 주협의체인 NESCAUM (NorthEast States for Coordinated Air Use Management)에서는 연방정부 및 다른 주정부, 환경단체, 민간기업 및 관련협회와 공동으로 온실가스 배출권거래 관련 시범사업을 구상 중에 있다. 또한 NACEC (North American Commission for Environmental Cooperation)는 미국, 캐나다, 멕시코간의 국제 배출권 거래제도 설립타당성도 연구하였다.

비록 부시 행정부가 제9차 당사국총회(COP9)에서 미국의 교토의정서 비준을 거부한다는 입장을 표명하였으나, 다른 한편으로는 기후변화에 대한 대응방안을 계속 모색하고 있다. 그 일환으로 2001년 6월 U.S. Congressional Budget Office (CBO)는 cap and trade 방식의 4가지 국내 온실가스 배출권 거래제도안을 발표하였다.¹¹⁾ 4가지 제안은 상류부문(upstream)에 대한 2가지 제안과 하류부문(downstream)에 대한 2가지 제안이다.

상류부문에 대해 배출권거래제를 도입할 것을 제안한 첫 번째 제안(upstream option I)은 Resources for the Future와 American for Equitable Climate Solution에서 제안 것이다. 이 안은 상류부문의 화석연료 공급자들은 allowances (혹은 배출권)를 구입해야 하며, 1단위 allowance의 구입비용(가격)은 \$25을 초과하지 못하도록 상한이 제한되어 있다. 한편, 배출권의 경매로부터 발생하는 수입은 상류부문에 대한 온실가스 저감정책 실시에 따라 발생하는 연쇄효과(supply chain effects) 즉, 전기요

11) CBO, 2001. An Evaluation of Cap-and-Trade Programs for Reducing U.S. Carbon Emissions.

금의 인상 혹은 에너지 집약적인 제품(energy intensive products)의 가격 인상 등과 같은 부정적인 영향(adverse effect)을 받게되는 미국 국민들과 stakeholder 들에게 공평하게 분배하도록 제안되어 있다.

상류부문에 대한 두 번째 제안(upstream option II)은 상류부문에 대한 첫 번째 제안(upstream option I)과 유사하지만, allowance의 가격에 대한 상한설정이 없다는 점과 allowance의 경매로부터 발생하는 수입은 기업의 법인세(corporate income tax) 경감에 사용되도록 제안된 점이 다르다.

하류부문에 대한 첫 번째 제안(downstream option I)은 Progressive Policy Institute에서 제안된 것으로¹²⁾ 대규모 이산화탄소 배출원을 대상으로 allowance의 할당을 과거 년도의 배출량이 아니라 현재(current year)의 배출량을 추정하여 이에 근거하여 allowance를 무상분배(grandfathering)하고 그 다음해 후속년도부터는 allowance를 매년 1%씩 낮춰져 할당하는 것을 제안하고 있다.

하류부문에 대한 두 번째 제안(downstream option II)은 제106회 Congress (H.R. 2596, H.R. 2980, and S. 1369)에서 소개되었던 proposal들과 유사한 방식으로, 배출량에 대한 한계설정(cap on emissions)은 일정 규모 이상의 화력발전소(fossil-fuel-fired electricity-generating sector)에만 제한되어 있고 각 화력발전소들은 매년 예상되는 연간 발전량에 generation performance standard을 곱하여 산출된 배출권량을 할당받도록 제안되어 있다.

제안된 4가지 안에 대해 CBO는 이행의 용이성(easy of implementation), 목표의 확실성(carbon-target certainty), 증가되는 비용의 확실성(incremental cost-certainty), 비용효과성(cost-effectiveness), 분배효과(distributional effects) 등과 같은 기준을 토대로 검토하고 있다. 아직 CBO는 특정 안을 선정하지는 않았으나, 검토결과 상류부문 제안안이 하류부문제안안 보다 이행이 용이하며, 가장 비용효율적으로 배출량 저감을 달성할 수 있는 장점이 있는 것으로 나타났다. CBO는 배출권거래제 안과 관련하여 가장 중요한 문제는 배출권의 할당 문제와 배출권의 가격에 대한 한계설정 여부 등으로 인식하고 있다. 특히, 배출권의 할당을 경매방식으로 할 경우 경매를 통해 얻

12) http://www.ppionline.org/ppi_ci.cfm?knlgAreaID=116&subseiID=149&contentID=644 내용 참조

어지는 수입은 어디로 활용할 것인가 하는 점이 배출권거래제를 고찰하는데 있어서 매우 중요한 사안으로 인식하고 있다.

현재 미국에서는 CBO에서 검토되고 있는 4 가지 배출권거래제안案 이외에도 몇몇 주(state)에서는 온실가스 배출권거래제가 실행되고 있다. 예를 들면, 일리노이주 (상원법안 372: Senate Bill 372),¹³⁾ 뉴햄프셔주(하원법안 284-FN: House Bill 284-FN), 매사추세츠주(DEP Regulation 310 CMR 7.29)¹⁴⁾들은 화석연료를 사용하는 화력발전소를 대상으로 질소산화물, 황산화물, 탄소산화물(carbon dioxide) 및 수증에 대한 감축 목표 혹은 한계(cap or target)를 설정하는 것에 대해 검토하고 있다. 특히 동 프로그램들은 certified greenhouse gas offset project들로부터 발생하는 credit을 구입하여 carbon dioxide 저감목표를 달성하거나 혹은 추가적인 저감에 따른 credit을 거래할 수 있도록 고안되어 있다.

반면, 오레곤주(Oregon)는 CO₂ offsets으로부터 발생하는 credit을 허용하고, utilities에 대한 탄소산화물 배출허용기준을 제정하도록 하는 입법수단(legislative measures)을 통과시켰다.¹⁵⁾

뉴저지주(New Jersey)는 발전부문에 대한 배출권거래제 도입이 가능하도록 하는 새 법안을 채택하였다. 이 법안에는 교토의정서 상에 규정된 6가지 온실가스 모두를 포함하며, 2005년까지 1990년 배출량 수준의 3.5%까지 자발적으로 온실가스를 저감하도록 하는 뉴저지주의 행정법(administrative order)과 조화를 이루고 있다.

5. 호주 (Australia)

호주는 1992년 유엔 기후변화협약에 가입하여 교토협약 부속서B 국가에 포함되어 있다. 제1차 공약기간(2008년~2012년)동안 '90년도 배출량 대비 108%를 할당받고 있으며, 이 수치는 호주의 통상적인 경제성장률을 감안하면 동 목표기간 중에 예상되는 배출량

13) <http://www.legis.state.il.us>

14) <http://yosemite.epa.gov/globalwarming/ghg.nsf/actions/LegislativeInitiatives>

15) 하원법안(House Bill) 3283. <http://www.leg.state.or.us>

의 70%에 해당하는 것으로 동기간의 정상적인 배출량의 30%를 삭감하여야 한다. 호주 정부는 배출권 거래제도를 적극 활용하여 앞으로의 기후변화 협약에 대응하고자 하고 있다. 즉, 호주의 국가온실가스전략은 비용 효과적인 감축방안에 초점을 두고 있으며 가정, 지역사회, 기업 및 정부를 대상으로 호주의 온실가스감축에 기여할 모든 정책을 수립하고 있으며 배출권 거래제도를 국가온실가스전략의 주요 정책수단으로 이용하려고 하고 있다.

‘98년 4월 기후변화협약 대비 프로그램을 수행하기 위해 연방정부기구와는 별도로 온실가스사무국(AGO, Australian Greenhouse Office)을 설립하였다. 이 온실가스사무국은 온실가스와 관련된 제반문제를 취급하며, 기후변화에 대한 국내정책의 조정과 정부의 주요 온실가스대책(기존정책이나 신규정책 포함)에 대한 심의를 담당하며, 기후변화 협약과 관련된 이해관계자의 중앙 창구역할도 수행하고 있다.

특히, 온실가스사무국은 국내 배출권 거래제도의 타당성과 시행방안 등에 대한 연구를 진행 중에 있으며 온실가스사무국 설립과 동시에 배출권 거래제도팀을 결성하였다. 배출권 거래제도팀은 공공부문과 민간부문의 전문가 5인으로 구성되어 있고, 기존 경제정책과 배출권 거래제도에 대한 연구결과를 비교·분석하여 정책대안을 마련하고 기타 정부의 국내 배출권 거래제도 시행방안에 대한 정책자문 역할을 수행하고 있다.¹⁶⁾

한편 지방정부 차원에서는 호주정부 연합 고위온실가스그룹 산하에 배출권 거래위원회를 설립하여 각 지방정부연합으로 배출권 거래제도에 대처하고 있으며 ‘98년 8월에는 온실가스 배출권 거래제도에 대한 전문가 그룹을 결성하였는데 이 전문가들 중에는 주요 공공 및 민간부문의 전문가와 공공 및 민간조직의 경영책임자가 포함되어 있다. 이들은 거래대상의 범위 설정, 거래제도 모델 개발 등 정부에 대한 자문을 주로 담당하고 있다. 또한 의회차원에서는 기업과 이익단체들이 하원의 환경분과위원회에 필요한 건의를 제출할 수 있도록 기회를 부여하고 있으며 이 제출된 자료들은 전문가그룹과 온

16) 배출권거래제팀은 주로 연구활동에 주력하고 있으며 ‘99년 3월 온실가스 배출권거래제의 적용범위 및 잠재적 효과에 관한 내용이 담긴 논문(Emission Trading: Establishing Boundaries)을 발표한 이래 ‘99년 11월말 현재 배출권의 발행 및 배분절차에 대한 내용이 담겨 있는 “배출권의 발급(issuing the permits)”과 흡수원을 포함하는 탄소신용(credit)의 허용을 주요 내용으로 하고 있는 “배출권 인정(crediting the carbon)” 등이 발표되었으며, 배출권의 설계, 배출량 측정 및 감시, 보고, 준수 등에 관한 내용이 담긴 “배출권거래시장(designing the market)”이라는 연구논문을 발표하였다.

실가스사무국이 정부의 정책을 수립하는데 유용한 자료로 활용될 것으로 기대하고 있다.

이처럼 온실가스 배출권 거래제도에 대해 여러 경로를 통해 심도있게 논의되고 있다. 그러나 이러한 논의에도 불구하고 호주에서의 온실가스 배출권 거래제도는 호주 정부의 교토의정서 비준에 대한 결정이 이뤄지지 않는 한 공식적으로 도입되기는 어려운 상황이다.

한편, 온실가스 배출권 거래제도와 관련하여 1998년 House of Representatives Standing Committee on Environment, Recreation and the Arts에서는 몇 가지 조건을 전제로 배출권 거래제도의 시범사업실시를 권장하였다.¹⁷⁾ 첫째, 시범사업에 대한 참여는 자발적일 것, 둘째, 거래대상물질은 호주의 전체 배출량의 99.6%를 차지하는 이산화탄소, 메탄, 아산화질소(N_2O)를 포함할 것, 셋째, 초기 배출권의 할당은 시범사업이 실시되는 시점에서의 배출량을 기초로 무상분배할 것, 넷째, 향후 실시될 의무적 배출권 거래제(mandatory program)의 design은 시범사업의 결과를 토대로 고안할 것, 다섯째, 시범사업참여자가 시범사업기간동안에 획득한 배출권은 의무적 배출권거래 하에서도 인정해 줄 것, 마지막으로 자발적 프로그램 참여자들에 대해서는 의무적 배출권거래 하에서의 초기 배출권 할당시 혜택을 줄 것 등이다.

한편, 호주의 기후변화문제를 담당하고 있는 Australian Greenhouse Office (AGO)는 배출권 거래제도 고안에 대한 자문을 받기 위해 전문가 자문그룹과 Council of Australian Governments (CoAG)의 Emissions Trading Sub Committee를 구성하여 운영하고 있다. 또한 AGO는 국내 배출권 거래제도의 실행가능성과 이행 등에 관련된 보고서를 작성하였다. 보고서에 따르면 ① 배출권거래방식은 'cap-and-trade' 방식이 가장 바람직하며, 동 방식은 project-based credits의 거래를 통해 보완될 수 있다. ② 배출권은 제1차 공약기간인 2008~2012년 사이에 자유롭게 사용 가능하며 예치(banking)가 가능하다. ③ 'cap-and-trade' 방식은 대규모 배출원에 대한 적용이 용이하며, 다양한 에너지공급산업(wide coverage of the energy supply industry)을 포함할 수 있다. ④ 배출권의 할당은 과거실적 무상분배 방식(grandfathering)과 경매방식

17) <http://www.aph.gov.au/house/committee/environ/index.htm>

을 사용한다. ⑤ 교토의정서에 근거하여 발생하는 국제 credits (AAU, CER 등)을 국내배출권 거래제도에 연계시킬 수 있다.

이러한 AGO의 온실가스 배출권거래제와 별도로 호주의 독립연구기관인 Australia Institute는 1999년 국내배출권 거래제도 안을 발표하였다.¹⁸⁾ 동 안에 따르면 House of Representatives Standing Committee on Environment, Recreation and the Arts에서 권장한 시범사업단계가 제외되어 있으며, 2001년부터 의무적인 배출권거래제 (mandatory trading system)를 도입하여 1차 공약기간이 끝나는 2012년까지 배출권 거래제도를 실시할 것을 제안하고 있다. 또한 거래참여자는 160개 대규모 배출원으로 제한하며, upstream system은 화석연료의 연소로부터 발생하는 이산화탄소(호주의 총 온실가스 배출량의 약 72%에 해당)만을 거래대상물질로 지정하고 초기 배출권의 할당은 경매방식을 이용하여 분배할 것을 제안하고 있다.

이처럼 배출권 거래제도와 관련된 다양한 안들이 호주에서 논의되고 있으나 과연 온실가스에 대한 배출권 거래제도가 실제로 이행될지 여부와 이행된다면 언제 실시 될지에 대해서는 불투명하다. 배출권 거래제도의 실시여부는 결국 현재 진행되고 있는 교토의정서의 비준여부에 달려있다. 따라서 호주의회가 교토의정서를 비준할 경우 호주의 국내 배출권 거래제도는 비준이후 2년 이내에 실시될 것으로 예측된다.

6. 기존의 배출권 거래제도 비교

기존의 배출권 거래제도들은 공통적으로 적용대상(sectoral coverage)의 선정, 배출권의 할당, 범칙금의 부과 및 요율 등과 관련하여 많은 논란이 있다. 적용대상(sectoral coverage)의 선정과 관련하여 가능한 넓은 지역과 많은 부문(sector)을 포함시키는 것이 바람직하나, 경우에 따라서는 (즉, 자발적 협약과 같은 다른 정책수단에 의해 규제 되는 경우) 특정 부문을 제외함으로써 정치적 타협을 도출하는 것이 필요하다. 그러

18) Hamilton, C. and Hurton, H. 1999. Business Tax and Environment: Emissions Trading as a Tax Reform Option. Australia Institute, Discussion paper #22.
(<http://www.tai.org.au/publications/DP22.shtml>)

나 예외적인 경우에 대한 인정은 배출권 거래제도의 효율성을 저하시키게 된다. 따라서 제도의 효율성과 flexibility 간에는 상충성(trade-off)문제가 발생하게 된다.

배출권 거래제도에 대한 시간적 탄력성을 제고시키기 위해 예치와 차입을 고려하는 경우, 예치(banking)의 경우에는 '세대간 오염극심지역(temporal hot spot)'이 발생하지 않도록 해야 하며, 예치(borrowing)의 경우에는 '비용효과성'측면이 손상되지 않도록 고려해야 한다. 또한 배출권거래는 정부로부터의 허가 취득 없이도 당사자간에 양자거래가 가능하도록 구성하되 의무적으로 거래 관련 사항을 등록하도록 고안하는 것이 바람직하다.

모니터링과 관련하여 연속측정장치의 설치가 중요하긴 하나 이산화탄소의 경우에는 다른 오염물질과 달리 배출원의 activity data, 배출계수 및 산화계수를 이용하여 배출량 계산이 가능하므로 단계적으로 접근하는 것이 바람직하다.

배출권거래제와 관련하여 이론과 실제 상황이 다르게 나타나는 대표적인 사안은 첫째, 적용대상(sectoral coverage)은 기대와 달리 보다 좁게 나타나는 점, 둘째, 배출권의 할당은 이론에 근거하기 보다는 정치적인 고려에 의해 결정된다는 점, 셋째, 범칙금의 규모 역시 국가별 제도별 다르게 나타나고 있으며, 의무이행준수여부는 부과되는 범칙금의 수준과 범칙금이 사례별(case-by-case)로 부과되는지 아니면 자동적으로 부과되는지 여부와 밀접한 연관성을 가지고 있는 것으로 나타난다는 점이다.

6.1 적용대상 및 적용지역(sectoral and spatial coverage)

1) 이론적 배경

배출권거래제가 성공적으로 정착하기 위해서는 참여 대상(혹은 기업)간의 저감비용이 상이해야 하며, 배출권시장에서의 독점적 구매와 판매가 없어야 하며, 이를 위해서는 가능한 거래참여 대상을 많게 하는 것이 필요하다. 배출권시장에서의 독점적 구매 혹은 판매가 있을 경우, 배출권시장에서의 배출권 거래량이 축소될 가능성이 있으며, 신규참여자(혹은 기업)의 진입을 저해시키며 또한 기존 참여자의 인위적인 퇴

출이 발생할 가능성이 있다.

연료연소과정으로부터 발생하는 이산화탄소의 경우, 상류부문의 배출원과 하류부문의 배출원에 대한 배출권거래제 적용이 가능한 반면, 이산화탄소와 달리 국지적인 성격이 강한 아황산가스, 이산화질소 등과 같은 오염물질의 경우 배출권이 특정 지역에 집중됨으로써 발생하는 '오염극심지역(hot spot)' 문제가 초래될 가능성이 있다. '오염극심지역' 발생을 방지하기 위해서는 지역간 거래되는 배출권 거래량에 대해 일정한도의 한계(exchange rate)를 설정하는 방법이 있다.

2) 실증 사례 및 교훈

가) 적용지역(spatial coverage)

배출권거래제 적용지역과 관련하여 '오염극심지역' 발생을 방지하기 위해 지역간 배출권 교환율(exchange rate)을 설정한 사례는 없다. 적용지역(spatial coverage)은 각국의 배출권거래제 성격에 따라 상이하게 나타나고 있다. 일례로 미국의 산성비프로그램(Acid Rain)의 경우에는 적용범위가 매우 넓은 반면 미국의 RECLAIM은 L.A. 1개 지역만을 대상으로 하는 매우 작은 규모이다. 경험적으로 적용지역이 넓을수록 배출권거래 가격의 불안정성 요인은 작게 나타난다.

나) 적용대상(sectoral coverage)

도입단계에서부터 많은 부문을 포함하는 경우 제도도입에 대한 반대가 높아지게 되는 상황이 발생할 수도 있으므로 단계적으로 시행하는 것이 바람직하며, 도입초기 단계에서는 최소한의 부문만을 포함하는 경우가 많다. 가장 선호되는 부문은 전력부문이며, 상류부문(upstream)보다는 하류부문(downstream)을 대상으로 한다. 그러나 영국의 경우 전기요금인상에 따른 저소득층의 후생감소를 우려하여 정치적으로 전력 부문은 자발적 참여방식(opt-in)으로 참여시키는 방안을 고려하고 있다.

한편, 단계적 접근방법은 경우에 따라서 규제대상기업이 배출량 규모를 인위적으로 축소하여 비규제대상으로 전환할 수도 있는 단점이 있다.

다) 자발적 참여(opt-in)

미국 산성비프로그램의 경우 opt-in option을 이용하여 2단계 적용대상 기업으로 하여금 자발적으로 1단계에 참여하도록 유도하였다. 그러나 자발적 참여에 관심을 갖고 있는 기업은 추가적인 저감에 따른 credit을 이용하여 경제적 이익을 획득하는 것을 목적으로 하기 때문에 해당 기업에 대한 baseline을 과대하게 추정하려는 경향이 있으며, 이로 인해 'hot air'문제가 발생할 가능성이 상존한다.

6.2 배출권의 할당(permit allocation)

1) 이론적 배경

배출권의 할당 방법은 경매, 과거실적기준 무상분배(grandfathering), 산출량(out-base) 혹은 실적(performance standard)에 따른 배분 방식 등이 있다. 산출량 혹은 실적기준 배분방식은 현재의 생산량에 비례하여 배출권을 할당하는 것으로, 일례로 전력부문에 대해 발전량 당 이산화탄소 배출량(즉, 1 ton of CO₂/kWh)을 결정해주는 방식이다.

기존의 많은 연구결과들은 경매방식을 통한 할당이 비용효과적임을 나타내고 있으며, 과거실적기준 무상분배(grandfathering)방식은 신규 참여자의 진입에 대해 진입장벽을 형성하게 되며 새로운 환경기술의 발전은 기존의 배출권 가격(혹은 가치)을 낮추게 되는 점을 우려하여 경매방식보다 신기술 개발에 대한 유인효과가 적은 것으로 분석되고 있다.

산출량(out-base) 혹은 실적(performance standard)에 따른 배분 방식은 다른 할당 방법과 달리 희소렌트(scarcity rent)가 발생하지 않으며, 신규 참여자의 진입이 용이한 장점이 있다. 또한 다른 두 경우에는 해당 공장을 폐쇄(shut down) 혹은 다른 곳으로 이전시킨 이후에도 보유하고 있는 배출권을 계속 사용할 수 있는 것과 달리 산출량(out-base) 혹은 실적(performance standard)에 따른 배분 방식에서는 해당 공장이 폐쇄(shut down) 혹은 다른 곳으로 이전하는 경우 해당 배출권은 무효화되는 점이

특징이다.

반면에 부문간 대체가 어려운 한계점을 가지고 있다. 예를 들어 콘크리트 1톤 생산에 따른 이산화탄소 발생량(혹은 저감량) 기준을 목재생산에 따른 이산화탄소 발생량(혹은 저감량)으로 대체할 수 없는 문제점이 발생한다.

2) 실증 사례 및 교훈

이론적 연구결과와 달리 기존의 배출권거래제는 대부분 정치적인 문제 혹은 정치적인 협상결과로 인해 과거실적기준 무상분배(grandfathering) 혹은 과거실적을 토대로 한 벤치마킹(benchmarking) 방식을 이용하고 있다.

한편, 할당과 관련하여 고려되어야 할 점은 신규참여자(new entrant)에 대한 정의이다. 즉, 신규참여자를 어느 범주까지 확대 혹은 축소 해석할 것인지 여부를 결정하는 것이 필요(예, 기존 시설의 증설 혹은 확대, 다른 지역에 대한 추가적인 공장 건설, 1단계에서 배제되었던 기존의 배출원의 참가 등)하다.

또한 경매방식과 과거실적기준 무상분배(grandfathering)방식간의 적절한 조화가 필요하다. 미국 US CBO (Congressional Budget Office, 2000)에 따르면 이산화탄소 배출권을 상류부문(up-stream) 혹은 하류부문(downstream)에 대해 무상분배(grandfathering)할 경우 화석연료를 연소시키는 기업들의 후생은 오히려 증가하는 것으로 나타났다.

6.3 세대간 탄력성

1) 이론적 배경

세대간 오염극심지역(temporal hot spot)이 발생하는 문제가 없다는 전제 하에 배출권거래제의 비용효과성을 최대화하기 위해서는 예치(banking)와 차입(borrowing)이 가능해야 한다. 예치와 관련된 문제점은 과도한 credit이 미래세대에 예치되고 어

편 특정시점과 지역에서 과도하게 사용됨으로써 초래될 수 세대간 오염극심지역(temporal hot spot)문제가 있다. 반면 차입과 관련된 문제점은 해당년도 감축이 차기년도로 이전됨에 따른 환경적 피해발생, 인위적으로 차입에 의존하여 차기 감축목표 달성에 따른 비용을 증가시켜 차기 감축목표 할당시 기존 계획보다 적게 받고자 하는 전략적 행위가 발생할 수도 있다.

2) 실증 사례 및 교훈

배출권 사용연한(기간)은 오염물질로 인한 피해의 형태에 따라 일(daily), 계절, 연간 등으로 구분해서 사용된다. 이산화탄소와 이산화황 경우 사용연한(allowance reference period)은 연간 기준으로 설정되어 있는 반면, 오존과 미세먼지 등을 다루는 경우에는 일간(daily: 칠레의 사례) 혹은 계절별(5개월: 미국 NOx OTC 프로그램) 기준으로 설정되어 있다.

한편 인체의 건강과 관련된 이유를 제외(미국 NOx OTC 프로그램)하곤 대다수의 배출권 거래제도에서는 예치(banking)를 가능하게 하고 있다. 그러나 이산화탄소와 달리 국지적 오염물질인 이산화황과 이산화질소의 경우에는 예치로 인한 'temporal hot spot'이 발생하게 될 가능성이 있으므로 이를 방지하기 위해 credit 사용연한에 제한을 두거나 혹은 예치 가능한 credit에 대한 한계를 설정해야 할 필요성이 있다.

6.4 거래 관련 기구(trading organisation)

대부분의 배출권 거래제도에서는 직접적으로 이루어지는 양자 거래(direct bilateral trade)를 승인하고 있으며, BP와 Shell에서 제안된 각각의 배출권거래제에서는 양자 거래 대신 중개인(central broker)을 통해 거래가 이루어지도록 하고 있다. 반면, 칠레의 경우에는 행정적 승인(administrative approval)을 요구하고 있다. 일반적으로 정부의 승인 없이도 양자간에 거래가 이루어지도록 하고 단, 거래는 의무적으로 등록하

도록 하는 간단한 기구를 필요로 하고 있다.

6.5 모니터링과 이행

1) 이론적 배경

거래시스템의 성공적인 이행은 기준위반(violation)여부에 대한 기술적인 탐색능력과 위반에 대한 법적인 처리 능력에 달려있다. 기술적인 탐색능력을 제고시키기 위해서는 배출원에 대한 연속적인 모니터링이 중요하다. 이산화탄소의 경우, 연속적인 모니터링 외에도 배출원의 activity data, 배출계수 및 산화계수(oxidation factors)를 이용하여 배출량 계산이 가능하다.

배출에 대한 통제력(control)과 의무불이행에 대한 제재의 강도는 상호 반비례하는 경향이 있다. 즉, 배출에 대한 통제를 강화시킨 경우 의무불이행에 대한 제재의 강도는 상대적으로 약하게 하고, 반대의 경우에는 의무불이행에 대한 제재의 강도를 높이는 것이 필요하다.

배출권에 대한 책임(liability)소재와 관련하여 대부분이 판매자 책임원칙을 적용하고 있는 경향이 강한데, 이 경우 compliance regime이 약하게 형성된 경우에는 문제가 발생할 여지가 많으며, 반대로 compliance regime이 강한 경우에는 판매자 책임원칙은 거래비용을 최소화시킨다.

2) 실증 사례 및 교훈

가) 모니터링

모니터링과 관련하여 배출량모니터링 결과와 배출권 거래 실적에 대한 보고(reporting)는 이행체계에 있어서 매우 중요한 요소이다. 대부분의 경우, 국가차원에서 월별 보고를 요구하고 있고, 미국의 경우에는 연속측정장치(CEM)가 설치된 경우 매 15분 단위로 보고를 받고 있으며 동 자료를 web을 통해 일반인에게 공개하고 있다.

이산화탄소의 경우 배출원에 대한 연속모니터링 system이 갖추어져 있지 않더라도 배출원의 activity data, 배출계수 및 산화계수(oxidation factors)를 이용하여 배출량을 산정하고 단계적으로 CEM장치를 도입하는 방안 즉, 단계적 접근방식이 필요하다.

나) 범칙금(penalties)

의무불이행에 대한 범칙금 규모는 제도에 따라 상이하다. 미국 산성비 프로그램에서는 기준을 초과한 이산화황 1톤당 \$2,000을 부과하고 있고, RECLAIM에서는 하루당 \$500을 그리고 덴마크의 경우에는 이산화탄소 1톤 당 \$6을 부과하고 있다. 그러나 BP에서 제안된 배출권거래제에서는 범칙금이 없으며, Shell의 경우에는 평균가격의 3배에 해당하는 금액을 부과하고 있다. 현재 논의되고 있는 EU의 배출권거래제(안)에서는 제1차 이행기간에는 기준을 초과한 이산화탄소 1톤 당 50파운드를 부과하고, 제2차 이행기간에는 1톤 당 100파운드를 부과하는 것을 고려하고 있다. 또한 범칙금 부과와 함께 차기 년도에 초과된 배출량을 복구하는 것을 요구하고 있다.

다) 책임소재(liability)

거의 모든 배출권 거래제도는 판매자 책임원칙을 이용하고 있다.

제3장 국내 배출권거래제의 기준선(baseline)

설정 방향

본 장에서는 외국 및 국제기관이 청정개발제도(CDM) 및 공동이행제도(JI) 프로젝트의 기준선(baseline)으로 권장하고 있는 방법론을 바탕으로 국내 온실가스 배출권 거래제에서 사용할 수 있는 기준선(baseline)의 설정방향에 관해서 논하기로 한다. 국내 배출권거래제의 기준선은 통상 경제적인 요인보다는 정치적인 요인에 의해 결정되는 것이 주류를 이루고 있다. 반면 프로젝트 중심의 교토메카니즘(청정개발제도 및 공동이행제도)에서는 기준선 설정이 프로젝트의 경제성에 직접적인 영향을 미치고 있기 때문에 기준선은 프로젝트에 대한 투자유인을 제공함과 동시에 환경 효과성을 증대시키는 방향으로 설정되고 있다. 본 장에서는 교토메카니즘 중에서도 청정개발제도와 공동이행제도의 기준선 설정 사례를 살펴봄으로써 우리나라 온실가스 배출권 거래제도 시범사업에서 적용할 수 있는 기준선의 설정방향을 제시하게 된다.

1. 기준선의 정의 및 특징

기준선(baseline)은 온실가스 감축 정책수단을 평가하기 위한 기준 배출량으로 정의될 수 있다. 배출권 거래제도는 거래제도 참가자에 대한 배출권 할당을 기초로 운영되기 때문에 기준선은 참가자 수준별로 정의되고 있으나 청정개발제도와 공동이행제도는 프로젝트 중심이기 때문에 기준선이 프로젝트별로 정의되고 있다. 또한 배출권거래제에서는 통상 기준선이 과거의 실적자료를 바탕으로 정의되기 때문에 측정 가능하지만 청정개발제도와 공동이행제도의 기준선은 가상적인 상황을 바탕으로 정의되기 때문에 기준선의 배출량이 실제 측정 불가능한(counterfactual) 특징을 지니고 있다.

1.1 기준선의 정의

프로젝트중심의 교토메카니즘의 기준선과 국내 배출권거래제의 기준선은 정의에 있어 약간의 차이를 나타내고 있는데 이는 프로젝트 중심의 메카니즘에서는 측정불가능한 가상적인 상황을 전제로 온실가스 감축 효과를 측정하는 반면 배출권거래제에서는 측정가능한 상황을 전제로 감축효과가 측정되고 있다는 특징에서 기인된 것이다. 그러나 기본적으로 기준선은 프로젝트 중심의 교토메카니즘이나 국내 배출권거래제에서나 모두 온실가스 저감노력(저감정책 및 저감 프로젝트)의 효과를 측정하고 평가하기 위한 기준 배출량이라는 점에서 그 공통점을 찾을 수 있다. 보다 광범위하게는 “저감노력이 없는 경우의 온실가스 배출량”으로 정의할 수 있다.

프로젝트 중심의 교토메카니즘, 즉 청정개발제도(CDM)와 공동이행제도(JI)에서 기준선은 동 프로젝트가 시행되지 않았을 경우를 상정하는 상황에서의 온실가스 배출량으로 정의되고 있다. “프로젝트가 없는 경우에는 어떠했을까?”, 즉 프로젝트가 추진되지 않은 상황에서 온실가스 배출량은 어느 정도의 수준이었을까 라는 가정하에서 배출될 것으로 추정되는 온실가스의 양이 바로 프로젝트의 기준선(baseline)인 것이다. 다른 표현으로 기준선은 BAU(business-as-usual) 상황하에서의 온실가스 배출량으로 표현될 수도 있다. 합의된 기준선은 이러한 가상적인 배출량을 계량화하려는 시도이며 이를 통해서 개별 프로젝트의 온실가스 추가성(additionality)을 계량화하는 작업인 것이다. 공동이행제도와 청정개발제도 프로젝트의 실제 측정된 온실가스 배출량을 합의된 기준선과 비교해서 그 차이를 계산하면 그 차이가 바로 프로젝트의 감축효과(mitigative effect), 즉 총 신용 규모(total credit amount)인 것이다(OECD/IEA, 2000). 교토메카니즘의 두 제도는 그 시행에 앞서 동 프로젝트가 온실가스 배출량에 미칠 영향을 계량화할 필요가 있으며 과거의 배출실적 자료가 없기 때문에 합리적인 가정에 입각한 기준선을 설정할 필요가 있는 것이다.

배출권거래제에 있어서 기준선이란 온실가스 감축 목표량의 달성여부를 평가하고 배출권을 할당하기 위한 기준년도의 참가자의 온실가스 배출량으로 정의될 수 있다. 기준년도를 배출권거래제가 시행되기 이전으로 설정하면 기준선을 온실가스 저감노

력 이전의 배출량으로도 정의될 수 있다(에너지관리공단, 2003). 기준선은 통상 배출권거래제가 시행되기 이전의 과거의 배출량을 기준으로 설정되는 반면 감축 목표는 미래에 달성되어야 하는 배출량이기 때문에 기준선은 미래의 감축목표에 대한 기준점(reference point)으로도 정의될 수 있다(UK DEFRA, 2001). 즉, 배출권 거래제도를 시행하는 주체(주로 정부)가 배출권거래제 참가자에게 온실가스 배출권을 할당할 경우 기준선에서 온실가스 배출 감축 목표량을 차감한 양을 배출권으로 할당하게 된다.

1.2 기준선의 특징

배출권 거래제도에서는 온실가스 감축목표가 참가자별로 설정되고 따라서 감축효과 역시 참가자별로 측정되며 또한 배출권도 참가자별로 할당되기 때문에 기준선은 참가자를 기준으로 정의되고 있다. 청정개발제도와 공동이행제도는 프로젝트를 중심으로 온실가스 저감정책이 평가되고 따라서 프로젝트 중심으로 운영되기 때문에 기준선이 기본적으로 프로젝트를 기준으로 정의되고 있다. 프로젝트별 기준선은 기준선 설정에 많은 시간과 비용이 수반되기 때문에 기준선 설정을 표준화하려는 노력이 추진되고 있지만 이 역시 기본적으로는 프로젝트를 중심으로 설정된다고 말할 수 있다.

배출권거래제는 참가자를 기준으로 운영되기 때문에 참가자의 활동이 과거로부터 미래에 연장되는 특성을 지니고 있다. 따라서 통상 기준선이 참가자의 과거의 온실가스 배출 실적자료를 바탕으로 정의되어도 미래의 온실가스 감축효과 측정이 예측 가능하기 때문에 배출권거래제에서는 기준선이 과거의 배출실적을 바탕으로 정의되고 있다. 그러나 청정개발제도와 공동이행제도의 기준선은 프로젝트를 중심으로 운영되기 때문에 프로젝트의 온실가스 저감효과를 평가하기 위해서는 가상적인 상황을 전제할 필요가 있다. 따라서 이러한 가상적인 상황을 전제로 한 기준선의 배출량은 실제 측정 불가능한(counterfactual) 특징을 지니고 있다.

2. 기준선의 중요성

기준선의 수준은 온실가스 저감정책의 환경효과성 및 이행비용과 직접적인 관련을 갖고 있다. 기준선의 수준이 너무 엄격하게 설정되면 환경 효과성은 양호한 반면 이행비용은 높아지게 되며 기준선 수준이 너무 느슨하게 설정되면 환경 효과성은 미약함과 동시에 이행비용은 낮아지는 상관관계를 갖고 있다. 교토메카니즘에서 기준선의 수준이 높으면 온실가스 저감 프로젝트 수는 증가하고 배출신용도 증가하는 반면 기준선 수준이 낮으면 프로젝트 수는 감소하고 배출신용도 감소하는 등 기준선 수준은 저감 프로젝트 수 및 저감 총량과 직접적인 관계를 갖고 있다.

프로젝트 중심의 교토메카니즘에서 기준선은 프로젝트가 발생시킬 배출신용의 규모에 직접적인 영향을 미치게 되며 따라서 프로젝트의 경제성에도 상당한 영향을 미치기 때문에 프로젝트 추진에 있어 하나의 중요한 고려요인으로 작용하고 있다. 기준선이 너무 엄격하게 설정(즉, 기준선 수준이 너무 낮은 수준)되면 추진될 프로젝트의 규모가 축소되며 이는 곧 프로젝트의 전체 온실가스 배출감축에 미치는 영향이 감소되고 교토메카니즘의 환경효과성에 부정적인 영향을 미치게 되는 역효과를 낳을 것이다. 반면 기준선이 너무 느슨하게 설정(즉, 기준선이 너무 높은 수준)되면 실제 온실가스 배출감축을 달성하지 않는 프로젝트가 온실가스 배출신용을 부여받는 부작용(무임승차)이 발생하며 이는 프로젝트의 환경 효과성을 저하시킴으로써 실질적인 배출감축에 기여하지 못하는 역기능을 발생시킬 가능성이 있다(OECD/IEA, 2000).

배출권거래제에 있어서 기준선 역시 온실가스 배출감축 목표달성에 미치는 영향이 지대할 것으로 예상된다. 온실가스 배출감축 목표를 설정할 경우 기준선이 너무 엄격하게 설정되면(즉, 너무 낮은 수준으로 설정되면) 환경 추가성은 양호하겠지만 각 참가자가 부담해야 할 목표달성 이행비용과 따라서 참가자 전체가 부담해야 할 사회적 비용이 크게 증가하게 되는 반면 기준선이 너무 느슨하게 설정되면(즉, 너무 높게 설정되면) 저감목표 이행비용은 적지만 환경 효과성에 의문이 생기는 단점이 발생할 것이다.

3. 기준선 구성 요소

기준선이 온실가스 저감정책의 환경 효과성과 이행비용에 영향을 미치는 요소에는 여러 가지가 있다. 온실가스 배출량 수준이 높은 시기를 기준년도로 선정하면 다른 요인들이 모두 같은 상황에 비하면 환경효과성도 낮고 이행비용도 낮은 특징이 있다. 또한 대상 온실가스를 확대하고 대상 설비를 늘릴수록 이행비용이 증가하며 지리적 통합수준이 상이한 지역을 대상으로 기준선을 설정하면 이행비용과 환경 효과성에서 편차가 크게 발생할 것이다. 절대적 기준선 단위를 사용한 경우와 상대적 기준선을 사용한 경우에도 환경 효과성과 이행비용에 있어서 차이를 나타낼 것이다.

따라서 국내 배출권거래제나 교토메카니즘에 있어서 기준선은 기준년도, 대상 온실가스, 대상설비, 지리적 통합, 기준선의 단위를 어떻게 선정하느냐에 따라서 환경효과성과 이행비용에 미치는 영향이 다르게 나타나기 때문에 국내 배출권거래제 설계 시 이러한 요인들을 고려할 필요가 있다. 따라서 이들 요소들을 배출권거래제의 기준선을 구성하고 있는 주요 요소로 평가할 수 있다. 다음 항부터는 이러한 개별적인 요소들에 대해 구체적으로 검토하고 있다.

4. 기준년도 선정

프로젝트 중심의 교토메카니즘이나 배출권거래제 모두 기준선의 기준년도(base year)는 가능한 최근의 과거 시점으로 한정하고 단일 년도보다는 일정 기간(2~3년)을 기준년도로 설정하는 것이 바람직하다. 자료의 이용 가능성에 의해 기준년도 선정에 융통성을 부여하는 것도 하나의 대안으로 상정할 수 있다. 우리나라의 온실가스 국내 배출권거래제 시범사업을 위해서는 등기체계 구축과 시범사업 개시 시기 등의 여건을 고려하고 기준선의 환경 효과성 및 최근의 기술성과 등을 고려하면 2004~2005년의 2년을 기준년도로 선정하는 것이 가장 바람직하다. 자료의 이용가능성에 대한 융통성을 부여하기 위해 상기 2년의 기준년도 기간 이내의 범위에서 온실가스 배

출통계의 자료가 이용가능한 최대한의 기간(예를 들면 5개월)을 기준년도로 부여하는 것도 바람직한 대안으로 평가된다.

4.1 기준년도의 시점

환경 효과성을 제고시킴과 동시에 최근의 투자형태 및 기술성과를 기준선 설정에 잘 반영하기 위해서는 기준선 설정을 기준으로 7년 이내의 과거 기간을 기준년도로 선정하는 것이 바람직하다.

프로젝트 중심의 교도메카니즘에서는 기준선이 BAU 상황을 잘 반영해야 하기 때문에 기준선 설정시 적용되는 기준년도는 대부분 투자형태 및 기술성과를 반영할 수 있도록 가장 최근의 기간을 기준년도로 설정하고 있다. 사례연구(OECD/IEA, 2000)에 의하면 전력산업의 경우에는 조사시점을 기준으로 45년 이전에 가동을 시작한 발전소와 현재 건설중인 발전소를 기준선 설정의 대상으로 선정하고 있기 때문에 조사시점을 기준으로 하여 최근 4~5년 이전의 기간을 기준년도로 설정하고 있다. 철강산업의 경우에는 특별히 기준년도를 명시하지 않고 있으나 신설 철강공장의 경우에는 세계 최상 설비의 성과(best practice)를 기준선으로 설정하고, 현대화 프로젝트의 경우에는 세계 평균치를 기준선으로 권고하고 있다. 이는 신규 프로젝트에 적용되는 세계 최상 설비의 성과는 최근에 건설된 설비를 기준으로 설정하고 있다는 점을 의미하기 때문에 최근의 시점을 기준년도로 설정하고 있음을 말해주고 있다. 시멘트산업의 경우에도 신규 프로젝트의 경우에는 세계 최상(world best)설비의 성과를 기준선으로 적용하고 있는데 이는 곧 최상의 설비란 가장 최근에 건설된 설비를 의미하는 것으로 해석할 수 있다.

전력산업의 보다 구체적인 기준선 설정 방법론을 제시한 연구(OECD/IEA, 2002)에서는 전력산업의 경우 신규 프로젝트가 기존 발전설비의 이용에 영향을 미치는 경우(한계운영법 : operating margin)에는 항상 가동시켜야 하거나 비용이 낮은 설비(must-run/low-cost)를 제외한 모든 기존 발전설비의 발전량 가중평균 온실가스 배출율을 기준선으로 설정할 것을 권고하고 있다. 반면 신규 프로젝트가 신규 발전소 건

설을 대체 혹은 지연시키는 경우(한계건설법 : build margin)에는 최근 첫 배출신용기간(총 배출신용기간이 21년이고 기간을 3개 구간으로 구분한 경우 첫 7년 동안)에 건설된 모든 발전소의 발전량 가중평균 온실가스 배출율을 기준선으로 설정하는 것을 권고하고 있다. 현실적으로는 두 가지 형태가 혼합된 경우, 즉 단기적으로는 기존 발전소의 운영에 영향을 미치고(한계운영법 : operating margin), 장기적으로는 신규 발전소의 건설지연에 영향을 미치기 때문에(한계건설법 : build margin) 두 영향의 평균치를 기준선으로 사용하는 혼합형 방법(한계 혼합법 : combined margin)을 기준선 방법으로 권장하고 있다. 즉 혼합형 기준선 방법에서는 첫 배출신용기간에는 첫째의 한계운영법(operating margin)과 첫 배출신용기간에 건설된 발전소 중에서 발전능력(혹은 발전량) 기준 상위 20%의 발전소나 5개의 발전소 중에서 규모(발전능력 혹은 발전량 기준)가 큰 것의 온실가스 배출율을 기준선으로 설정하고 차기의 배출신용기간에서는 전기의 배출신용기간에 건설된 발전소의 온실가스 배출율을 기준선으로 설정하고 있다. 따라서 이런 방법에서도 역시 신규 프로젝트의 경우에는 최근(주로 7년 이내의 기간)에 건설된 발전소를 대상으로 기준선을 설정하고 있음을 알 수 있다.

기준년도를 프로젝트가 시작된 시점이나 프로젝트 개시 이후의 기간으로 설정하면 프로젝트가 발생시킬 환경 추가성을 보다 정확하게 측정·평가할 수 있을 것이다. 특히 경제성장이 빠르게 이루어지고 있는 개도국과 같이 산업활동이 활발하게 펼쳐지고 있는 국가나 혹은 성장이 빠르게 이루어지고 있는 산업부문의 경우에도 기준년도를 프로젝트 시작 이후의 기간으로 설정하면 프로젝트의 효과를 보다 정확하게 측정할 수 있을 것이다. 이러한 경우에는 기준선을 설정한 시기와 프로젝트가 개시되는 시기에는 기간차이가 있기 때문에 전망치나 추세치를 사용하여 기준선을 설정해야 하는데 여기에는 정부정책의 변화나 기술개발에 따른 전망의 불확실성이 높게 나타날 수 있으며 또한 게임의 가능성도 존재하고 있다. 따라서 최근의 과거 기간을 기준년도로 설정하는 방법이 보다 현실적인 기준년도 설정방안이라고 할 수 있다.

유럽연합의 배출권 할당방안에 관한 논의(PriceWaterHouse, 2003)에서도 자료의 이용가능성 때문에 최근의 과거 시점을 기준년도로 사용하는 방안이 거론되고 있다. 이는 기업의 합병이나 매각 등이 발생할 수 있으며 특히 석탄소비에 의한 이산화탄소

의 발생량과 같은 경우에는 과거 수년을 거슬러 올라가서 재계산하는 것이 현실적으로 어렵기 때문에 기업별 혹은 사업장별 온실가스 기준선을 계산하기가 불가능한 경우가 발생할 수 있다. 이에 대한 대안으로 기준선을 표준적인 온실가스 배출율, 즉 평균 혹은 최상의 이용가능한 기술(BAT : Best Availability Technology)이나 물리적인 단위(예를 들면 산출물당 온실가스 배출율)를 한 산업부문의 기준선으로 사용하는 방법도 있을 수 있다. 이러한 표준적인 온실가스 배출율은 결국 가장 최근의 시설의 실적치를 근거로 작성되기 때문에 최근의 과거 시점을 기준년도로 설정하려는 시도로 해석될 수 있다.

미국의 산성비 프로그램(Acid Rain Program)에서는 프로그램 시작 8~10년 이전의 과거 시점인 1985~1987년을 기준년도로 설정했는데 이는 동 프로그램을 규정하고 있는 대기정화법 개정안(Clean Air Act Amendment 1990)이 개정된 시점인 1990년을 기준으로 보면 3~5년 이전의 기간에 불과하다는 점을 알 수 있다. 미국의 여러 주에서 시행된 배출신용 거래제 프로그램(DER : Discrete Emissions Reduction)의 경우 기준년도는 프로그램이 시작되기 5년이나 10년 이내의 과거 기간으로 선정되었다.

조기감축을 보상하기 위해 조기감축 발생이전의 기간을 기준년도로 설정하는 방안이 있을 수 있으나 자료의 이용 가능성이 문제점으로 등장하고 있다. 따라서 조기감축에 대한 보상은 기준선 설정보다는 배출권 할당에서 반영하는 방안이 더욱 현실적일 것이다.

4.2 기준년도의 기간

배출권거래제에 있어서 기준년도 설정은 경제적, 사회적, 행정적, 자료이용 가능성 등을 기초로 한 정치적 결정에 의해 결정되는 것이 관례이며 단일 년도보다는 일정 기간(2~3년의 기간)을 기준년도의 기간으로 설정하는 것이 바람직하다.

영국의 경우에는 배출권거래제에 참가하는 직접참가 기업은 배출권거래제가 시작되는 2002년보다 2~4년 이전인 1998~2000년 기간을 기준년도로 설정하고 있으며 1998년도와 1999년도의 배출량을 증명할 수 없는 경우에는 2000년을 기준년도로 허

용하고 있다. 즉, 기준년도가 단일 년도가 아니라 3년간(1998~2000)을 기준년도로 설정하고 있으며 간접 참가자의 경우에는 정부와의 협상에 의해 1990~2000년 기간중에 1년(정확하게는 12개월)을 기준년도로 설정하고 있다.

1995년에 시작된 미국의 산성비 프로그램(Acid Rain Program)에서는 1985~1987년의 평균 에너지 소비량과 아황산가스 배출량을 기준으로 배출감축 목표와 배출권 할당을 설정한 바 있어 3년간의 기간을 기준년도로 설정하고 있다. 미국의 DER(Discrete Emissions Reduction) 프로그램의 경우 프로그램이 시작되기 5~10년 이전의 기간 중에서 2년의 기간을 선정할 것을 권고하고 있다.

4.3 시범사업의 기준년도

우리나라의 국내 온실가스 배출권거래제 시범사업의 기준년도는 등기체계 구축 일정과 시범사업 개시 시기, 온실가스 저감정책의 환경 효과성 및 기술성과 추이 등을 감안하면 2004~2005년을 기준년도로 선정하는 것이 바람직할 것으로 평가된다.

국내 배출권거래제의 기준년도는 자료이용 가능성, 경제상황 및 해당 산업부문의 활동 등을 중요한 항목으로 고려할 필요성이 있다. 우리나라는 현재까지 의무배출 감축목표를 할당받지 않은 상태이고 유엔기후변화협약(UNFCCC)에 의해 기준년도가 설정될 것으로 예상되기 때문에 기준년도 설정에 있어서는 현재까지 유동적인 상황이다. 그러나 국내 배출권거래제 시범사업과 관련해서는 감축목표의 이행여부를 검증할 자료가 확보되어야 한다는 점에서 자료의 이용 가능성이 기준년도 설정에 가장 커다란 요인으로 작용하고 있다. 감축목표 이행여부를 검증할 수 있는 기초단계인 등기체계(registry) 구축이 현재까지 이루어지지 않은 상태이기 때문에 등기체계 구축이 어느 정도 완료되고 시범사업이 시작되는 시점(2006년)을 고려하면 2004~2005년을 기준년도로 설정하는 방안이 가장 바람직할 것으로 평가된다.

경제상황은 각 산업부문의 활동에 직접적인 영향을 미치게 된다. 즉, 경기가 회복 국면에 있으면 산업활동은 활발하게 이루어질 것이며 이에 따라 에너지 소비 및 온실가스 배출이 증가할 것이며 경기가 후퇴하는 국면에서는 그 반대의 현상이 나타날

것으로 예상된다. 또한 경기상황이 각 산업부문에 미치는 영향의 정도에는 차이가 있을 것이다. 경기변동의 영향을 직접적으로 크게 받는 산업부문이 있는 반면 상대적으로 그 영향이 적은 부문이 있을 수 있다. 따라서 이러한 점들을 고려해 볼 때 단일년도를 기준년도로 설정할 경우에는 경기변동에 따른 기준선 수준의 차이가 나타나는 위험성이 있으며 이는 산업부문의 정상적인 활동을 반영한다고 볼 수 없다. 이러한 경우 특히 총량단위의 기준선이 설정될 경우에는 참가 기업들이 목표를 이행하는 비용부담이 크게 작용할 것으로 예상된다. 따라서 단일년도보다는 수년간의 기간을 기준년도로 설정하는 것이 경기변동에 따른 온실가스 배출량의 변동을 최소화할 수 있는 방안이 될 수 있을 것이다. 우리나라의 시범사업의 경우 2004~2005년의 2년을 기준년도 기간으로 설정하는 것이 이런 맥락에서 볼 때 바람직한 기준년도 기간으로 평가된다.

5. 대상 온실가스 및 배출원

기준선에 포함되어야 할 온실가스는 모든 종류의 온실가스과 배출원을 포함하고 연료, 원료 및 첨가제의 모든 생애(생산, 수송, 가공, 최종 소비)를 포함할 경우 비용이 높아지고 중복계산의 단점이 있으므로 전체 온실가스 배출에 미미한 영향을 미치는 온실가스 종류를 제외하는 것이 바람직하다. 3단계에 걸쳐 시행될 계획인 시범사업의 경우에는 온실가스 배출통계 및 등록체계가 초기단계임을 감안하여 1단계에는 주요 온실가스인 이산화탄소를 대상으로 하고 2단계부터 모든 온실가스로 대상을 확대하는 것이 바람직한 대안으로 평가된다.

5.1 대상 온실가스

이론적으로는 청정개발제도/공동이행제도의 온실가스 배출에 영향을 미치는 6가지의 모든 온실가스를 포함시켜야 하며 온실가스를 발생시키는 연료와 원료 및 첨가제 등의 생산에서 수송, 가공 및 최종 소비단계까지의 모든 생애(life cycle)에 걸쳐

발생한 온실가스를 포함시켜야 한다. 그러나 이러한 작업은 막대한 비용을 수반할 뿐만 아니라 프로젝트가 연료사슬의 여러 단계에서 수행되면 중복계산(double counting)이라는 문제가 발생할 가능성이 있다(OECD/IEA, 2000). 배출량이 매우 미미한 수준에 그치고 있는 온실가스까지 기준선 설정에 포함시키면 기준선 설정비용이 증가하는 반면 배출량이 적기 때문에 이와 같은 온실가스를 기준선 설정에서 제외한다 할지라도 기준선 수준에는 큰 영향을 미치지 못할 것이다. 따라서 배출량이 미미한 온실가스는 기준선 설정에서 제외하는 것이 바람직하다. 또한 배출량에 관한 자료의 이용 가능성이 제한적인 경우도 발생하고 있으며 이러한 경우는 대부분 이산화탄소 이외의 온실가스에서 발생하고 있는 것이 현실이다. 따라서 비중이 미미한 온실가스나 자료의 이용 가능성이 극히 제한되어 있는 온실가스는 자료 이용가능성에 대한 대안이 수립되기 이전에는 대상에서 제외하는 것이 바람직할 것으로 보인다.

사례연구에서 소개된(OECD/IEA, 2000) 발전부문의 경우 온실가스는 주로 전력생산용 화석연료의 보일러 연소에서 발생하고 있다. 아산화질소(N_2O)는 전력생산 기술의 종류에 따라 그 배출량이 결정되는데 자료의 이용 가능성이 어렵기 때문에 온실가스는 이산화탄소와 메탄가스로 제한되었다. 철강산업에서는 연료용 화석연료의 사용과 전력사용, 원료용 석탄과 라임의 사용에서 온실가스가 발생하고 있으며 메탄과 아산화질소가 일부 발생하지만 그 양이 매우 적기 때문에 온실가스는 이산화탄소로 국한시켰다. 시멘트산업에서도 메탄과 아산화질소의 배출비중이 미미한 수준(0.5% 미만)이기 때문에 이산화탄소만 온실가스로 제한했다.

프로젝트 메카니즘의 기준선 설정시 온실가스 및 배출원의 포함여부에 대한 몇가지 원칙으로서 중요성, 통제 가능성, 누출, 중복계산이 제시되고 있다(OECD/IEA, 2002). 중요성(significance or materiality)에 입각해서 판단하는 방안은 소규모 프로젝트의 경우에는 전체 온실가스 배출량의 5% 이상을 차지하고 있거나 대규모 프로젝트의 경우에는 전체 배출량의 1% 이상을 차지하고 있는 온실가와 배출원은 기준선 설정에 포함해야 한다는 것이다. 통제 가능성 원칙이란 프로젝트 개발자가 통제가능한 가스와 배출원은 기준선 계산에 포함되어야 한다는 것이며 또 다른 원칙인 누출은 당 프로젝트의 범주(boundary)에 포함되지 않은 온실가스가 범주 이외에서 그 배출

이 증가하지 않도록 해야 하며 만약 이런 경우가 발생할 경우에는 사후에라도 이런 누출을 고려해서 배출신용을 조정해야 한다는 것이다. 또한 중복계산의 원칙은 배출신용이 중복해서 계산되지 않도록 가스와 배출원을 포함시켜야 한다는 것이다. 중복계산을 줄이기 위해서는 기준선과 프로젝트 범주를 매우 협소하게 정의하거나 아니면 다른 프로젝트의 영향을 기준선에서 고려하는 방안이 있을 수 있다.

국내 배출권거래제 역시 모든 온실가스를 포함할 뿐만 아니라 연료 및 원료의 생산에서 최종 소비단계에 이르는 모든 단계에서 발생하는 온실가스 배출량도 포함시켜야 하지만 배출권거래제가 처음으로 도입된다는 측면과 온실가스의 대부분을 이산화탄소가 차지하고 있다는 점을 고려해 볼 때 이산화탄소를 우선적인 대상으로 적용하고 점차 6개 온실가스로 확대해가는 방안은 배출권거래제의 도입에 따른 행정적인 비용과 관리차원에서 바람직할 것으로 평가된다.

우리나라 국내 배출권거래제가 2006년부터 시범적으로 시행되는 시범사업일 뿐만 아니라 배출권거래제의 기반구축이 약하다는 점을 고려해볼 때에도 초기단계에서는 주요 온실가스를 대상으로 하고 이후에 대상 온실가스를 확대하는 것이 바람직할 것이다. 따라서 배출권거래제 시범사업의 1단계(2006~2008년)에서는 주요 온실가스인 이산화탄소를 대상으로 하고 2단계부터는 모든 온실가스로 대상을 확대하는 것이 현실적인 방안으로 평가된다.

5.2 배출원

기준선 설정시 국내 배출권거래제의 적용대상이 될 사업장에서 발생하는 모든 직접배출을 포함하는 것이 바람직하며 전력과 열을 사용하는 경우에 한해서는 발전부문과 열병합발전의 간접배출을 포함시키는 것이 바람직할 것이다. 즉, 프로젝트가 수행되는 공간(on-site)에서 발생하는 직접배출은 모두 포함되는 것이 바람직하며 프로젝트 공간 이외의 장소(off-site)에서 발생하는 간접배출, 예를 들면 전력생산이나 지역난방용 열생산과 관련된 간접배출도 원칙적으로 포함되는 것이 바람직하다.

배출원으로서의 발전산업(발전부문이 배출권거래제에 포함될 경우를 상정할 경우)

의 경우에는 보일러의 연료연소에 의한 직접배출을, 철강산업의 경우에는 4개 생산공정 루트에서 연료연소로부터 발생하는 직접배출과 공정에서 발생하는 온실가스 및 전력사용에 따른 직접배출을, 시멘트산업의 경우에도 3개 생산단계에서 연료연소로부터 발생하는 직접배출과 전력사용에 따른 직접배출을 포함시키는 것이 바람직할 것이다. 따라서 전력산업의 경우에는 화력발전예 국한시키고 보일러를 배출원으로 설정하는 것도 하나의 방안이 될 수 있다. 영국의 경우에는 사업장에서 생산되고 사업장에서 사용된 에너지로부터 발생한 직접배출과 간접배출(특히 화석연료와 전기), 사업장 이외의 장소에서 생산되었지만 사업장에서 사용된 간접배출(특히 열과 전기)을 모두 배출권거래제에 포함시키고 있다. 따라서 열병합 발전시설에서 생산된 전력과 열로부터 발생한 간접배출이 거래제에 포함되는 것이 바람직할 것이다. 그러나 전력과 열이 사업장에서 생산·사용되지 않으면(예를 들면 사업장에서 생산되어서 외부로 수출된 경우) 전력과 열생산에서 발생하는 간접배출은 거래제에서 제외되는 것이 바람직하다(UK DEFRA, 2003).

6. 배출권거래제 대상 설비

배출권거래제의 대상설비는 참가자의 수준에 의해 결정되기 때문에 참가자 수준과 밀접한 관련을 갖고 있는 특징을 지니고 있다. 행정적인 비용과 관리측면에서 보면 참가자 수준은 단위가 대규모화되는 것이 바람직하지만 참가자 수의 증가에 따른 사회적 총 이행비용의 감소 가능성 등을 감안하면 사업장단위로 참가자 수준을 조정하는 것이 환경 효과성 및 이행비용의 측면에서 바람직할 것으로 예상된다. 따라서 배출권거래제 시범사업의 대상 설비도 사업장 단위로 설정되는 것이 행정비용 및 이행비용의 측면에서 바람직할 것으로 평가된다.

프로젝트 중심의 교토메카니즘은 기본적으로 프로젝트 중심이기 때문에 기준선 설정이 프로젝트별로 이루어지고 있다. 즉 기준선은 사업장별 혹은 사업장내 구체적인 설비나 생산공정별로 설정되고 있다. 반면 배출권거래제에서는 참가자들이 사업장단위로 구성되어 있는 경우에는 기준선이 사업장 단위로 설정되기 때문에 구체적인 설

비수준의 기준선이 설정될 필요가 없으나 참가자가 구체적인 설비단위일 경우(예를 들면 미국의 산성비 프로그램의 보일러)에는 구체적인 설비를 기준으로 기준선이 설정되어야 한다. 따라서 배출권거래제 참가자의 수준에 의해 기준선의 대상 설비가 달라지게 된다. 예를 들면 영국의 배출권거래제에서는 개인이나 조직이 거래제에 참가(직접 참가자)할 수 있지만 온실가스 배출원별로 참여하기 때문에(UK DEFRA, 2001) 기본적으로는 사업장이 참가자 수준으로 되어 있다.¹⁹⁾

프로젝트 중심의 교토메카니즘 기준선 설정(OECD/IEA, 2000)에서는 산업부문별 특성을 고려하여 다양하게 기준선 대상을 설정하고 있다. 전력산업의 경우에는 발전소 혹은 발전기 단위로 대상설비를 구체화시켰고 철강산업에서는 4개의 생산공정별로, 시멘트 산업에서는 3개의 생산단계별로 구체화시켰다. 이러한 대상설비의 수준에 대한 대안으로 전력산업에서는 사용 연료별, 부하형태별 기준선을 설정하여 그 효과를 예측·비교했는데 사용 연료별 기준선의 경우에는 청정가스 화력발전보다는 석탄 청정기술에 의한 발전 프로젝트가 가장 많은 배출신용을 창출시키는 것으로 나타났다. 이는 연료별 기준선이 청정에너지로의 연료전환을 오히려 저해함으로써 환경 효과성을 감소시키는 문제점이 노출되었다. 따라서 발전 프로젝트의 경우 사용연료와 기술에 입각한 기준선은 환경효과성을 높일 수 있는 연료전환을 제한한다는 문제점을 안고 있다. 부하형태별 기준선의 경우에는 첨두부하의 효율성을 증진시키는 효과가 있으나 발전능력이 부족한 개도국의 경우에는 첨두부하용 발전설비가 기저 및 중간부하용으로 사용되는 경우가 있기 때문에 기준선 설정시 주의를 해야 하는 문제점이 있다.

철강산업은 4개의 생산공정별로 조강 생산 톤당 에너지 집약도에 기초한 기준선을 설정하고 있다. 온실가스 집약도를 사용하지 않는 것은 온실가스 집약도가 에너지 집약도보다 큰 편차를 보이기 때문이다. 또한 최종 철강제품보다는 중간제품인 조강(crude steel)생산당 에너지 집약도를 사용하고 있는데 이는 중간제품인 조강이 모든

19) 영국은 동일한 형태의 온실가스를 배출하는 점원(point source)이 한 개 혹은 한개 이상으로 구성되어 있는 집합체를 배출원으로 정의(UK DEFRA, 2001, 2003)하고 있으며 유럽연합은 유사한 제품을 생산하는 사업장(installation)을 배출원으로 규정하고 있다(Ministry of Economic Affairs of the Netherlands, 2002). 따라서 영국의 경우 기본적으로 사업장이 배출원이라고 말할 수 있다.

철강 최종제품의 제조에 사용되고 있으며 또한 최종제품에 있어서는 최종 제품별 에너지 집약도가 크게 차이를 보이고 있기 때문이다. 각 생산루트는 중간제품을 생산하는데 있어 상이한 양의 에너지와 상이한 원료를 사용하고 상이한 최종 제품을 생산하기 때문에 생산루트별로 분리하는 것이 바람직하다. 일관제철공정은 대부분 석탄을 연료로 사용하고 scraped-based EAF(Electric Arc Furnace : 전기로)는 대부분(95%) 전기를 사용하고 있다. 시멘트산업에서는 3개의 생산단계별로 클링커 생산당 에너지 소비량으로 기준선이 표시되고 있다.

각 산업부문에서의 청정개발제도/공동이행제도 프로젝트 가능분야를 기준선의 대상으로 선정하는 또 다른 방안도 있을 수 있다. 발전부문에서는 신규 발전소 건설, 기존 발전소의 퇴역 및 신규 발전소로의 대체, 일부 혹은 상당 부분의 장비 교체를 필요로 하는 연료 전환(석탄에서 가스로 전환), 현 설비에서 장비의 현대화(보일러나 터빈과 같은 기본적인 발전기술을 최신의 기술로 교체), 효율 개선(발전장비를 설치하지 않는 공정 개선 등) 등이 프로젝트 가능분야이다. 철강산업부문에서는 철강생산의 에너지 효율성 증진(효율성이 높은 장비를 설치하거나 good housekeeping 수단을 수행함으로써), 제조공정의 변경(thin slab caster과 같은 신장비를 설치함으로써), 직접감소(direct reduction)를 위한 투입연료의 변경(석탄에서 가스로 전환함으로써) 등의 분야가 있다. 시멘트산업에서는 에너지관련과 비에너지관련 프로젝트로 대별될 수 있는데 에너지관련 온실가스 감축 프로젝트는 시멘트생산의 에너지 효율 증진(열회수 적정화나 에너지 효율적인 예열기(pre-heater) 설치 등을 통해서), 생산공정의 변경(원료가 분쇄, 배합, 킬른에 투입되는 공정을 습식에서 건식으로 변경함으로써), 투입 연료의 변경(폐연료의 비중을 증대시킴으로써) 등이 있으며 공정관련 이산화탄소 배출을 줄일 수 있는 방법은 클링커와 배합되는 다른 제품(예를 들면 첨가제)의 비율을 증가시키는 것이 있다.

국내 배출권거래제에서는 프로젝트 중심의 메카니즘의 대상설비와 같이 프로젝트나 설비를 기준선 대상으로 선정할 수도 있으며 혹은 사업장이나 기업을 기준선 대상으로 선정할 수도 있다. 이러한 선택은 각 산업부문의 특성, 환경 효과성과 행정적인 비용 등을 고려하여 결정할 필요가 있을 것이다. 유럽연합(EU)은 사업장(installation)

을 기준선 대상으로 선정했으며 미국의 산성비 프로그램에서는 화력발전소의 개별 보일러를 기준선 대상으로 선정했다. 영국의 경우(UK DEFRA, 2001)에는 기본적으로 사업장을 기준선 대상으로 설정했으나 사업장에 소속된 주요 설비에 대한 온실가스 배출을 보고하도록 되어 있는 특징을 지니고 있다.

프로젝트를 기준선 대상으로 설정할 경우에는 기준선 작성에 필요한 자료수집 등에 많은 비용이 소요될 것으로 예상된다. 또한 한 사업장에서 여러 가지의 프로젝트가 동시에 수행된다면 이에 따른 자료 분리나 중복계산의 문제 등이 수반됨에 따라 혼란과 비용이 증가할 가능성이 있다. 따라서 프로젝트를 기준으로 한 기준선 작성은 배출권거래제에서 배제하는 것이 바람직할 것이다.

사업장과 구체적인 설비를 대상으로 할 경우 다양한 저감비용을 갖고 있는 참가자가 배출권 거래시장에 참여함으로써 배출권 시장가격이 온실가스 한계저감비용을 현실적으로 잘 반영할 수 있으며 최소비용 달성에 더욱 효과적인 장점이 있다. 반면 자료의 이용 가능성과 감축목표 이행 검증에 필요한 비용이 높은 단점이 있을 수 있다.

기업이나 기업집단(그룹)을 기준선 대상으로 선정할 경우 자료 이용 가능성이 양호하고 감축목표 이행검증에 필요한 자료작성에 따른 각 기업의 비용이 낮은 장점이 있는 반면 사업장이나 설비를 대상으로 하는 경우에 비해 시장 참가자의 수가 적어 최소비용이 달성되지 않을 가능성(예를 들면 독과점에 따른 가격 왜곡)이 있다.

기업이나 사업장은 결국 물리적인 설비의 집합이기 때문에 구체적인 설비를 대상으로 기준선을 설정하는 방안도 가능할 수 있다. 설비별 기준선은 각 설비의 에너지 소비 효율성을 증진시킬 수 있는 장점이 있지만 기업이나 사업장을 대상으로 한 기준선에 비해 보다 많은 자료가 소요되며 기업들이 이와 관련된 자료의 공개를 꺼려할 가능성도 있다. 한 사업장이나 기업을 구성하고 있는 모든 설비가 배출권거래제의 대상에 포함되고 설비 이외에서는 온실가스가 배출되지 않는 경우에는 기업이 주어진 목표 감축량을 달성하는 비용에 있어서는 기업별/사업장별 기준선이나 설비별 기준선이나 별다른 차이가 없을 것으로 예상된다. 이는 기업별로 감축목표가 주어질 경우에 기업은 우선적으로 한계저감비용이 가장 낮은 설비를 대상으로 배출저감을 달성하고 미달성된 저감은 점차 한계저감비용이 높은 설비를 활용하여 배출저감 목표를

달성할 것이다. 이러한 경우 기업의 한계저감비용은 개별 설비의 한계저감비용의 합과 일치하기 때문에 개별 설비를 대상으로 한 이행비용과 기업을 대상으로 한 경우의 이행비용이 일치하게 된다.

참가자가 기업별이든 설비별이든 모든 기업과 설비가 거래제의 대상이 되는 것은 비용면이나 행정적인 면, 그리고 환경 효과성 측면에서 바람직하지는 않을 것이다. 한계저감비용은 다른 조건들이 동일하다면 온실가스 배출량이 높은 수준에서 낮은 특성을 지니고 있을 뿐만 아니라 소규모의 설비나 기업까지 배출권거래제의 대상으로 포함시킨다는 것은 행정적인 관리와 사회적인 이행비용 측면에서 비용효과적이지 못하는 단점을 지니고 있기 때문에 일정 규모이상의 온실가스를 배출하는 기업이나 설비로 제한하는 것이 바람직할 것이다. 미국 산성비 프로그램의 경우에 1단계(1995~1999)에는 아황산가스 배출비율이 높은 보일러(2.5파운드/mmBTU 이상)를 대상으로 했으며 제2단계(2000년 이후)에서는 대부분의 보일러(1.2파운드/mmBTU 이상)로 확대했다. 영국의 배출권거래제의 경우에도 기준년도의 온실가스 배출량이 이산화탄소 환산 연간 10,000 tCO₂ 이상이거나 아니면 전체 배출원의 1% 이상인 경우에만 거래제 참여가 가능하다(UK DEFRA, 2001). 유럽연합의 경우 열연소장치, 특히 열병합 발전설비의 경우에는 입열능력이 20MW이상인 사업장으로 제한하고 있다(Cogen Europe, 2002).

전력산업은 비교적 단순한 공정을 가지고 있기 때문에 미국의 산성비 프로그램과 같이 화력발전소의 보일러를 주요 대상으로 선정하는 것은 큰 무리가 없을 것이다. 연료나 기술을 대상으로 기준선을 선정하는 것은 효율성을 증진시키는 장점이 있지만 연료전환을 저해함으로써 환경 효과성을 저해하는 단점이 나타날 가능성이 높으며 부하형태에 따른 기준선 설정은 부하형태의 구분이 어렵고 자료이용이 어렵다는 문제가 있다. 철강산업의 경우에는 사례연구에서 제시된 4개의 생산공정투트를, 시멘트산업의 경우에는 3개 생산단계를 기준선 대상으로 설정하는 것도 하나의 방안이다.

7. 지리적 통합 및 부문 통합

온실가스 저감정책이 동질성이 강한 지리적인 범위, 즉 한 국가내에서 시행될 경우에는 동일한 에너지 정책이 적용된다는 점에서 국가내 지역별 차이가 크지 않기에 국가적인 기준선이 설정되는 것이 바람직하다. 그러나 지리적인 범위가 넓거나 전력망이 국가내에서 상이한 전력망이 존재할 경우에는 전력망의 연계 등을 감안하여 국가내 지역별 기준선을 설정하는 것이 바람직하다. 우리나라의 경우에는 국토가 비교적 협소하고 국가의 에너지정책이 모든 국토에 적용된다는 점을 고려해 볼 때 국가적 기준선을 설정하는 것이 바람직하다. 시범사업에서는 기준선이 사업장 단위로 설정되기 때문에 기준선의 부문내 통합을 고려할 필요는 없다.

7.1 지리적 통합(geographic aggregation)

프로젝트 중심의 교토메카니즘 기준선 설정에서는 국가별 환경을 고려해야 할 필요가 있는 산업부문에서는 국가별 기준선 설정이, 생산공정이나 기술이 세계적으로 유사한 특징을 지니고 있는 경우에는 세계적인 기준선이 설정되고 있다. 즉 산출물과 생산공정의 동질성이 세계적으로 지역별 차이를 크게 나타내지 않는 경우에는 세계적인 기준선이 설정되는 것이 바람직하고 생산공정이나 산출물 및 성과(효율성)면에서 국가별로 차이가 큰 경우에는 국가수준의 기준선이 설정되는 것이 바람직하다(OECD/IEA, 2001). 이러한 기준선 설정은 기준선과 관련된 비용과 노력을 줄일 수 있기 때문이다.

전력산업의 경우(OECD/IEA, 2000) 각 국가의 부존자원 상황, 에너지에 대한 접근도의 차이, 에너지 정책 등의 차이로 인해 국가별 환경에 크게 차이가 나고 있어 발전 방식과 연료믹스, 발전량당 온실가스 집약도에 있어서 국가별 편차를 보이고 있으므로 국가별 기준선이 주류를 차지하고 있다. 또한 인도나 중국과 같이 국토면적이 넓어 국가내에서 지역적인 차이가 나타나고 있는 경우에는 국가내 지역별 기준선을 설정하는 것도 바람직할 것이다. 전력망에 연결된 프로젝트의 경우(OECD/IEA, 2002)

에는 자원의 부존상황이나 연료가격에 의해 전력망별 이산화탄소 집약도에 있어서 큰 편차를 보이기 때문에 기준선은 지역적(regional), 국가적, 국가내 지방별 전력망의 특성을 감안하여 설정될 필요가 있다. 전력망 지역은 송전망 계획지역(transmission constraints planning areas), 전력풀(power pooling), 공통적인 방법으로 운영되는 전력연계망과 같은 운영상의 사항에 의해서 정의할 수 있다. 지역적인 전력망을 갖는 경우(남미, 아프리카)도 있고 국가내에서 여러 전력망을 갖고 있는 경우(브라질)도 있지만 특히 지역적인 전력망을 갖고 있는 경우라 할지라도 공통적으로 전력망을 운영하거나 전력을 급송하도록 운영되지 않기 때문에 지역적 통합수준에서 기준선을 설정하는 경우에는 주의를 기울여야 한다. 따라서 전력망 지역을 구분하기 위해서는 전력망이 지역적 수준에서 혹은 국가내 지방에서 운영·관리되는가, 송전망에 연계되어 있는가 아니면 연계가 제한되어 있는가의 기준을 살펴보아야 한다. 반면 철강생산 공정이나 시멘트 생산공정은 세계적으로 기술이 유사한 특성을 지니고 있으므로 주로 세계적인 수준의 기준선을 설정하고 있다.

국내 배출권거래제의 경우 우리나라는 국토가 비교적 좁으며 따라서 에너지 부존 상황이나 연료믹스, 에너지 정책이 미치는 영향이 획일적이라고 보아도 무방할 것이다. 따라서 우리나라의 경우에는 국가적 수준에서 기준선을 설정하는 것이 바람직할 것으로 보이는데 이는 국가내 지역적인 차이가 크게 발생하지 않을 뿐만 아니라 비용과 관리측면에서 보다 효율적이기 때문이다.

7.2 부문별 통합(Activity-based Aggregation)

부문별 통합수준의 경우에는 투입요소, 생산공정, 산출물의 동질성이 부문내에서 큰 편차를 나타내면 부문내에서 보다 분산화된 기준선을 설정할 필요가 있다(OECD/IEA, 2001). 전력생산의 경우에도 첨두부하용 발전방식과 기저부하용 발전방식에 대해서 동일한 기준선을 설정하면 부하형태에 따른 특성을 반영하지 못하는 단점이 발생하며 두 부하 형태간에는 이전이 불가능하다는 점을 고려해 볼 때 부하형태를 이전시키는 효과를 거두지 못하면서 동시에 프로젝트의 환경 효과성을 저해시키

는 단점이 발생할 것이다. 따라서 활동이 상이한 경우에는 분산화된 기준선을 설정하는 것이 환경 효과성을 제고시키는데 유효할 것으로 평가된다.

우리나라 배출권거래제 시범사업에서 대상수준은 사업장이기 때문에 기준선은 사업장단위로 설정될 것이다. 따라서 부문내에서의 분산화된 기준선을 설정할 필요성은 발생하지 않을 것으로 예상된다.

8. 기준선 단위

경제성장이 빠르게 진행되고 부문내 산업활동이 활발하게 이루어지며 기업의 시장 진출과 퇴출이 많이 이루어지는 부문에서는 환경목표를 효과적으로 달성하기 위해서는 절대적 기준선(총량단위의 기준선)을 채택하는 것이 바람직하며 경제성장이 비교적 느리게 진행되고 산업활동이 비교적 안정화되며 진·퇴출이 비교적 적은 부문에서는 상대적 기준선(원단위 방식의 기준선)을 사용해도 환경목표 달성에 무리가 없을 것으로 보인다. 한 사업장에서 여러 가지 산출물이 생산될 수 있다는 현실적인 면과 국민소득 2만불을 목표로 경제성장 정책이 지속적으로 추진되고 서비스산업 비중이 점차 확대되는 산업구조 변화가 진행되고 있다는 점을 감안하면 우리나라의 온실가스 거래제 시범사업에서는 절대적 기준선이 바람직할 것이다. 또한 배출권거래제 시범사업이 향후 온실가스 감축의무부담이 부과될 경우를 대비해서 시행된다는 점을 고려해 볼 때 시범사업이 의무부담감축 시행으로 자연스럽게 연결되기 위해서는 총량단위의 기준선이 적절할 것으로 예상된다.

프로젝트 중심의 교토메카니즘에서는 산업부문별로, 또한 산업부문내에서도 생산 공정별로 상이한 기준선 단위를 사용하고 있는데 대부분 총량단위보다는 비율단위를 사용하고 있다. 이는 비율단위가 기준선 설정과 배출신용 결정과정을 비교적 단순화시키는 장점이 있으며 또한 프로젝트 중심의 메카니즘에서는 기준선 방법론을 표준화시켜야 하는 어려움이 있기 때문이다(OECD/IEA, 2001). 사례연구(OECD/IEA, 2000)에서 전력산업은 기준선 단위를 전력생산당 온실가스 배출(tCO_2/GWh)로 설정했다. 철강산업은 4개의 생산공정별로 중간제품인 조강 생산 톤당 에너지 집약도를

기준선 단위로 설정했다. 철강산업에서 온실가스 집약도를 사용하지 않고 에너지 집약도를 사용한 것은 온실가스 집약도의 편차가 에너지 집약도의 편차보다 크기 때문이다. 또한 최종 철강제품보다는 중간제품인 조강(crude steel)생산당 에너지 집약도를 사용하고 있는데 이는 중간제품인 조강이 모든 철강 최종제품의 제조에 사용되고 있으며 또한 최종제품에 있어서는 에너지 집약도가 크게 차이를 보이고 있기 때문이다. 시멘트 산업의 에너지관련 프로젝트의 경우에는 최종 제품인 시멘트의 온실가스 집약도는 제품별로 차이가 크기 때문에 시멘트 대신 클링커 생산당 에너지 소비량으로 표시하고 있으며 배합 프로젝트의 경우에는 시멘트 생산당 에너지 소비량으로 기준선을 표현하고 있다.

프로젝트 중심의 메카니즘에서는 기준선단위의 분자는 포함되어야 할 대상 온실가스의 종류에 의해 영향을 받게 된다. 따라서 대상 온실가스 종류가 하나일 경우에는 온실가스 종류별로 분자를 표시하고 종류가 하나 이상일 경우에는 이산화탄소 환산으로 표현하는 것이 기준선의 투명성을 제고시키는데 도움이 될 것이다(OECD/IEA, 2000, 2001). 반면 기준선의 분모는 통상 활동단위(철강 톤, GWh)로 표현되지만 시멘트산업의 사례연구(시멘트 대신 클링커 톤)처럼 항상 최종제품으로 표시될 필요는 없다.

기준선 단위는 크게 총량단위와 비율단위로 구분할 수 있다. 기후변화협약에서는 목표연도의 온실가스 배출총량을 제한해야 하며 의무부담을 할당받은 국가 역시 목표연도의 온실가스 배출총량을 할당량으로 억제해야 하는 의무를 지고 있다. 따라서 경제성장이 비교적 빠르게 진행되고 있는 국가나 혹은 기업의 시장 퇴출 및 진입이 빈번하게 이루어지고 있는 산업부문에서는 총량 단위를 사용하는 것이 감축목표 달성과 관리에 비교적 용이할 것이다. 반면 경제성장이 안정적인 국가나 기업의 시장 진입·퇴출이 비교적 적은 산업부문에서는 비율 단위를 사용해도 감축목표 달성 및 관리에 큰 차이를 보이지 않을 것으로 예상된다.

또한 기준선 단위의 선택은 국가정책과도 관련이 있을 수 있다. 즉 쾌적한 환경에 보다 중시하는 국가는 온실가스 배출총량의 감축에 보다 관심이 높을 것이며 따라서 총량단위를 선호할 것이며 경제성장을 우선시하는 국가에서는 국가경제 및 산업부문의 효율성과 생산성을 높이고 비용효과적으로 환경목표를 달성할 수 있기 위해서는

비율단위를 선호할 것으로 예상된다. 그러나 국가의 정책이 경제성장과 환경을 동시에 추구하려는 국가의 경우에는 기준선 선택의 문제가 정치적인 결정에 의해서 결정될 가능성이 높을 것이다. 참고로 영국의 직접참가자의 기준선 단위는 이산화탄소 환산 총량이고 간접참가자는 비율단위이며(UK DEFRA, 2001) 유럽연합은 총량단위, 미국 산성비 프로그램은 비율단위이다.

따라서 기준선 단위의 선택은 상기의 요소들을 고려하여 결정되어야 할 것이다. 우리나라는 아직도 국민소득 2만불 시대를 목표로 경제성장 위주의 경제정책이 추진되고 있으며 산업구조가 서비스산업 위주로 변화되고 있는 과도기에 처해 있다. 따라서 많은 기업의 시장 진·퇴출이 예상되고 각 산업부문내에서 경제활동이 활발하게 이루어짐에 따라 온실가스 배출량도 크게 변화할 것으로 예상된다. 따라서 우리나라의 경우에는 비율단위의 기준선보다는 총량단위의 기준선이 보다 국가 전체의 배출총량 달성에 보다 적절할 것으로 예상된다.

또한 배출권거래제 시범사업이 향후의 온실가스 의무부담 감축 이행에 대비하기 위한 사업이라는 점을 고려하면 시범사업이 자연스럽게 의무부담 감축시행과 연결되어야 할 필요성이 있다. 의무부담 감축에서는 온실가스의 총량을 감축시켜야 할 필요성이 있다는 맥락에서 볼 때 의무부담시행에서는 상대적 기준선보다는 총량단위의 기준선 설정이 보다 적절할 것으로 예상된다. 따라서 배출권거래제 시범사업에서도 총량단위의 기준선 설정이 바람직할 것으로 예상된다.

총량단위를 기준선 단위로 사용할 경우 기준년도의 경제활동에 따라 기준선 수준에 차이가 발생하게 될 것이다. 즉 참가 기업의 사정에 의해 혹은 외부 환경에 의해 기준년도의 가동률이 극히 저조한 수준을 유지하고 이에 따라 기준년도의 온실가스 배출량이 낮은 수준을 나타낼 것이다. 이 경우 해당 기업은 기준년도의 가동률보다 높은 수준의 가동률, 즉 정상적인 수준의 가동률을 유지하는 한편 온실가스 배출량은 기준년도의 낮은 수준의 배출량에 대비해서 추가적으로 배출량을 저감시켜야 하는 부담이 발생하게 된다. 따라서 배출권 할당시 이러한 상황을 반영할 수 있는 대안이 제시되어야 할 필요가 있다. 한 대안으로서는 기준년도의 가동률이 부문의 평균 가동률보다 낮은 경우에는 부문의 평균가동률을 상정하여 계산한 온실가스 배출량을 해

당 참가자의 기준선으로 설정하는 방안도 있을 수 있다.

상대적인 기준선 단위는 산출물이 한 개 이상인 경우에 환산해야 하는 어려움이 발생하고 있는 반면 총량단위의 기준선은 이러한 어려움을 갖고 있지 않다. 전력산업의 경우에는 산출물이 전력이라는 단일 품목으로 되어 있기 때문에 환산에 따른 어려움은 발생하지 않을 것으로 보이지만 석유화학산업의 경우에는 다양한 종류의 산출물이 생산되고 있기 때문에 상대적인 단위의 기준선은 계산에 있어서 어려움을 내포하고 있다. 따라서 이러한 단점을 발생시키지 않는다는 점에서 총량단위의 기준선이 선호된다고 할 수 있다.

배출권거래제 시범사업에서는 참가대상 설비가 사업장으로 설정되어 있고 우리나라의 산업활동이 지속적으로 증가할 것이라는 점을 고려하면 사업장의 증설도 충분히 예상될 수 있다. 사업장의 증설을 고려하면 상대적인 기준선 단위가 총량단위의 기준선에 비해 유리할 수 있는 장점이 있다. 총량단위의 기준선을 사용할 경우 증설 사업장에 대한 문제점을 해결하기 위해서는 증설에 대해서는 유사한 종류나 업종의 평균 배출량을 기준선으로 사용할 수도 있으며 프로젝트 메카니즘의 기준선을 활용하는 대안도 있을 수 있을 것이다.

9. 배출신용기간 및 기준선 갱신

국내 온실가스 배출권거래제는 총 3단계에 걸쳐 시행되게 되어 있다. 각 단계는 1년씩 중복된다는 점을 볼 때 실질적으로 각 단계가 2년에 걸쳐 시행되고 있다. 따라서 시범사업에서 기준선은 설계특성에 의해 자동적으로 2년마다 갱신(update or revision)되며 총 배출신용기간(crediting lifetime)은 시범사업 기간(2006~2012년)인 7년에 해당된다고 볼 수 있다.

프로젝트 중심의 교토메카니즘에 있어서 배출신용기간과 관련된 이슈는 ① 기준선을 사전적(ex ante)으로 혹은 사후적(ex post)으로 설정할 것인가 ② 기준선을 갱신하기 이전에 어느 정도의 기간동안 사전적인 기준선을 적용할 것인가 ③ 사전적인 기준선이 고정된 값을 가지는가 아니면 시간이 흐르면서 점차 감소하는 값을 가지는 것인가

가 ④ 신규 프로젝트의 경우 얼마나 자주 기준선을 갱신해야 하는가 등이다(OECD/IEA, 2002).

배출신용기간은 투자자에 대한 확신과 환경 효과성간의 상충관계가 존재하기 때문에 단일 기준에 의해 배출신용기간을 결정하기 어려우며 각 산업부문의 개별적인 상황에 의해서 좌우되는 경향이 있다. 배출신용기간은 기준선의 갱신 여부 및 기준선의 엄격성과도 밀접하게 관련되어 있다(OECD/IEA, 2001). 기준선의 갱신여부와 관련성에서는 크게 분류하면 기준선이 프로젝트 수행기간동안 고정되어 있는 경우의 배출신용기간과 기준선이 정기적으로 갱신되는 경우의 배출신용기간으로 대별될 수 있다. 즉 기준선이 고정되어 있으면 프로젝트 개발자가 비교적 단기간을 배출신용기간으로 수용할 수 있는 반면 기준선이 갱신되는 경우는 배출신용기간이 비교적 장기간으로 결정될 가능성이 높다. 또한 기준선이 엄격하면 배출신용기간은 장기간이 될 수 있으나 기준선이 느슨하면 개발자는 단기간의 배출신용기간을 수용할 수 있을 것이다. 기준선의 갱신여부는 제도적인 절차와도 관계가 있다(OECD/IEA, 2001). 즉 기준선 갱신이 어느 한 모수만 갱신하는 절차가 요구된다면 프로젝트 개발자는 쉽게 기준선 갱신을 수용할 수 있을 것이다.

프로젝트 중심의 메카니즘에서는 통상 10~15년을 신규 프로젝트의 배출신용기간으로 권고하고 있으며 프로젝트의 투자형태 및 기술성과의 추이를 반영하기 위해 기준선을 5년마다 갱신할 것을 권고하고 있다(OECD/IEA, 2000). 현대화 프로젝트의 경우에는 주요 부품들이 교체되는 기간에 매우 큰 편차가 발생하기 때문에 일반적인 배출신용기간을 결정하기가 어려운 상황이다. 제7차 당사국총회(COP7)에서 제안된 또다른 대안으로는 배출신용기간을 7년씩 3개 구간으로 나누어 총 21년으로 하고 두 번째와 세 번째 기간이 시작되는 시점(프로젝트 시작 후 8년째와 15년째)에서 기준선을 갱신하는 방안이나 처음부터 배출신용기간을 10년으로 단일화하는 방안(OECD/IEA, 2002)도 있다. 이런 대안은 투자자에 대한 확실성(invester certainty, 즉 고정된 기간을 배출신용기간으로 설정하는 방안)과 환경 효과(environmental integrity, 즉 21년이나 10년과 같은 배출신용기간 이후에 발생하는 배출감축을 충분히 할인하는 방안)를 절충한 방안으로 평가된다.

국내 배출권거래제에서 배출신용기간은 큰 이슈가 되지 않으며 기준선 갱신 역시 별다른 이슈가 되지는 못할 것이다. 배출권거래제에서는 배출감축 목표를 성공적으로 이행할 경우 초기의 배출권 할당량이 자동적으로 다음 기간의 기준선이 되는 특성을 지니고 있기 때문이다. 즉, 배출권 거래제도 시범사업에서는 3단계에 걸쳐서 사업이 진행되기 때문에 제1단계의 배출감축 목표는 자동적으로 제2단계의 기준선이 되게 설계되어 있다. 따라서 본 시범사업의 경우에는 기준선의 갱신기간이 2년에 해당되며 총 배출신용기간은 시범사업 기간인 7년(2006~2012)이 이에 해당된다고 할 수 있다. Massachusetts와 같이 배출저감이 실행되면 일정 기간 이후(2년 후)에는 저감된 배출수준이 새로운 기준선으로 설정되는 동적 기준선(dynamic baseline)도 있다 (Environmental Law Institute, 2002).

10. 자발적 협약 참가자와 국내 온실가스 저감 프로젝트와의 관계

자발적 협약을 체결하여 온실가스 배출을 감축시키고 있는 기업의 경우에 이러한 기업이 배출권거래제 시범사업에 참여하지 못한다면 자발적 협약에 대한 동기유발을 저해할 가능성이 있다. 따라서 자발적 협약 기업도 배출권거래제에 참여토록 허용하는 것이 바람직할 것이다. 시범사업에서는 인센티브 경매제도를 이용하기 때문에 제도적으로는 자발적 협약기업을 포함한 모든 기업이 배출권거래제에 참여할 수 있도록 되어 있다. 따라서 경매제도에 참여하지 못하거나 참여할 의향이 없는 기업에 대한 배려가 있어야 한다.

자발적 협약이 지속되어야 할 필요가 있는 경우에는 이에 상응하는 인센티브가 주어져야 할 필요가 있다. 즉, 배출권거래제에 참여하는 기업은 최소한 저감비용에 해당되는 비용을 정부로부터 무상으로 부여받는 형식을 취하게 되지만 자발적 협약을 체결한 기업은 저감에 소요된 비용을 기업이 부담해야 하는 형평성의 문제가 발생하게 된다. 따라서 자발적 협약을 체결한 기업이 감축한 온실가스 배출량에 대해서는 배출권거래제에 참여한 기업이 받은 정도의 인센티브를 받을 수 있도록 허용해야 한다. 이에 대한 대안으로는 자발적 협약 체결 기업의 저감량을 배출권거래제 참가 기업이

받은 이산화탄소 환산 톤당 인센티브와 동일한 금액으로 환산하여 지급하는 방안이 아니면 현재 거래되고 있는 배출권의 시장가격으로 환산해서 지급하는 방안이 있을 수 있다. 또 다른 방안은 자발적 협약 기업에게 저감량에 해당하는 배출권을 할당하여 저감 목표달성에 활용할 수 있게 허용하는 방안도 있다. 영국의 경우 자발적 협약을 체결한 기업이 목표를 달성할 경우에는 기후변화세를 할인해 주고 또한 배출권 거래제에 참여하여 협약 목표를 달성할 수 있게 되어 있다.

배출권거래제 참가자가 배출권거래제의 적용을 받지 않는 국내 산업부문에 온실가스 저감프로젝트를 수행할 경우 영국과 같이 저감량을 인정하는 제도가 필요할 것이다. 저감량 인정은 프로젝트 중심의 교토메카니즘에서 논의되고 있는 기준선 설정 방안을 활용하는 것도 하나의 방안이 될 수 있다.

11. 필요한 자료 및 이용 가능성

기준선 설정에 필요한 자료는 기준선의 대상이 되는 설비에 따라 달라질 수 있다. 배출권거래제의 참가대상이 구체적인 설비로 규정될 경우에는 프로젝트 중심의 메카니즘에서 논의된 자료와 동일한 자료가 필요할 것이다. 만약 참가자가 기업이나 사업장으로 한정될 경우에는 설비로 규정된 경우에 비해 보다 적은 양의 자료가 필요할 것이다.

배출권거래제 참가자가 구체적인 설비로 규정될 경우의 필요한 자료는 다음과 같다. 전력산업의 경우에는 최근에 신설/건설중인 개별 발전소/발전기의 가동개시년도, 전력생산 기술형태, 사용연료, 발전능력, 가동시간(load factor), 변환효율, 연료별 배출계수 등의 자료가 필요하다. 전력산업의 온실가스 집약도는 국가별 차이가 크기 때문에 국별 자료가 이용하기 어려울 경우에는 세계 평균치를 사용하기가 어려울 것이며 따라서 전문가의 도움을 받아 추정하는 방안도 가능할 것이다.

철강산업에서는 생산공정별로 조강생산당 에너지 집약도가 기준선 단위로 설정되기 때문에 이에 필요한 자료를 4개 생산공정별 조강 생산량, 원별 화석연료 사용량, 전력 사용량, 석탄 및 철강석 사용량 등의 자료가 필요할 것이다. 철강생산공정은 세

계적으로 그 공정이 유사한 점이 많기 때문에 국별 자료가 이용 가능하지 못할 경우에는 세계 공정별 평균치를 사용할 수도 있을 것이다. 그러나 공정별 세계 수치도 이용 가능성이 매우 낮은 상황이다.

시멘트 산업에서는 에너지 및 공정관련 프로젝트에서는 사용된 연료의 양, 연료의 배출계수, 전력 양, 사용된 전력의 배출계수 등의 자료가 필요하며 배합 프로젝트에서는 프로젝트 이전의 시멘트에 대한 클링커 비율, 프로젝트 기간중의 시멘트의 클링커 비율, 사용된 첨가제와 첨가제가 준비된 방법에 관한 정보, 프로젝트 현장에서 생산된 클링커의 양 등의 자료가 필요하다.

국내 배출권거래제는 사업장을 그 기본 대상설비로 설정하고 있기 때문에 필요한 자료는 사업장 단위로 구축되어야 한다. 사업장의 증설에 따른 온실가스 배출변화를 구분하기 위해서는 기준선이 사업장 단위로 설정되었다 할지라도 영국과 같이 사업장내 설비단위별 온실가스 배출량이 파악될 필요가 있다. 따라서 사업장내 설비 및 설비능력, 온실가스 배출실적, 연료 및 에너지 소비량 등의 기본적인 자료가 필요할 것이며 이 외에 사업장의 운영 및 소유에 관한 자료 등이 필요할 것이다.

12. 신규 참여자

배출권거래제 시행기간동안 경제활동을 새로 시작하는 신규 시장 진입자가 배출권 거래제에 참가하는 경우에는 과거의 배출실적이 없기 때문에 기준선 설정시 프로젝트 메카니즘의 기준선 설정방법을 사용하는 방안이 가능할 것이다. 즉, 전력산업(OECD/IEA, 2002)의 경우에는 신규 발전소가 기존 발전소의 가동에 영향을 미치는 것으로 가정될 경우에는 한계운영법(operating method)에 의한 기준선을 설정, 즉 신규 프로젝트에 의한 전력공급 증가시 기존 발전소 중 어느 형태의 발전소의 가동률이 하락할 것인가에 대한 예측이나 평가를 통해 동 발전소를 기준선으로 설정하게 된다. 또한 프로젝트가 신규로 건설될 것으로 예상되는 신규 발전소의 건설을 지연시키는 것으로 가정될 경우에는 한계건설법(build margin)에 의한 기준선을 설정하는 것, 즉 최근 수년사이에 건설된 발전소의 평균 성과를 기준선으로 설정하는 방안이 있다. 철

강산업의 신규 공장의 경우에는 세계 최상의 성과를, 현대화 프로젝트의 경우에는 세계 평균이나 평균이상의 성과를 기준선으로 설정하는 것이 바람직하다. 시멘트산업의 경우에도 세계 최상의 설비(BAT)나 세계 평균이상의 성과를 기준선으로 활용하는 것도 한 방안이 될 수 있다.

또 다른 대안으로는 배출실적에 관한 자료가 이용 가능한 최대의 기간(예를 들면 5개월)을 연평균으로 환산하여 기준 배출량으로 설정할 수도 있다.

이미 경제활동을 하고 있는 사업장이 배출권거래제에 새로 참가하는 경우에는 단계별로 기준선이 설정되게 되어 있다. 즉, 1단계(2006~2008년)에는 2004~2005년간의 2개년이 기준년도가 되며 제2단계(2008~2010년)에서는 제1단계(2006~2008년)가 기준년도가 될 것이다.

13. 영국 배출권거래제의 시사점

영국의 배출권거래제는 기준년도를 1998~2000년의 3년의 기간을 기본적으로 설정하고 있지만 만약 배출원을 확인하는 자료가 이용가능하지 않는 년도가 발생할 경우에는 2000년을 포함하여 2년(1999~2000년) 혹은 단일 년도(2000년)를 기준년도로 설정하고 있다. 따라서 우리나라의 배출권거래제 시범사업의 기준년도(2004~2005)에서도 영국 제도와 같은 융통성을 부여하는 방안이 좋을 것으로 생각된다. 융통성 방안으로서는 2년동안의 목표년도에 한정해서 자료이용이 가능한 최대한의 기간(예를 들면 5개월)을 기준년도로 인정하는 것이다.

영국 배출권거래제에서는 기준선 계산에 포함되어야 할 형태의 배출원을 구체적으로 제시하고 있는데 여기에는 외부에서 생산되었으나 현장에서 사용된 에너지로부터 발생한 간접배출과 현장에서 생산되고 사용된 에너지로부터 발생한 직접배출이 포함되어 있다. 즉, ① 현장에서의 소비를 위해 현장에서 화석연료를 연소하는 경우 ② 외부에서 발생된 전력을 현장에서 소비하는 경우 ③ 현장에서 생산된 전력을 현장에서 소비하는 것 ④ 외부에서 생산된 열이나 스팀을 현장에서 소비하는 것 ⑤ 현장에서 생산된 열이나 스팀을 현장에서 소비하는 것과 관련된 배출원은 모두 기준선 설정

에 포함되어야 한다. 그러나 현장에서 수출된 전력이나 열은 배출원에서 제외되고 있다. 따라서 우리나라의 경우에도 영국의 경우에 준해서 배출원을 규정하는 것이 바람직할 것으로 평가된다.

영국은 배출원의 목록을 확인하고 기준선을 계산하는 구체적인 절차를 명시하고 있는데 우리의 경우에도 구체적인 절차를 명시하면 참가하는 기업들의 혼선을 줄이는데 도움이 될 것으로 예상된다. 영국의 절차는 다음과 같다. 직접 참가자는 기준 배출량을 계산하기 전에 배출권거래제에 포함될 배출원을 확인해야 한다. 배출원 목록 확인단계는 ① 참가자가 경영상 통제하고 있는 모든 배출원을 확인하고 ② ①단계에서 확인된 배출원을 각각의 산업부문으로 분류하고 배출권거래제에 포함된 산업부문과 포함되지 않는 산업부문을 분리하며 ③ 이전 단계에서 분리된 배출원 중에서 기준년도 기간동안 확인가능한 배출량 자료를 갖고 있는 배출원을 확인하고 ④ 이전 단계에서 확인된 배출원중에서 배출권거래제에의 참가자격이 있는 배출원을 확인하며 ⑤ 이전 단계에서 확인된 배출원 중에서 이산화탄소를 배출하는 배출원을 확인하거나 아니면 이전 단계의 모든 배출원을 확인함으로써 모든 온실가스 배출원을 배출권거래제에 포함시키게 되며 ⑥ 이전 단계에서 확인된 배출원 중에서 보고지침(Reporting Guidelines)의 의정서에 해당되는 배출원을 선정하거나 아니면 이전 단계에서 확인된 배출원을 모두 확인함으로써 이들 배출원을 포함시키기로 결정하는 것이다. 기준 배출량을 계산하는 절차는 ⑦ 배출원 목록에 있는 배출원의 기준년도 기간중의 연평균 배출량을 계산하는 단계로서 배출원 목록 확인단계의 마지막 단계(⑥ 단계)에서 확인된 배출원 중에서 기준년도 기간 중에 평균 배출량이 규모경계(size threshold)인 10,000 이산화탄소 환산톤이나 전체 배출원 목록의 1%중에서 적은 수치보다 적은 배출원을 기준선에 포함시킬 것인지의 여부를 결정해야 하며 ⑧ 나머지 개별 배출원의 배출량을 계산함으로써 직접 참가자는 기준선을 완성하게 될 것이다. 기준선은 이산화탄소 환산톤으로 환산된 배출량 수치가 될 것이다.

영국은 배출권거래제에 참가하는 기업이나 조직이 합병이나 인수를 통해 그 조직을 변경한 경우의 기준선 설정에 대해서 명백하게 규정하고 있는데 우리의 경우에도 기업의 합병 및 인수에 따른 배출원 목록의 변경이나 기준 배출량 계산을 명백하게

제시할 필요가 있을 것이다. 영국의 사례는 다음과 같다. 기업, 합작기업(partnerships)이나 기타 조직들은 정적인 조직이 아니라 합병이나 인수 등에 의해 그 조직이 시간에 따라 변화하는 특징을 지니고 있다. 따라서 배출원 목록과 기준선에 포함되어 있는 배출원도 고정되어 있지 않게 된다. 직접 참가자의 조직이 변경될 때마다 변경된 구조에 해당되는 배출원의 기준 배출량이 과거 5년 동안(2002~2006)의 누적치인 변경경계(change threshold), 즉 25,000이산화탄소 환산톤이나 경매시의 확인가능한 기준 배출량의 2.5%중에서 적은 수치보다 크면 배출원 목록, 기준선 및 목표치를 조정해야 한다.

14. 결론

우리나라와 같이 교토의정서상의 온실가스 감축 의무부담을 부여받지 않은 국가가 국내 배출권거래제를 시범적으로 시행할 경우 주된 목적은 의무부담이 부여된 경우를 대비해서 기업의 혼란을 예방하고 본격적인 배출권거래제 시행에 대비한 학습효과를 거두고 문제점을 사전에 파악하는 것이라고 할 수 있다. 온실가스 감축이 국제적으로 의무화되지 않은 상황에서 기업들의 자발적인 감축을 유도하기도 쉽지 않은 것이다.

배출권거래제의 최대 장점은 일정한 온실가스 감축목표를 최소한의 비용으로 달성할 수 있다는 점이다. 따라서 이행비용이 최소화될 수 있도록 기준년도를 선정하는 대안에 대한 분석도 가능하지만 배출권거래제의 레지스트리 구축 등의 기반구축이 초보단계라는 현실적인 문제를 가장 비중있게 고려해야 하는 상황이다. 따라서 배출권거래제 시범사업이 시행되기 직전인 2004~2005년의 2년이라는 기간을 기준년도로 선정하며 신규 참여 기업에게는 2년의 범위내에서 자료이용이 가능한 최대한의 기간을 기준년도로 설정하는 것이 가장 바람직한 대안으로 평가된다.

인센티브 경매제도가 도입된다는 점을 고려하면 온실가스 감축목표는 이용가능한 전체 채원의 규모에 의해 결정되며 따라서 감축목표는 정치적인 결정에 의해 좌우되는 특징을 지니고 있다. 배출권거래제의 기반구축이 초보단계라는 점과 전체 온실가

스에서 차지하는 비중이 낮다는 점으로 볼 때 1단계에서는 이산화탄소를 대상으로 하고 2단계부터는 모든 온실가스로 확대하는 방안도 현실적인 대안으로 평가된다. 이행비용과 환경 효과성을 고려하면 사업장을 참가자 단위로 설정하고 배출원으로서 사업장의 직접배출, 전력사용에 대해서는 발전부문의 간접배출을 고려하는 것이 바람직한 대안으로 평가된다. 경제성장과 산업구조 조정이 빠르게 진행되고 있고 기업의 진·퇴출이 빈번히 발생할 것으로 예상되고 있어 절대적 기준선이 우리나라 실정에 적당할 것이며 국가 에너지정책이 일률적으로 적용된다는 점을 고려하면 국가적인 기준선을 설정하는 것이 바람직할 것이다.

국내 온실가스 배출권거래제 사업이 시범사업이라는 점을 고려하면 기준선 설정은 경제적인 요인보다는 정치적인 요인에 의해 결정될 여지가 많다고 볼 수 있다. 이는 배출권거래제를 설계하는 당국이 시범사업의 목적을 달성하기 위해 기준선에 관련된 제반 사항을 결정하는 것이 보다 효율적이라는 점을 의미한다.

제4장 온실가스 배출량 보고 및 검증

1. 개요

온실가스 배출권거래제 이행과정에서, 참여업체가 정확히 온실가스 배출량을 산출하는 것과 이를 감독기관이 타당한 검증과정으로 기준 배출량(Baseline)과 비교한 후 추가로 감축한 참여업체에게 온실가스 배출권(Allowance)을 배분하는 것은 매우 중요한 과정이다.

본 장에서는 온실가스 배출권거래제를 시범적으로 도입하여 운영 및 준비단계에 있는 국가들의 사례와 '96 Revised IPCC Guideline, GHG protocol 등 온실가스 배출량 산정을 위해 국제적인 지침으로 활용되고 있는 사례들을 조사하여, 우리나라 온실가스 배출권거래제 시범사업에 참여하는 업체의 온실가스 배출량 산정을 포함한 보고지침과 보고된 배출량을 효과적으로 검증할 수 있는 방안에 대하여 제시하고자 한다.

2. 운영체계 및 기본원칙

선진국의 사례를 살펴보면 배출권거래제의 참여업체가 일정기간 동안 자신이 소유하고 있는 배출원으로부터의 온실가스 배출량을 감독기구에 보고하고, 감독기구는 제3의 검증기관을 통하여 보고된 내용의 사실유무를 확인하는 과정을 거치고 있다.

이 과정에서 배출량을 보고하여야 하는 참여업체와 이를 검증하는 검증기관은 다음과 같은 5가지의 기본원칙을 준수하여야 한다.

<표4-1> 5가지 기본원칙

원칙	내용
타당성 (Relevance)	참여자의 사업활동과 관련하여 발생되고 있는 온실가스 배출원 및 배출범위를 설정
완결성 (Completeness)	선정된 온실가스 배출범위에 속하는 모든 온실가스 배출원 및 관련된 활동을 명시(예외되는 경우 사유를 규명)
일관성 (Consistency)	과거 배출량 및 참여자간 비교·검토가 가능하도록 일관성 부여
투명성 (Transparency)	사실에 근거하여 배출량이 산정되어야 하며, 주요가설, 참고문헌 및 계산방식에 대한 근거 등을 제시
정확성 (Accuracy)	적용한 온실가스 배출량 산정방법에 정확성이 부여되어야 하며, 산식에서 활용된 데이터에 대하여 신뢰성(QA/QC) 확보

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

3. 배출량 보고

3.1 산정 대상가스

참여자의 배출량 산정 대상 온실가스 종류는 교토의정서에서 정한 6개 온실가스를 적용하는 것이 타당할 것이나, 국제적으로 관련 정책이 정례화 되지 못하고 국내 참여 대상업체들의 인식 부족을 고려하여 적용 초기에는 이산화탄소(CO₂)를 대상가스로 정한다.

이후 점진적으로 메탄(CH₄), 아산화이질소(N₂O) 및 기타 관련 가스로 확대하며, 이산화탄소 외의 가스가 대상가스로 적용되는 경우 이들 가스들에 대해서는 IPCC 2차 평가보고서에서 정한 지구온난화지수(GWP)²⁰를 적용한 후 CO₂톤으로 환산된 배출량을 보고하는 것이 필요하다.

20) 온실효과 가스마다 이산화탄소(CO₂)가 지구온난화에 영향을 미치는 정도의 해당정도에 대한 비를 수치로 나타낸 것

<표4-2> 지구온난화 지수 : IPCC 2차 보고서('95)

온 실 가 스		GWP
① 이산화탄소	CO ₂	1
② 메탄	CH ₄	21
③ 아산화질소	N ₂ O	310
④ 하이드로 플루오르 카본	(HFC)	-
트리 플루오르 메탄	HFC-23	11,700
디 플루오르 메탄	HFC-32	650
플루오르 메탄	HFC-41	150
1·1·1·2·2-펜타 플루오르 에탄	HFC-125	2,800
1·1·2·2-테트라 플루오르 에탄	HFC-132	1,000
1·1·1·2-테트라 플루오르 에탄	HFC-134a	1,300
1·1·2-트리 플루오르 에탄	HFC-143	300
1·1·1-트리 플루오르 에탄	HFC-143a	3,800
1·1-디 플루오르 에탄	HFC-152a	140
1·1·1·2·3·3·3-헵타 플루오르 프로판	HFC-227ea	2,900
1·1·1·3·3·3-헥사 플루오르 프로판	HFC-236fa	6,300
1·1·2·2·3-펜타 플루오르 프로판	HFC-245ca	560
1·1·1·2·3·4·4·5·5·5-데카 플루오르 펜탄	HFC-43-10mee	1,300
⑤ 과 플루오르 카본	(PFC)	-
과 플루오르 메탄	PFC-14	6,500
과 플루오르 에탄	PFC-116	9,200
과 플루오르 프로판	PFC-218	7,000
과 플루오르 부탄	PFC-31-10	7,000
과 플루오르 시클로부탄	PFC-c318	8,700
과 플루오르 펜탄	PFC-41-12	7,500
과 플루오르 헥산	PFC-51-14	7,400
⑥ 육불화황	SF ₆	23,900

자료: IPCC, IPCC Second Assessment - Climate Change 1995, 1995

3.2 배출량 산정

배출권거래제 참여자는 위에서 언급한 기본원칙과 아울러 다음에서 언급되는 배출량 산정의 주요사항 등을 고려하여 자사 배출원의 배출량을 산정하여 감독기구에 보고하여야 한다.

1) 지역범위(Geographical Boundaries) 설정

배출권거래제에 참여하는 참여자는 참여자가 소유하고 있으며 배출권거래제에 적용되는 배출원들의 위치정보에 대하여 명확히 설명할 필요가 있다. 예컨대 참여자 중 국외에 배출원을 소유하고 있는 자는 국내 배출권거래제 대상에서 이를 제외하여야 할 것이며 국내 배출원에 대한 위치정보를 명확히 규명함으로써 참여자의 배출원목록 규명과 함께 향후 논쟁의 근원을 명확히 할 필요가 있다.

일반적으로 배출권거래제에 참여하는 참여자는 본인이 소유하고 있는 모든 배출원을 대상으로 하여 배출권거래제에 참여하는 것이 타당할 것이다. 그러나 초기단계에 있는 우리의 현실을 고려할 때 단일 업종의 단일업체가 아닌 그룹성격의 대규모 사업의 참여자인 경우 온실가스 배출량 산정에 있어 신뢰성 있는 배출량 자료를 구축하는데 어려움이 있을 수 있다. 따라서 국내 배출권거래제에 참여하는 참여자의 경우에는 배출원에 대하여 선택할 수 있는 자율적인 참여의 기회를 제공하는 것이 국내 배출권거래제의 시범적 적용과 경험습득 및 이를 활성화하는데 도움이 될 것으로 사료된다.

2) 조직범위(Organizational Boundaries) 설정

지역범위가 설정되면 다음단계로 배출원별 조직범위를 설정할 필요가 있다. 그룹형태의 법인이라면 그 자회사의 배출량도 포함하는 것이 타당하다.

일반적으로 법인의 형태에서 경영권(control)을 지배하고 있는 법인이 지배당하는 법인에(자회사) 대한 배출량의 보고는 가능할 것이나 일정부분의 영향력(Influence)을

행사할 수 있는 법인에 대하여서는 배출량 산정 범위 대상에서 제외하는 것이 타당하다²¹⁾. 이는 영향력을 행사할 수 있는 법인을 대상범위로 하는 경우, 복수의 참여자가 동일한 법인을 배출량 산정 대상 범위에 포함시켜 중복의 우려가 있기 때문이다.

단, 배출권거래제에 참여하는 참여자가 위와 같은 법인의 배출량이 매우 중요할 경우에는 산정대상 범위에 포함하는 것이 바람직하다. 그러나 이에 대한 명확한 사유와 근거를 제시할 필요가 있다.

우리나라에 적용될 배출권거래제 시범사업의 조직범위에서는 우선 단위배출원(사업장)별 참여가 고려되어지므로 단위배출원이 등록(사업자등록증)되어 있는 사업장 대표자 명의로 배출권거래제에 참여하는 것이 제안되어진다. 물론 이 경우 그룹형태의 참여자에게는 다수의 자회사가 참여하는 문제점을 낳을 수 있으므로 위에서 언급한 선진국의 사례와 같이 모기업에서 각 자회사에 대한 온실가스 배출량을 일괄하여 보고할 수 있는 체계를 갖추는 것이 필요할 것이다. 물론 각 자회사(단위배출원)가 모기업과 관계없이 배출권거래제 참여를 원하는 경우에도 사업자등록상의 대표자 명의로 거래제에 참여할 수 있는 기회를 제공함으로써 동 제도의 국내 활성화가 가능할 것으로 사료된다.

3) 운영범위(Operational Boundaries) 설정

온실가스 배출의 범위는 매우 다양하다. 예컨대 참여자의 사업활동과 관련된 모든 분야에서 온실가스가 배출된다고 볼 수 있다. GHG Protocol의 사례를 살펴보면 온실가스의 배출을 직접배출과 간접배출로 구분하고 있으며, 직접배출은 참여업체의 소유, 운영, 관리를 통하여 온실가스가 사업활동 연계 직접 배출하는 것을 의미하며, 이 경우 주로 시설의 굴뚝, 제조공정, 회사소유 차량 등으로부터 기인한다. 간접배출은 참여자가 직접 배출하는 것은 아니지만 전기, 열, 스팀 등의 반입 및 기타 직원의 출

21) 일반적으로 외국의 사례를 살펴보면 해당 배출원 지분의 50%를 초과하여 소유하는 경우를 자회사의 범위(Control)에 있다고 보고, 20%이상 50%이하를 소유하고 있는 경우를 영향력(Influence) 행사의 범위에 있다고 봄

장, 하청업체의 배출 등으로 제3자의 배출을 유발하는 것을 의미한다.

GHG Protocol은 이러한 배출구분을 직접배출인 Scope 1, 간접배출 중 전기, 열, 스팀 등의 반입 등 온실가스 배출량 산정이 비교적 용이하며 참여자의 생산활동과 직접 연계되는 부분을 Scope 2, 간접배출 중 직원의 출장, 생산품의 향후 처리 등 배출량 산정이 비교적 어렵고 참여자의 생산활동과 간접적으로 연계되는 부분을 Scope 3로 재 구분하고 있으며 온실가스 배출량 보고서 최소한 Scope 1, 2의 사항이 포함되어야 함을 제안하고 있다.

그러나 실질적으로 배출권거래제의 이행시 참여업체간 온실가스 배출량 산정을 직접배출과 간접배출 모두를 적용하는 경우 이중계산(Double counting)의 우려가 있다. 예컨대 전력을 공급하는 전력사업자 측과, 전력을 소비하는 사업자 측에서 공급과 소비시점에서 양방의 배출량을 이중으로 계산하게 된다.

이중계산의 문제는 국가 배출량 산정시에는 반드시 피해야 할 사항이나, 배출권거래제에 따른 배출량 보고의 목적은 개별참여자의 배출량을 정확히 산정하는 것으로서 이중계산이 거래제의 참여에 커다란 장애가 될 수는 없을 것이다. 다만 배출권거래제에 참여하는 참여자(전력 소비자)의 에너지 소비 감축노력에 의한 전력공급 부분 참여자의 자연감축에 대한 장치가 필요할 것으로 사료된다.

또한, 국내 배출권거래제 시범사업의 이행에 있어 수송부문의 온실가스 배출량 보고는 참여자가 상대적으로 자료(data) 관리가 어렵고 검증차원에서 아직 국내적으로 표준화된 자료의 근거가 미약하므로 초기에는 이 부분을 보고에서 생략하고 향후에 단계적으로 추가시키는 방안이 검토되어진다.

4) 산정방법(Calculation)

참여자가 배출원별 배출량을 산정하기 위하여 다음과 같은 일련의 절차가 필요하다.

가) 산정대상 기간의 설정 → 나) 산정대상 배출원 선정 → 다) 배출원의 배출특성 명시 → 라) 배출량 산정 → 마) 이산화탄소(CO₂) 단위로 환산

가) 산정대상 기간의 설정

배출권거래제의 운영을 위하여 각 참여업체가 온실가스 배출량 산정을 위한 일정 기간²²⁾을 부여하는 것이 필요하다. 예로서 최초로 산업 전 분야로 광범위하게 배출권 거래제를 시행하고 있는 영국의 경우 매 1년 단위(매년 1월부터 12월까지)의 배출량을 보고하도록 하고 있으며 미국 캘리포니아주의 경우도 그러하다. 다만 보고시점을 회계연도 말 기준으로 하든가 아니면 이후 일정기간 유예를 정하든가 하는 면에서 차이를 보이고 있다. 따라서 우리나라의 경우에도 회계연도에 준하는 매년 온실가스 배출량 보고와 이의 보고시점을 회계연도 이후 일정기간(3~8개월) 까지 유예하여 관련 보고서를 제출하는 형식의 체제 도입이 필요할 것으로 사료된다.

나) 산정대상 배출원 선정

배출권거래제에 참여하는 참여업체는 업체의 조직 및 업무범위에 해당하는 온실가스 배출원 및 배출목록을 작성할 필요가 있다. 이 경우 각 참여자가 선정한 배출원에 대한 위치, 조직 및 배출원의 특성(공정 등) 등에 대한 정보를 명확히 할 필요가 있다. 이와 관련하여 IPCC를 비롯한 관련기구와 배출권거래제를 시행 또는 계획하고 있는 국가들이 정하고 있는 온실가스 주요 배출분야는 <표4-3>과 같다.

따라서 참여업체는 자사의 경제활동과 관련하여 온실가스가 배출되고 있는 배출원 및 배출목록을 작성할 필요가 있다. 이와 관련된 우리나라 산업 및 공종별 주요 온실가스 배출목록은 부록 1의 <온실가스 배출량 산정 방식>에 참고사항으로 제시하고 있다.

22) 배출권거래제 시행을 계획하고 있는 일본의 경우 매년 4월부터 익년 3월까지(회계연도)를 보고 대상 기간으로 정할 계획

<표4-3> 온실가스 주요 배출분야

구분	IPCC	GHG Protocol	영 국	일 본
공통 분야	연료연소 수송부문	연료연소 (전기생산포함) 수송부문	연료연소 전력의 반/출입 재생에너지	연료연소 열/전기 반입
산업 공중 분야	석탄광산 가스·원유 철강산업 시멘트 석회(Lime) 알루미늄 마그네슘 아디프산, 질산 전기제품 기타 SF ₆ 발생 반도체 오존파괴물질의 대체물질	철강산업 시멘트 석회 알루미늄 질산 암모니아 아디프산 (adipic acid) 제지 사무실관리 반도체 HFC-23-HCFC-2의 생산	철강산업 시멘트 석회 소석회 및 돌로마이트 탄산소다(soda ash) 폐기물 소각 및 하폐수 원료로서의 연료사용 ※ 가스·정유, 석탄광산, HFC 등(정부승인)	석탄광산 가스·원유 시멘트 제조 생석회 제조 소석회 및 돌로마이트 알루미늄 암모니아 각종 화학제품(아지핀산, 에틸렌 등)제조 마취제 사용

부록 1의 <온실가스 배출량 산정 방식>에서는 현 우리나라의 경제상황에 따른 온실가스 다 배출 업종 및 국가경제의 기여도 등을 고려하여 온실가스 감축이 전략적으로 필요하다고 여겨지는 전력, 제지, 화학, 석유, 시멘트, 철강, 자동차 부문의 7개 업종에 대한 배출목록과 함께 각 목록별 배출량 산정을 위한 방식을 IPCC 지침 및 기타 참고자료를 활용하여 제시한 것이다.

일반적으로 온실가스 배출량 산정의 국제적 지침으로 활용되고 있는 IPCC 지침은 국가차원의 온실가스 배출량 산정을 위한 지침으로서, 이를 개별 배출자에게 적용할 경우 타당하지 않을 수 있다. 따라서 만약 배출권거래제에 참여하는 참여자의 온실가스 배출목록이 동 자료와 상이한 경우 검증기관의 검증절차를 거쳐 추가 또는 삭제할 수 있으며, 배출량 산정방식도 동일한 절차를 거쳐 수정 및 보완이 가능할 것이다.

참여자가 배출목록을 작성하는 경우 온실가스 배출량이 미비할지라도 배출목록에는 모두 포함시키는 것이 타당하다. 배출량이 극히 미비할지라도 배출목록에 포함시

켜 지속적으로 배출되는 양 및 성향(trend)을 파악하는 것이 필요하며 이러한 부분에 대해서는 배출권거래제 참여시 기준 배출량 및 참여기간 배출량 산정시 제외시키는 방안이 제안된다. 실제로 영국의 경우에서도 참여자의 전체배출량의 1% 또는 연 10,000tCO₂ 이하를(둘 중 배출량이 적은 것) 배출하는 배출목록은 기준년도 배출량 설정에서 제외할 수 있도록 하고 있으며, 미국 캘리포니아주에서 시행하고 있는 온실가스 등록체계(California Climate Action Registry)에서도 총 배출량의 5%에 해당하는 배출원의 배출량(De-minimis)은 거래제의 배출량 보고에서 제외시키는 방안을 선택하고 있다. 이와 관련하여 우리나라의 경우 거래제의 국내도입 초기인점을 고려 이를 활성화시키기 위하여 전체배출량의 10%²³⁾에 해당하는 배출원의 배출량 부분을 기준 배출량 및 전체배출량 보고에서 제외시키는 방안이 제안되어진다.

또한, 배출권거래제 참여를 통한 배출량 산정 대상기간 도중에 있어 참여업자의 사업활동에 변경(배출원의 인수 및 매도 등)이 발생하는 경우, 이에 따른 변경사항을 보고서에 명시되어야 할 것이며 배출원 및 배출목록도 이와 연계하여 타당하게 변경되어야 할 것이다.

다) 배출원의 배출특성 명시

배출원 및 목록이 결정되면 각 배출원에 대한 특성을 파악할 필요가 있다. 각 배출원별로 온실가스가 배출되는 부분(공통 및 공정), 부분별 배출되는 온실가스의 종류, 배출량 산정을 위하여 취합하는 자료 및 취합 방법 등을 제시할 필요가 있다. 이 과정에서 배출량 산정을 위한 자료의 취합이 불가능하거나, 과거 기준년도의 자료가 구축되지 않은 경우는 감독기구와 상의하여 배출량 산정방식의 변경 또는 기준년도의 조정이 불가피 할 것이다.

교토의정서에도 기준년도의 배출량 산정을 위한 자료 확보가 불가능한 경우 기준년도의 조정이 가능함을 명시하고 있으며 영국의 온실가스 배출량 보고지침에도 참

23) 온실가스 배출량 산정 지침으로 활용되고 있는 IPCC에서는 전체 배출량의 95%에 해당하는 부분만을 주요 배출목록(Source Category)으로 정하는 것으로 정하고 있으며, 미국 캘리포니아 주에서 시행하는 온실가스 등록체계에서도 참여업체 전체 배출량의 5%이하의 주요 배출량에서 제외가 가능한 것으로 정하고 있음.

여자가 제안하는 배출량 산정방식²⁴⁾을 감독기구의 승인을 득하여 활용할 수 있도록 하고 있다. 다만 이 과정에서 산정방식의 일관성 부여를 위하여 같은 공종의 같은 공정을 소유하고 있는 참여업체는 동일한 산정방법을 제안하는 것을 권유하고 있다.

라) 배출량 산정

배출원별 배출량은 일반적으로 해당 배출원의 활동자료(Activity data)에 해당 배출계수(Emission Factor)를 곱하여 산정한다. 이 과정에서 배출량 산정에 주요 역할을 하는 배출계수는 참여자가 소유하고 있는 배출원에 대하여 각각의 실측을 통한 고유배출계수(Site-Specific Emission Factor)를 구하는 것이 바람직하다. 특히 온실가스 배출권거래제에 참여하는 경우 정확성을 높이기 위하여 고유계수를 개발하는 것이 필요하다. 이는 산업부문에서 온실가스 배출을 저감하는 대책에는 에너지의 사용량 자체를 억제하는 대책 이외에도 연료종류의 변경, 열효율의 개선(연소관리), 온실가스의 회수·파괴 장치의 설치 등에 의한 대책 등이 있을 수 있으므로 일률적인 배출계수를 적용하는 것은 타당하지 않을 뿐만 아니라 국가 전체의 온실가스 배출 저감을 위한 국가적인 차원에서도 이롭지 않을 것이다.

실측에 의한 고유배출계수 산정이 어려운 경우 국가의 산업상황을 반영하였다고 볼 수 있는 국가고유계수의 적용이 가능할 것이며, 이 경우도 여의치 않을 경우 IPCC, IEA, US-EPA 등에서 제시하고 있는 국제적인 기본계수(Default)를 활용할 수 있을 것이다. 부록 1의 <온실가스 배출량 산정 방식>에 적용된 계수는 국제적으로 통용되고 있는 IPCC 지침 및 기타 참고자료에 의한 다른 배출계수 기본값을 제시하고 있다.

한편, 미국 캘리포니아주에서 시행하고 있는 온실가스 등록체계(California Climate Action Registry)의 경우 산성비프로그램(Acid Rain Program) 의해 관리되며 각 연료연소장치에 부착되어 연속측정장치(Continuous Emissions Monitoring System, CEMS)에 의해 측정되는 온실가스의 배출량도 참여업체의 배출량으로 보고할 수 있게 하고 있다. 우리나라의 경우도 “대기환경보전법”에 따라 일정규모 이상의 배출업체에 대해서는 연속측정장치(Tele-Monitoring System, TMS) 설치를 의무화하고 제도

24) 특정분야의 배출량 산정방식을 제안하는 경우 동 업종의 참여자가 공동으로 제안하는 방안을 제안

적으로 관리를 하고 있지만, 주요 온실가스인 CO₂를 비롯한 기타 온실가스의 측정이 불가한 상황으로 이를 현 단계에서 국내 배출권거래제에 적용하는 것은 다소 문제점이 있을 수 있으나 향후 동 거래제도의 활성화 정도에 따라 관련 제도의 보완 및 개선 등으로 국내 배출권거래제 이행에 따른 배출량 보고에 활용될 수 있을 것으로 사료된다²⁵⁾. 다만 금번 용역을 통하여 실시한 현장조사에서도 확인된 바와 같이 연료연소인 단일공정에 설치된 TMS의 경우 이를 통한 이산화탄소 배출량 측정은 비교적 정확한 신뢰성을 보인다. 따라서 현단계에서는 이를 미국 캘리포니아주의 사례와 같이 배출량 산정을 위한 보고체계 활용하는 것보다는 향후 해당분야(단일공정의 연료연소분야)에 대한 검증수단으로 활용하는 방안이 제안된다. 물론 이 경우 해당 보고기간 전 과정을 통하여 동일한 방식이 접근되는 일관성이 필요하며, 대기환경보전법에 의거 관리·운영되고 있는 기기로 제한되어야 할 것이다.

① 활동자료(Activity data)

활동자료란 활동 종류마다 해당하는 활동의 크기를 나타내는 수량을 의미하며 온실가스 배출량 산정에 있어 주요인자(Factor)로 작용한다. 주요 활동도에는 다음과 같은 예가 있으며 이를 파악하기 위해서는 기록이나 전표 등을 토대로 객관적인 데이터를 수집할 필요가 있다.

예) 에너지(연료, 전기, 열)의 사용량, 자동차의 주행거리, 폐기물의 소각·폐기량, 원료(석탄, 석회석, 석유 등)의 사용량, 제품(HFC 등)의 생산량 등

또한, 연료 사용량에 대해서는 에너지(J 또는 Cal) 단위로 파악하는 것이 필요하다. 이는 사용한 연료의 무게(또는 체적)에 단위 발열량을 곱하여 산출할 수 있다. 단위 발열량은 통상 연료의 구입 시에 공급자를 통하여 파악하는 것이 타당하지만, 이것이 곤란한 경우에는 전국평균 또는 국제적으로 제안되는 기본값(default)을 이용하는 것이 필요할 것이다. 발열량은 연료 연소시 생성되는 수분의 증발잠열을 포함하는 고위 발열량(Higher Heating Value, HHV)과 제외한 저위발열량(Lower Heating Value, LHV)으로 구분될 수 있다. 이는 국가별로도 다른 견해를 가지고 있으며 온실가스 배

25) 주요 온실가스 중의 하나인 이산화탄소는 현 “대기환경보전법”에 따라 시행되고 있는 TMS의 측정 항목이 아니기 때문에 측정이 이루어지고 있지는 않으나, 실질적으로는 현 설치된 TMS의 1/5 정도가 이산화탄소 측정기능을 보유하고 있는 것으로 파악됨.

출량 근거로 삼는 IPCC의 경우에는 저위발열량을 활용하고 있으며 현 우리나라의 에너지 수급상 저위발열량 개념이 타당할 것으로 사료된다.

② 배출계수(Emission Factor)

배출계수란, 활동종류마다에 해당하는 활동을 1단위 실시한 경우에 배출되는 각종 온실가스의 양을 나타내는 값을 말한다. 배출계수에 대해서는 사업자의 실측 등을 토대로 고유배출계수를 설정할 수 있는 경우, 해당계수를 활용할 수 있다. 사업자는 연료 종류의 변경이나 기기·설비의 개량에 의해 동일 활동도 라도 배출량을 저감할 수 있기 때문에 실측을 통한 고유배출계수의 도출이 적극 권장된다. 실측에 의한 배출계수의 파악에는 다음과 같은 방법이 있으며 향후 동 부분의 검증자료로 활용되기 위하여 어떠한 경우에도 시료채취 횟수나 개별의 측정결과를 기록해 놓는 것이 필요하다.

<연료 연소에 따른 CO₂ 배출계수>

연료 연소에 따른 CO₂ 배출량은 연료중에 포함된 탄소가 대부분 전량 산화²⁶⁾되어 CO₂로 배출되는 것으로 산정한다. 따라서 연료 중 탄소 함유량을 측정함으로써 배출계수를 구할 수 있다.

$$\text{배출계수}[\text{kgCO}_2/\text{MJ}] = \frac{\text{단위중량 or 체적당 탄소함유량}[\text{kgC/kg or l or m}^3]}{\text{단위중량 or 체적당발열량}[\text{MJ/kg or l or m}^3]} \times \frac{44}{12}$$

<연료 연소에 따른 CH₄, N₂O 배출계수>

각종 소각로나 자동차에서 CH₄, N₂O의 배출량은 그 연소방식 및 관리에 따라 다르다. 이들 배출량은 배기를 채취하여 배기중의 CH₄, N₂O 농도를 측정하고 대기중 농도와의 차를 구하고 여기에 배기량을 곱하여 파악할 수 있다. 이를 위한 측정결과로부터 배출계수를 구하는 방법은 다음과 같다.

26) 전량산화는 연소율이 100%인 것을 의미 함.

· 소각로의 경우

$$\text{배출계수}[\text{kgCH}_4 \text{ or } \text{N}_2\text{O}/\text{MJ}] = \frac{(\text{배기중 농도}) - (\text{대기중 농도})[\text{kgCH}_4 \text{ or } \text{N}_2\text{O}/\text{Nm}^3] \times \text{배출량}[\text{Nm}^3]}{\text{연료사용량}[\text{kg or m}^3] \times \text{단위발열량}[\text{MJ}/\text{kg or m}^3]}$$

· 자동차의 경우

$$\text{배출계수}[\text{kgCH}_4 \text{ or } \text{N}_2\text{O}/\text{km}] = \frac{(\text{배기중 농도}) - (\text{대기중 농도})[\text{kgCH}_4 \text{ or } \text{N}_2\text{O}/\text{Nm}^3] \times \text{배기량}[\text{Nm}^3]}{\text{주행거리}[\text{km}]}$$

외부로부터 반입되는 전기 또는 열 사용에 따른 배출계수는 참여자 자신이 실측할 수 없기 때문에 해당활동과 관련하여 직접 온실가스를 배출하는 사업자로부터 배출계수를 제공을 받는 것이 필요하다. 다만 제공받을 수 없는 경우라면 국가 또는 국제적으로 적용되는 기본값을 활용하는 것이 필요하다.

마) 이산화탄소(CO₂) 단위로 환산

온실가스 종류별로 산정된 배출량은 IPCC 2차 평가보고서에서 제시된 지구온난화 지수(GWP)를 곱하여 이산화탄소 증량으로 환산하는 것이 필요하다. 이를 통하여 환산된 양의 총합이 각 해당 배출원으로부터 배출된 온실가스 총량으로 보고된다.

$$\text{온실가스 총 배출량} = \sum (\text{각 온실가스 배출량} \times \text{지구온난화 계수})$$

3.3 불확실성 평가 및 품질관리

1) 불확실성 평가

온실가스 배출량의 산정결과에는 상당한 불확실성이 수반되기 때문에, 참여자는 배출량 산정에 있어 불확실성 분석을 통하여 대외적으로 설명할 수 있게 해 놓는 것이 바람직하다.

국가의 온실가스 배출통계 구축 지침으로 활용되고 있는 IPCC에서는 배출량 산정에 대한 불확실성은 년도별 배출량(emission) 및 배출성향(emission trend)에 대한 불확실성으로 구분하고 있으며 불확실성에 대한 정보가 온실가스 배출량 산정결과에 대한 논쟁거리로 와전되어서는 안되고 다만 불확실성의 정도에 따른 재산정(Recalculation)의 필요성 등을 명시하고 있다.

일반적으로 온실가스 배출량에 대한 불확실성은 측정기기의 성능, 직접측정에 따른 정도검사(Calibration) 및 샘플링 횟수 또는 계수적용 방법에 따른 배출계수 및 이에 적용되는 활동도 자료의 불확실성에 기인된다고 볼 수 있다. 따라서 보다 고차원적인 배출량 산정방식이(Tier) 적용된다면 그만큼 불확실성은 상대적으로 낮아 질 수 있다.

IPCC 지침의 경우 불확실성의 산출은 확률밀도함수(probability density function)와 신뢰도(confidence limit)를 통하여 구할 수 있는 것으로 제시하고 있다.

불확실성의 원인은 크게 배출계수 및 활동도 자료의 불확실성으로 구분되어질 수 있으며, 이를 배출계수 측면에서 살펴보면 연속측정(Continuous monitoring of emission)을 통하여 배출계수를 산출하는 경우 측정기기에 대한 품질관리 및 보증(QA/QC)이 적절하게 이루어진다면 일반적으로 일관성이 유지된다고 볼 수 있기 때문에 측정기기의 불확실성이 배출계수의 불확실성과 연계된다고 볼 수 있다.

연속측정이 아닌 일반 측정을 이행하는 경우 측정대상이 되는 배출원(기기, 공정 등)의 전 과정이 측정 대상으로 고려되어야 한다. 예컨대 측정대상물의 처음, 중간, 최종부분에서 배출되는 배출량이 모두 다를 수 있기 때문이다. 다음으로 대상 배출원의 용량 및 부하 등이 고려되어야 한다. 이는 측정 대상물의 용량 및 부하용량에 따라 배출량이 달라질 수 있기 때문이다. 마지막으로 과거의 측정자료가 온실가스 배출계수 산정을 위한 것이 아니라면 불확실성은 상대적으로 높아 질 수 있다²⁷⁾.

따라서 특정 배출원에 대한 배출계수를 구하기 위해서는 전문가의 자문을 통한 최소 2개 이상의 매개변수(parameter)와 함께 충분한 시료채취(최소 3개 이상 지점)를

27) 예로서 석탄광산에서 메탄 발생량을 측정하는 것은 안전을 위한 것이기 때문에 이의 자료를 배출계수 산정에 적용하는 것은 신뢰도를 낮출 수 있음

통한 확률밀도함수(probability density function)의 활용으로 가능할 수 있다

IPCC 지침과 같은 참고문헌에서 제공되는 배출계수는 해당분야의 전형적인 형태의 배출원에 대한 배출계수로서 실제 적용에서 불확실성이 항상 존재한다고 볼 수 있다. 따라서 이러한 배출계수를 활용하는 경우 이들 배출계수가 도출된 배경(확률밀도함수 등)을 확인함으로써 해당 배출원 형태의 범위, 규모, 유지/관리 및 운전 기간 등에 타당한 배출계수를 선정할 수 있을 것이며, 또한 전문가의 검토가 필요한 사항이기도 하다.

배출량 산정을 위하여 적용되는 활동자료(Activity data)는 경제적 활동과 관련이 있는 사항이며, 이미 공표된 자료가 많으므로 불확실성은 상대적으로 매우 낮다고 볼 수 있다. 다만 활동도 자료의 신뢰성을 확인하기 위하여 몇 가지 검토하는 것이 필요하다. 예로서 수송부분 배출의 경우 실제 소비된 연료량과 실제 주행한 거리 및 연비를 고려한 사항과 일치하지 않는 경우가 많다. 또한 배출원에 전체 반입되는 연료량과 실제 배출원에서 소비되는 양이 다를 수 있으므로 반입과 실제 소비량이 상호 비교하는 것이 필요하다.

위의 사항과 관련하여 IPCC에서 제시하고 있는 불확실성 산출을 위한 Worksheet는 <표4-4>와 같다.

<표4-4> IPCC에서 제시하고 있는 불확실성 산출을 위한 Worksheet

A	B	C	D	E	F	G
배출원	가스종류	기준년도 배출량	특정년도 배출량	활동도 불확실성	배출계수 불확실성	혼합불확실성
		CO ₂	CO ₂	%	%	%
		값입력	값입력	값입력	값입력	1
가						
나						
다						
		ΣC	ΣD			
합계						

<계속>

H	I	J	K	L	M
전체배출량의 불확실성	A형 민감도	B형 민감도	배출계수의 불확실성에 따른 전체배출량의 불확실성 성향	활동도의 불확실성에 따른 전체배출량의 불확실성 성향	전체배출량 성향에 대한 불확실성
%	%	%	%	%	%
2	3	4	5	6	7
$(\sum H)^{2/1/2}$					$(\sum M)^{2/1/2}$

주: 1) $1 = (E2+F2)1/2$, $2 = C \times D / \sum D$,

$$3 = \frac{0.01 \times D_x + \sum D_i - (0.01 \times C_x + \sum C_i)}{(0.01 \times C_x + \sum C_i)} \times 100 - \frac{\sum D_i - \sum C_i}{\sum C_i} \times 100$$

$$4 = D / \sum C, \quad 5 = I \times F, \quad 6 = J \times E \times 21/2, \quad 7 = (K2+L2)1/2$$

2) A형 민감도는 기준년도와 해당년도의 배출량이 1% 증가하는 결과로 전체적인 배출량의 변화 차이를 의미하며, B형 민감도는 단지 해당년도의 배출량이 1% 증가하는 결과로 기준년도와 해당년도의 전체적인 배출량의 변화 차이를 의미함. 따라서 원론적으로 볼 때 A형 민감도는 기준년도와 해당년도의 배출량에 영향을 주는 불확실성으로부터 발생하고, B형 민감도는 양 년도와는 관계가 없다 할 수 있을 것이다. 다시 말해서 민감도 A는 배출계수와 밀접한 관련이 있고 민감도 B는 활동도 자료와 관계가 있을 수 있다 할 수 있다. 그러나 그 반대의 효과로 나타날 수도 있으므로 민감도 A, B는 상호관계를 분석하기 위하여 적용된 것이라 할 수 있다.

자료: IPCC, Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reference Manual(Volume 3), 1996.

IPCC 지침은 국가의 온실가스 배출 총량을 산정하기 위한 지침으로서 국가총량에 대한 불확실성 분석과 이에 따른 재산정을 제시하고는 있지만 상대적으로 배출권거래제에 참여하는 참여자의 경우 배출량 산정결과가 국가 총량과 비교 불확실성이 현격히 낮은 것으로 검토되며, 실질적으로 영국 배출권거래제의 경우에서도 경험학적 차원에서 보고사항(Reporting)에는 포함하도록 하고는 있지만 측정기기의 신뢰오차 등에 대한 불확실성(Inherent Uncertainty)은 검증사항(Verifying)으로 다루고 있지는 않다.

2) 품질관리 및 보증(QC/QA)

온실가스 배출량 산정과정에 있어 관련자료(활동도 자료 및 배출계수 등)의 도출을 위하여 기술적인 기법 도입과 검증절차를 갖는 것이 온실가스 배출량 산정과 관련된 품질보증 및 관리(QA/QC)라 할 수 있다

IPCC에 따른 이의 정의를 살펴보면, 품질관리(Quality Control, QC)는 온실가스 배출량 산정과 관련 된 측정 및 관리와 관련된 일련의 기술적 기법의 체계를 의미하며, 이에는 관련 자료의 타당성(integrity), 정확성(correctness) 및 완결성(completeness)에 대한 일관성 있는 검토체계를 의미한다. 에러(error) 또는 생략(omission)의 규명 및 파악과 이와 관련된 자료의 구축(Documentation) 등으로 명시하고 있으며, 품질보증(Quality Assurance, QA)은 일종의 검증절차로서 온실가스 배출량 산정을 위하여 도입한 품질관리체계의 확인과정으로 정의할 수 있을 것이다.

온실가스 배출량 조사를 위한 품질관리(QC)와 관련된 주요내용 및 절차를 살펴보면 <표4-5>와 같다.

온실가스 배출량 산정에 있어 배출원별로 적용될 수 있는 품질관리(QC)에는 크게 배출자료(emission data), 활동도 자료(activity data) 및 불확실성 검토로 구분할 수 있다.

우선 배출자료로는 IPCC 배출계수 및 고유계수를 적용하는 방식과 직접측정에 따른 방식이 있을 수 있는데 IPCC 배출계수를 적용하는 경우 실제 배출원의 특성에 타당하지 않을 수 있으므로 IPCC 계수적용에 따른 불확실성을 검토할 필요가 있고, 불확실성의 정도가 심하면 고유계수를 도출할 필요성이 있다.

고유배출계수를 적용하는 경우는 고유배출계수 산출과정에 대한 QA/QC 절차의 도입 여부가 전체 배출량 산정 결과의 QA/QC와 직접적인 연관이 있는 것으로 대체할 수 있을 것이다. 다만 고유 배출계수 산정에 있어 QA/QC가 도입이 안되었을 경우는 불확실성에 대한 검토로 이에 대한 검토작업이 이루어 져야 한다. 또한 고유배출계수와 IPCC의 기본계수를 비교하여 차이점에 대한 규명이 필요할 수 있다.

고유배출계수 산정을 위하여 직접측정을 이행하는 경우 시료채취를 통한 측정과 연속장치를 통한 측정이 있을 수 있는데 측정방법 및 유지·관리에 있어 국제적 표준

(ISO 10012)을 준수하는 QA/QC의 적용이 필요하다.

<표4-5 >품질관리의 주요내용 및 절차

주요내용	절 차
배출량 산정을 위하여 적용된 활동도 및 배출계수의 점검	- 활동도와 배출계수를 산출한 과정 및 적용한 자료들을 상호 검토(Cross-Check)
참고문헌 및 관련자료의 적용사항	- 참고문헌 및 자료의 적용 타당성 검토 - 에러사항 검토를 위한 샘플자료의 상호 검토
배출량 산정방식의 정확성	- 대표적인 샘플 선정을 통한 재 산정 - 산정방식의 정확도를 판단할 수 있는 모델 구현
매개변수, 배출단위, 전환계수의 적정성	- 계산식에 적용된 단위의 적정성 검토 - 계산과정을 통하여 변화되는 단위의 타당성 검토 - 전환 및 조정(adjustment)계수의 적정성 검토
관련자료(DB) 구축에 대한 건전성	- 자료구축 과정에 대한 검토 - 자료간의 상호 관계성을 검토 - 관련자료의 관리체계 및 관리현황 - 데이터베이스 및 모델구조에 대한 설명과 운영 성과
배출원 간의 일관성(consistency) 검토	- 각 배출원별로 적용되는 매개변수(parameter)의 일관성 검토
배출량 산정을 위한 단계별 일관성	- 배출량 자료의 수집과정에서의 정확성 검토 - 상호 다른 업종간의 배출량 자료전환의 정확성 검토
배출량에 대한 불확실성	- 불확실성을 산정한 자의 이력사항 검토 - 자격, 가설 및 전문적 판단의 기록 여부와 불확실성 산정의 완결성 및 정확성을 검토
내부 보고자료의 검토	- 배출량 산정 및 불확실성에 대한 세부적인 내부 자료의 검토 - 세부검토를 위한 배출기록 등 관련자료의 확보상황 및 보관상황 등을 검토 - 외부기관에 의하여 확보한 자료에 대한 도덕성 검토
재계산 결과에 따라 변경되는 방법론 및 자료	- 시간적(temporal) 자료의 일관성 여부 판단 - 계산에 사용된 연산 및 방법에 대한 일관성 검토
완결성(Completeness) 검토 수행	- 배출범위에 속하는 모든 배출원이 포함 여부 검토 - 배출량이 보고되지 않은 배출원에 대한 사유
과거 배출량과 상호 비교	- 과거 배출량과 비교하여 배출량의 차이의 원인규명

온실가스 배출량 산정의 QA/QC에 있어 최종적인 방법론으로 과거년도의 배출량과 비교, 배출량 산정방식의 변경 적용 등이 있는데, 과거년도의 배출량과 비교하는 경우 이는 실질적으로 배출량의 변화가 심하게 일어나지 않는다는 차원(년 10%이하)에서 착안된 것으로 현격한 변화가 발생하였을 경우 종합적인 검토가 이루어져야 할 것이다.

활동도 자료에 의한 QA/QC는 일반적으로 감독기구(검증기관)의 검측에 의하여 이루어질 수 있는 사항이다. 이의 과정에서 참여자가 측정에 있어 국제표준에 준하는 방식을 적용하였는지가 QA/QC 적용 여부를 판단할 수 있는 사항이며, 그러하지 않을 경우(국제표준을 적용하지 않고 QA/QC 체제도 없을 경우) 전체적인 전문가의 불확실성에 대한 분석이 이루어져야 할 것이다.

3.4 감독기구에 보고

배출권거래제 참여자가 온실가스 배출량의 산정결과를 감독기구에 보고할 때는 다음과 같은 정보를 포함하여야 한다.

1) 참여업체의 조직, 기간, 범위 등

<표4-6> 배출량 산정대상 범위

배출량 산정대상 범위	보고내용
배출량 산정대상 범위	<ul style="list-style-type: none"> ○ 사업자의 조직개요 ○ 산정대상의 기간 및 조직 ○ 산정대상의 주요 배출원 및 배출목록 ○ 산정대상의 주요활동

2) 온실가스 배출량

<표4-7> 배출량 데이터

배출량	보고내용
배출량 데이터	<ul style="list-style-type: none"> ○ 참여자의 배출원별로 배출되는 온실가스별 배출량 ○ 각 배출원별 이산화탄소(CO₂)로 환산한 온실가스 총 배출량 <ul style="list-style-type: none"> · 사업장 내의 부문/공정/활동종류별 배출량(배출량 산정에 적용된 배출계수 및 활동도 자료 포함) · 배출량 증감의 요인분석 결과 ○ 각 배출원별 배출량을 모두 취합하여 참여자가 소유하고 있는 모든 배출원의 배출 총량

3) 경영지표

배출량과 관련하여 다음과 같은 경영지표 정보를 보고내용에 포함시킨다. 이 경영지표는 비율지표(집약방식 등)를 산출하기 위한 것이며, 업종, 제품·서비스 등의 종류 등의 실태에 따라 적절한 지표를 선택할 필요가 있다.

<표4-8> 배출량관련 경영지표

경영지표	보고내용(예)
배출량에 관련한 경영지표	<ul style="list-style-type: none"> · 주요생산품의 생산량(매출액) · 종업원 수 등

4) 비율지표

경영지표와 배출량을 조합하여 다음과 같은 비율지표의 정보를 포함한다.

<표4-9> 배출량 비율지표

비율지표	보고내용(예)
배출량 비율지표	<ul style="list-style-type: none"> · 생산량(매출액)당 배출량 · 종업원 수 등

5) 기타 참고사항

배출량의 변화에 중요한 요인이 되는 사항을 포함한다.

<표4-10> 배출량 관련 기타 참고사항

참고사항	보고내용(예)
조직범위 변경에 관한 사항	<ul style="list-style-type: none"> · 다른 사업자와의 합병, 흡수 등 · 해당 배출원을 다른 사업자에게 부분 또는 전체를 매매 등
운영범위 변경에 관한 사항	<ul style="list-style-type: none"> · 해당 배출원의 신설, 폐쇄 등 · 공정의 아우트소싱(out-sourcing) 등
산정대상의 활동종류의 변경에 관한 사항	<ul style="list-style-type: none"> · 신규사업 개시, 기존사업의 폐지 등 · 자가발전 설비의 신설, 폐쇄 등
산정방법의 변경에 관한 사항	<ul style="list-style-type: none"> · 실측에 의한 산정방법의 변경 · 배출계수 변경 등
산정결과의 불확실성에 관한 사항	<ul style="list-style-type: none"> · 전문가에 의한 불확실성 검토서

4. 배출량 검증(Verification)

4.1 개요

배출권거래제 참여자가 참여 일정기간 동안의 자신의 사업장에서 배출한 온실가스 배출량의 산정결과를 보고한 내용에 대하여 이의 사실유무를 확인하기 위한 과정이 필요하다. 이 과정을 검증이라 할 수 있다.

일반적으로 배출권거래제에 따른 배출량 보고내용의 검증은 보다 엄격할 필요가 있다. 따라서 영국을 포함하여 배출권거래제를 시행 또는 준비하고 있는 선진국의 사례를 살펴보면 대부분의 경우가 투명성 확보와 전문성을 고려 제3의 검증기관을 활용하는 방안으로 이행하고 있다. 예컨대 각 배출원 및 공정별로 검증과정을 이행할 수 있는 기관을 감독기구에서 지정하고 참여업체는 자신의 배출원 및 공정에 해당하는 복수의 검증기관 중에서 일개기관을 선정하여 검증을 의뢰할 수 있도록 하였다. 의뢰 받은 검증기관은 일정의 수수료를 신청자에게 징수하고 신청자의 도움을 받아 검증 업무를 이행하게 된다.

배출량에 대한 검증절차가 끝나면 검증기관은 검증결과를 감독기구에 제출하는 것이 필요하다. 일본 역시 아직은 준비 단계이나 이와 유사한 방식을 적용하려는 것으로 검토되고 있으며, 미국 캘리포니아주의 온실가스등록체제에서도 이와 유사한 체제를 갖추고 있는 것으로 조사되고 있다.

4.2 검증과정(Process)

일반적으로 참여자가 공인된 검증기관을 선정하게 되면 선정된 검증기관은 이를 감독기구에 통보하고 신청자와 검증이행에 따른 계약을 체결하며 배출량 보고에 대한 검증을 위하여 구체적인 계획을 수립하게 된다. 검증기관은 수립된 계획에 따라 적정한 검증업무를 수행하게되며 이 경우 검증 대상기관에서 제출한 내용을 면밀히 분석하여 사실 유무를 확인하여야 한다.

검증범위로는 앞에서 언급한 참여자의 온실가스 배출량 산정을 위한 일련의 과정 전체가 검증의 범위에 포함되어야 할 것이며, 적용된 관련자료가 참여자의 사업활동이 일치한지 또는 타당한지가 검증되어야 할 것이다. 특히 검증과정에서 ① 배출원 및 목록에 대한 정확한 규명, ② 배출량 산정을 위하여 적용한 방법론 및 관리체계, ③ 배출량 산정에 대한 과정 등은 검증과정에 꼭 포함되어야 할 사항들이라 할 수 있다.

<표4-11> 검증과정

검증부문	검증내용
배출원 규명	· 참여자가 설정한 배출원의 범위(조직, 운영 등)의 타당성에 대해 재검토
방법론 및 관리체계	· 배출원의 주요 생산활동, 산정방법 및 적용된 자료의 적합성 등에 대한 재검토
산정결과	· 산정된 배출량 자료의 정확성과 함께 적용된 모든 데이터에 대해 재검토

검증기관은 이와 같은 일련의 검증활동을 수행하고 검증에 대한 결과와 함께 의견서를 감독기구에 제출하게 되며, 감독기구는 검증기관에서 제출한 자료를 근거로 참여업체의 최종 배출량을 결정하게 된다.

4.3 검증의 이행

1) 배출원 및 목록의 규명

배출권거래제 참여자는 위에서 언급한 배출량 보고지침에 따라 배출권거래제에 포함되는 배출원의 위치, 대표(소유)자, 주요공정, 사용연료 등 배출원의 조직 및 운영 등에 관한 일반정보를 보고내용에 수록하게 된다. 따라서 검증기관은 이와 같은 일반 정보에 대한 사실유무의 확인과 함께 각 배출원에 대한 배출목록 및 배출가스 등의 타당성을 검증하여야 한다.

이와 관련하여 검증기관은 해당 배출원의 총량과 비교 배출량이 매우 미비한 배출 목록이라 할 지라도 배출목록에 포함하였는지의 여부를 확인하여야 하며, 또한 동일 부분에서 배출량 산정대상이 되는 가스가 여러 종류가 있을 수 있으므로 이의 검증이 필요할 것이다. 예컨대 연료연소의 경우 CO₂의 산정은 관례화 되어 있으나 CH₄ 및 N₂O의 산정은 누락되기 쉬운 부분이다.

2) 배출량 산정 방법론 및 관리체계

가) 배출량 산정

각 국가 및 국제적으로 통용되고 있는 온실가스 배출량 산정사례를 살펴보면 대부분이 경제활동과 관련이 있는 활동자료(Activity Data)에 배출계수(Emission Factor)를 곱하여 산정하고 있으며 동 보고서의 부록에 수록된 내용도 같은 방법론으로 설명하고 있다.

따라서, 배출량 산정에 대한 검증을 위해서는 적용된 활동자료 및 배출계수의 타당성을 검증하는 것이 필요하다. 우선 배출계수의 경우 각 참여업체의 배출 특성에 맞는 고유배출계수의 도출이 필요하나, 그러하지 않았을 경우 적용된 배출계수의 타당성을 검증하여야 한다. 고유배출계수를 도출한 참여업체의 경우라면 도출과정에서 적용된 측정 및 실험값과 품질관리(QA/QC)의 과정 검토가 필요하며, 일반적으로 통용되는 계수를 적용한 경우라면 배출원의 특성을 타당하게 반영한 것으로 볼 수 없기 때문에 불확실성에 대한 평가가 이루어져야 할 것이다.

다음으로 검증이 필요한 부분이 배출량 산정에 적용된 활동자료라 할 수 있을 것이다. 이는 통상 각종 계측기기, 청구서(연료, 원료, 전기, 스팀 등의 반입) 및 참여자가 보관하고 있는 각종 기록(매출량, 운전거리, 원료투입량 등) 등으로부터 자료취합이 가능할 것이나 이를 객관적으로 입증할 수 있는 추가적인 검증방법의 적용이 필요하다. 예컨대 수송부분 경우 투입된 연료를 연비로 환산하거나 운행일지 기록 등에 의거 차량의 운행거리를 추정하는 경우가 있는데 이는 실질적인 운행거리와 다른 경우가 있으므로 이를 상호 검토하는 작업이 필요할 것이며, 또한 해당 배출원에 반입되는 연료의 양과 실제 배출원에서 소요되는 연료의 양과 일치하지 않는 경우가 있으므로 이 경우에도 역시 연료 반입청구서, 연료 계측기, 월평균 장비의 가동시간 및 장비의 에너지 효율 등 다각적인 검증작업 및 평가가 필요할 것이다.

나) 배출자료의 관리

배출권 거래제도에 참여하는 참여자의 배출량 산정과 관련된 자료의 관리체계를

평가하는 것이 참여업체의 배출량 산정에 대한 신뢰도를 평가하는 방법중의 하나일 것이다. 예컨대 온실가스 배출량 산정에 필요한 관련자료를 어떻게 생성하고 관리하고 있는지를 평가하는 것이 결국 해당 배출원의 온실가스 배출총량 산정과 직접적인 연관이 있다 할 수 있기 때문이다.

따라서, 참여자가 온실가스 배출량 산정방법에서 적용한 배출계수 및 가정(假定) 등에 대한 정확성 및 타당성과 관련 자료의 수집과정에서의 품질보증 및 관리(QA/QC) 등에 대한 계획 및 이행 여부 등이 주요 검증 대상이 될 수 있을 것이며, 이러한 관리체계에 참여하고 있는 관리자의 온실가스 배출량 산정에 대한 인식정도가 모두 검증의 대상이 될 수 있을 것이다.

<표4-12> 부분별 배출량 산정 검증을 위한 요구자료

검증부문		요 구 자 료
배출원 구명	배출원 자료	시설현황
		배출목록 : 연료연소 목록, 차량보유 현황, 연료별 반입 목록
자료 관리체계	담당자	조직도, 온실가스 관리계획, 관련문서 등
	교육	교육자료, 온실가스 관리체계 절차서 등
	방법론	온실가스 배출량 산정을 위하여 적용한 관련 문헌 및 참고서적 등
배출량 산정결과	전기사용	월별 전기사용 청구서, 배출계수 등
	수송부문	연료구입전표, 연료저장량, 차량별 운행거리, 차량보유현황, 배출계수 등
	연료연소	월별운영현황, 연료구입전표, 연속측정자료, 연료연소 시설 목록, 배출계수 등
	전기구입 (자가발전)	월별 사용청구서, 공급자의 연료 및 효율성 관련자료, 배출계수 등
	스팀구입	월별 사용청구서, 공급자의 연료 및 효율성 관련자료, 배출계수 등
	지역난방	월별 사용청구서, 공급자의 연료 및 효율성 관련자료, 배출계수 등
	지역냉방	월별 사용청구서, 공급자의 연료 및 효율성 관련자료, 배출계수 등
	산업공정	원료투입량, 생산량, 적용된 계산방법, 배출계수 등

3) 배출량 재 산정

검증기관에서는 참여자가 제출한 관련자료 및 방법론에 대하여 객관성과 타당성을 검증하고 이들 자료 및 방법론을 토대로 배출량을 재산정할 필요가 있다. 이는 참여자가 제출한 배출량에 대한 전체적인 검증의 수단으로 적용될 수 있으며, 아울러 불확실성의 정도를 파악할 수 있는 과정이기도 하다.

일반적으로 온실가스 배출량 산정에서 불확실성의 범위는 $\pm 5\%$ 이내로 하고 있으므로 각 부분별로 불확실성을 부여하여 전체적인 온실가스 배출량을 재 산정하고 이를 참여자가 산정한 배출량과 비교 검토함으로써 전체적인 검증의 과정을 거칠 수 있는 것이다.

각 배출원으로부터 배출되는 배출량 및 참여자의 총 배출량에 대한 불확실성 평가도 검증의 대상이 될 수 있다. 따라서 참여자는 배출량 보고내용에 불확실성에 대한 내용도 포함되어야 할 것이나 이의 검증 여부는 배출권거래제의 이행차원에서 재 고려되어야 할 사항으로 검토되어진다.

4.4 검증체제 구축을 위한 제안사항

현재까지 온실가스 배출량 보고에 대한 검증의 지침으로서 국제적으로 통용되고 있는 사례는 조사가 되고 있지 않다. 이는 각 적용 대상국가별로 배출권 거래제도와 관련된 분야의 정책 및 제도가 다를 수 있으며 검증은 검증기관의 기술적인 노하우(know-how)에서 기인하는 성향이 강하기 때문일 것이다. 따라서 국내의 배출권 거래제도의 시범적 이행에 따른 검증체제 구축으로서 다음과 같은 사항의 고려가 필요할 것으로 사료된다.

1) 활동자료의 다각적인 검토

온실가스 배출량 보고에 따른 검증과정의 이행시 주요 고려사항은 배출범위 및 배출량 산정의 검증이라 할 수 있다. 배출범위는 일반적으로 자료가 공식화되어 있어 검증이 용이하다 할 수 있으나, 배출량 산정 과정은 참여자가 각종 관련자료의 취합 및 가공의

과정 등을 거치므로 상당부분 왜곡 또는 변질될 수 있다. 따라서 이 부분의 타당성 있는 검증을 위해서는 보다 투명성 있는 접근방법이 필요하다.

예컨대 참여자의 보고내용에 포함되어 있는 활동자료의 검증을 위해서는 다각적인 접근방법이 필요하다. 서두에서 밝힌바와 같이 수송부분의 활동자료를 검증하기 위하여 참여자가 보유하고 있는 운행일지, 사용된 연료량, 실제 차량의 운행거리, 실제 차량의 연비 등을 종합적으로 분석함으로써 신뢰성 있는 결과의 도출이 가능하며, 연료사용량, 연료투입량, 제품생산량 등의 경우에도 단지 전표의 확인보다는 실제 시설물(배출원)의 가동현황을 파악하고 불량률 등을 고려하여 보편 타당한 결과를 도출할 수 있을 것이다.

2) 배출량 산정에 정확성 제고

배출량 산정에 영향을 미치는 주요 요소 중의 하나가 배출계수이다. 배출계수는 일반적으로 생산성과 연관되어 일정량의 생산에 따른 온실가스의 발생량을 명시한 값으로 이는 생산에 따른 공정의 수준 및 적용기술의 정도에 따라 다르게 나타날 수 있다. 가령 각 국가별로 전기를 생산하는 시설의 수준 및 사용되는 연료의 종류에 따라 배출계수의 값이 다르게 나타나는데 이는 결국 배출량 산정에도 직접적인 영향을 미치게 된다.

따라서 배출량 산정의 정확성이 요구되는 배출권거래제의 경우 이의 필요성이 더 요구되므로 시범사업이 이행되기 전에 참여자가 고유배출계수를 도출할 수 있도록 유도하는 것이 필요하다. 아울러 국가적으로도 각 분야별로 타당성 있는 국가고유계수를 산정하여 고유계수를 도출하지 못하는 참가자가 활용할 수 있도록 함으로서 각 참여자의 배출량 산정에 정확성을 제고할 수 있을 것으로 사료된다.

3) 비용 효과적인 검증체계 구축

국내에 배출권거래제 도입시 기존 환경정책과 연관되어 환경관리공단 및 국립환경연구원에서 구축·운영중인 TMS 및 Source Data Management(SODAM)을 활용한 Source Data CO₂ Analyst(SOCO₂) Program 등과 같은 인프라를 적극 활용함으로써 보다 효과적이고 투명성 있는 검증체계를 구축할 수 있을 것으로 사료된다.

특히 TMS의 경우 금번 연구용역과 연계되어 실시된 국내 주요 온실가스 배출원 3개

업종에 대한 현장조사에서 비교적 단시간 내에 이루어진 조사이지만 이를 일부 확인할 수 있었다.

금번 현장조사가 실시된 업종은 발전, 철강, 시멘트 3개 업종으로서 발전업종의 경우 연료를 연소하여 발생하는 열과 증기를 이용 전기를 생산하는 시설물(배출원)로서 비교적 단순화된 공정을 갖추고 있었으며, 동 업종에 대한 현장조사 결과 현장 실시간 CO₂ 배출량 실측정값, SOCO₂ Program으로 산출한 배출량과 TMS를 이용하여 추정한 값이 IPCC 지침에서 제안하는 신뢰구간(5%)을 충분히 만족하는 거의 일치되는 값을 나타내었다. 나머지 2개 업종인 시멘트 및 철강업종의 경우 연료연소에 의한 배출가스와 원료의 처리에 의한 배출가스가 동시에 배출구로 유입됨으로서 시멘트업종의 경우 TMS 추정값보다 실측값이 약 2배 이상 측정되었으며, 철강업종의 전기로 경우는 배출가스 흡입구가 Open되어 있는 Canopy hood 형으로 외부 공기가 유입됨으로서 실질적인 CO₂ 값을 구할 수는 없었다. 그러나 이러한 경우라도 TMS는 해당 시설물(배출원)의 운전현황(일별, 월별 가동 및 정지시간 등)을 파악할 수 있는 기능을 갖추고 있음으로서 향후 서류로 제출되는 월별 연료사용량 및 제품생산량 등을 해당시설의 용량 및 효율과 연계하여 비교 검토가 가능함으로서 검증절차의 정확성 및 신뢰성 제고에 기여 할 수 있을 것으로 사료된다.

<표4-13> 각 배출원별 TMS 설치현황

구 분		부착시기	2001.12.31까지	2003.12.31까지	2005.12.31까지
대기보전 특별대책 지역	1종사업장	○	-	-	
	2종사업장	○	-	-	
	3종사업장	○	-	-	
대기환경 규제지역	1종사업장	○	-	-	
	2종사업장	-	○	-	
대기보전특별 대책지역 및 대기환경규제 이외의 지역	3종사업장	-	○	-	
	1종사업장	-	○	-	
	2종사업장	-	-	○	
	3종사업장	-	-	○	

주: 발전시설 설비용량100MW이상 또는 시간당 증발량 40톤이상의 열병합발전시설 (발전용량 5,000kW이상의 발전용 내연기관 포함)로서 아래에 해당하는 시설

(1) 액체 및 고체연료 사용시설, (2) 기체연료 사용시설

예컨대, 각 참여자로부터 제출되는 활동자료(Activity Data)인 해당 배출원에 대한 연료소비량 및 제품생산량 등은 주요 검증인자 중의 하나인데, 이는 “대기환경보전법”에 따라 설치·운영되고 있는 TMS를 활용으로 검증이 가능한 것으로 제안된다. 방법론으로는 TMS의 모니터링을 통하여 해당 배출원의 기간별(시간, 일, 월, 연별 등) 가동일수 파악이 가능하고, 이는 해당시설의 연료사용 효율을 반영하면 기간별 연료사용량 산출이 가능하다(예: 일일 연료사용량 = 시설물의 연료효율(l /시간) \times 일 가동시간(\times hr/일)).

제품생산량 등에서도 마찬가지로 해당시설의 년 가동일수가 파악된다면 해당시설의 생산성을 반영하여 연 제품생산량 및 원료투입량 등의 추정이 가능하므로 참여자가 제출하는 활동자료(Activity Data)의 검증에 활용될 수 있는 것으로 검토된다.

일반적으로 시설물(배출원)의 연료효율 및 생산성 등은 제품의 생산단계에서부터 제원(Spec.)으로 공지되는 사항이며 또한 현장검증을 통하여 사후에도 규명이 가능한 사항으로 실제로 배출원의 가동기간이 파악된다면 배출량 산정의 주요인자(Fact)로 작용하는 활동자료(Activity Data)의 추정은 충분히 가능한 것으로 검토된다.

또 하나의 검증수단으로 매년 해당 배출원에서 사용되는 연료를 종류별로 사용량을 제출하도록 하고 있는 SODAM을 적용한 SOCO₂ Program의 활용이 제안되어진다.

SOCO₂ program은 이미 정기적으로 각 배출원으로부터 연료사용량에 대한 자료를 받아 CO₂ 배출량을 산정하고 있는 Program으로서 배출권거래제의 검증체제에 충분히 도입될 만한 가치가 있는 것으로 검토된다. 다만 동 Program에 의한 CO₂ 배출량 산정이 각 배출원의 특성에 맞는 배출계수를 적용하고 있지 못하고 있다는 점 등 부분별로 현 단계에서 검증과정에 직접 도입하는 것은 다소 문제점이 있는 것으로 지적된다.

예컨대 배출권거래제의 검증수단으로 활용되기 위해서는 참가자가 배출량을 산정한 보고서를 감독기관에 제출한 후, 즉시 이행되어야 하는 검증기관의 검증업무 수행시 필요한 자료이나 현 SOCO₂ Program은 자발적 성향이 강하여 자료 취합에 약 1년 이상 소요되고 있는 것으로 파악되고 있으며, 이 경우도 제출된 자료에 대한 검증과정을 생략하고 수용하고 있어, 이를 실질적으로 배출권거래제에 적용하기 위해서는

현 규정보다는 보다 강화되고 엄격한 기준을 적용하여야 투명하고 신뢰성 있는 검증 수단으로 활용될 수 있을 것이다.

이와 같이 기존 대기환경정책에 의해 추진된 인프라 중에는 국내 배출권거래제의 이행과 함께 연계되어 추진될 부분이 상당부분 있는 것으로 검토된다. 특히 이와 같은 인프라는 국가가 제도적으로 관리하는 사항으로 실질적인 검증의 이행에서도 검증의 기본요건이라 할 수 있는 신뢰성과 투명성 등을 충분히 확보할 수 있으며 새로이 도입되는 제도에 대하여서도 이러한 수단을 활용함으로써 비용 효과적인 도입 및 정착이 가능할 것으로 판단된다.

제5장 국내 온실가스 배출권 거래제도 시범사업 시행방안

1. 온실가스 배출현황 및 전망

우리나라의 온실가스 배출량은 1990년 84,738천TC에서 2001년 148,038천TC로 연평균 5.2%의 증가율을 보이고 있다. 인구가 연 0.9% 증가함에 따라 일인당 배출량은 연평균 4.3%의 증가율을 기록하고 있다. 국내총생산액에 대한 온실가스 배출량 지표인 온실가스 집약도(원단위)는 1990년 이후 1996년까지 증가세를 보이다 이후 낮아지는 경향을 보이고 있는데, 1990년 0.322TC/백만원에서 2001년 0.300TC/백만원으로 연 0.6%의 하락세를 보이고 있다.

<표5-1> 온실가스 배출 관련 주요지표(1990~2001)

	1990	1995	1998	1999	2000	2001	'90~'01 증가율(%)
온실가스 총배출량(A) (천TC)	84,738	123,445	123,974	135,542	144,259	148,038	5.2
인 구 (B) (천명)	42,869	45,093	46,287	46,617	47,008	47,343	0.9
GDP (C) (10억, '95기준)	263,430	377,350	394,710	437,709	478,533	493,026	5.9
인당 온실가스 (A/B) (TC/인)	1.98	2.74	2.68	2.91	3.07	3.13	4.3
온실가스/GDP (A/C) (TC/백만원, '95)	0.322	0.327	0.314	0.310	0.301	0.300	- 0.6

주: 인구 및 국내총생산 2001년은 추정치 기준임.

자료: 산업자원부/에너지경제연구원(2003)

온실가스 배출/흡수 부문별 추이에 있어서는, 에너지 부문이 1990년 67,567천TC에서 2001년 123,540천TC로 연평균 5.6%의 증가율을 나타내고 있으며, 배출비중도

1990년 79.7%에서 2001년 83.5%로 증가함으로써 매우 높은 비중을 차지하고 있다.

<표5-2> 온실가스 배출/흡수 부문별 추이(1990~2001)

(단위: 천TC)

	1990	1995	1998	1999	2000	2001	'90~'01 증가율(%)
에너지	67,567 (79.7)	101,490 (82.2)	102,335 (82.5)	111,528 (82.3)	119,601 (82.9)	123,540 (83.5)	5.6
산업공정	5,428 (6.4)	12,747 (10.3)	12,393 (10.0)	14,933 (11.0)	15,886 (11.0)	15,755 (10.6)	10.2
농업/축산	4,798 (5.7)	4,917 (4.0)	4,821 (3.9)	4,656 (3.4)	4,519 (3.1)	4,405 (3.0)	- 0.8
토지이용변경 및 임업 (흡수원)	(-)6,476	(-)5,793	(-)9,949	(-)10,422	(-)10,156	(-)9,448	3.5
폐기물	6,945 (8.2)	4,291 (3.5)	4,425 (3.6)	4,425 (3.3)	4,254 (2.9)	4,337 (2.9)	- 4.2
총배출량	84,738 (100.0)	123,445 (100.0)	123,974 (100.0)	135,542 (100.0)	144,259 (100.0)	148,038 (100.0)	5.2
순배출량	78,262	117,651	114,025	125,120	134,102	138,590	5.3

자료: 산업자원부/에너지경제연구원(2003)

온실가스별로는 CO₂가 매우 높은 비중을 차지하고 있는데, 1990년 70,455천TC에서 2001년 131,178천TC로 연평균 5.8% 증가하였으며, 총 배출량에서 차지하는 비중도 83.6%에서 88.9%로 증가하였다. 주로 폐기물에서 발생하는 CH₄의 비중이 감소한 반면 냉매를 중심으로 사용되는 CFCs 대체물질인 HFCs와 반도체 생산공정용 가스로 소비되는 PFCs의 소비가 크게 증가하고 있는 점이 특징적이다.

<표5-3> 온실가스별 배출추이(1990~2001)

(단위: 천TC)

	1990	1995	1998	1999	2000	2001	'90~'01 증가율(%)
	CO ₂	70,455 (83.6)	109,358 (89.0)	108,960 (88.3)	118,373 (87.7)	126,804 (88.2)	131,178 (88.9)
CH ₄	11,794 (13.9)	7,775 (6.3)	7,709 (6.2)	7,587 (5.6)	7,205 (5.0)	7,076 (4.8)	- 4.5
N ₂ O	2,221 (2.6)	3,211 (2.6)	3,711 (3.0)	3,950 (2.9)	4,147 (2.9)	4,200 (2.8)	6.0
HFCs	268 (0.3)	1,387 (1.1)	1,315 (1.1)	2,173 (1.6)	2,273 (1.6)	1,573 (1.1)	17.5
PFCs	n.a.	n.a.	653 (0.5)	530 (0.4)	639 (0.4)	584 (0.4)	17.1
SF ₆	n.a.	1,714 (1.4)	1,627 (1.3)	2,929 (2.2)	3,190 (2.2)	3,427 (2.3)	13.8
계	84,738 (100.0)	123,445 (100.0)	123,974 (100.0)	135,542 (100.0)	144,259 (100.0)	148,038 (100.0)	5.2

주: 1) n.a.: not available

2) 토지이용변경 및 임업부문의 배출량/흡수량 제외임.

3) PFCs는 '96~'01 증가율임.

4) SF₆는 '94~'01 증가율임.

자료: 산업자원부/에너지경제연구원(2003)

<표5-4> 에너지부문 온실가스 관련 주요지표 전망

	범위	2001	2005	2010	2015	2020	연평균 증가율 (%)		
							'02~'10	'11~'20	'02~'20
GHG배출 (백만TC)	상한	122.3	144.4	172.1	186.3	206.3	3.9	1.8	2.8
	하한	122.3	142.9	167.9	178.8	196.6	3.6	1.6	2.5
일인당GHG배출 (TC)	상한	2.58	2.98	3.47	3.70	4.07	3.3	1.6	2.4
	하한	2.58	2.95	3.39	3.55	3.88	3.1	1.4	2.2
GHG/GDP (TC/95백만원)	상한	0.25	0.23	0.22	0.19	0.17	- 1.4	- 2.3	- 1.9
	하한	0.25	0.23	0.21	0.18	0.16	- 1.7	- 2.5	- 2.1
GHG.GDP탄성치	상한	-	-	-	-	-	0.72	0.43	0.59
	하한	-	-	-	-	-	0.67	0.37	0.53

주: 연료의 생산 및 처리과정에서 발생하는 탈루성 온실가스 제외

자료: 산업자원부/에너지경제연구원(2003)

<표5-4>에 따르면 화석에너지 연소로 인한 온실가스 배출량은 2010년까지 연평균 3.6~3.9% 증가할 것으로 전망된다. 또한 이후 2020년까지는 연평균 1.6~1.8%로 증가세가 둔화될 것으로 전망된다. 이에 따라 에너지부문 온실가스 배출은 2020년에 2001년의 약 1.6~1.7배 수준인 196.6~206.3 백만TC에 이를 전망이다.

<표5-5> 부문별 온실가스 배출량 전망

(단위: 백만TC, %)

	범위	2001	2005	2010	2015	2020	연평균 증가율 (%)		
							'02~'10	'11~'20	'02~'20
전환	상한	37.6 (30.8)	45.5 (31.5)	58.3 (33.9)	60.6 (32.5)	69.8 (33.8)	5.0	1.8	3.3
	하한	37.6 (30.8)	45.1 (31.6)	57.4 (34.2)	58.8 (32.9)	67.2 (34.2)	4.8	1.6	3.1
산업	상한	42.1 (34.4)	47.7 (33.0)	53.8 (31.3)	59.3 (31.8)	64.2 (31.1)	2.8	1.8	2.2
	하한	42.1 (34.4)	46.5 (32.6)	50.4 (30.0)	53.3 (29.8)	56.9 (28.9)	2.0	1.2	1.6
수송	상한	24.4 (20.0)	30.7 (21.2)	37.8 (22.0)	43.0 (23.1)	47.3 (22.9)	5.0	2.3	3.5
	하한	24.4 (20.0)	30.7 (21.5)	37.8 (22.5)	43.0 (24.0)	47.3 (24.1)	5.0	2.3	3.5
가정	상한	14.3 (11.7)	15.5 (10.8)	16.5 (9.6)	17.5 (9.4)	18.5 (9.0)	1.5	1.2	1.4
	하한	14.3 (11.7)	15.5 (10.9)	16.5 (9.8)	17.5 (9.8)	18.5 (9.4)	1.5	1.2	1.4
상업공공 기타	상한	3.8 (3.1)	5.0 (3.5)	5.6 (3.3)	6.0 (3.2)	6.5 (3.4)	4.3	1.5	2.8
	하한	3.8 (3.1)	5.0 (3.5)	5.8 (3.5)	6.3 (3.5)	6.7 (3.4)	4.9	1.5	3.1
계	상한	122.3 (100.0)	144.4 (100.0)	173.1 (100.0)	186.3 (100.0)	206.3 (100.0)	3.9	1.8	2.8
	하한	122.3 (100.0)	142.9 (100.0)	167.9 (100.0)	178.8 (100.0)	196.6 (100.0)	3.6	1.6	2.5

주: 1) 괄호안의 수치는 비중임.
 2) 탈루성 온실가스 배출량 제외
 자료: 산업자원부/에너지경제연구원(2003)

부문별로는 산업부문에 있어서 에너지 다소비 산업의 성장이 점차 둔화되고, 특히 선철 및 시멘트의 생산이 2001년 이후 증가세가 둔화되면서 유연탄의 소비비중 감소와 더불어 에너지소비 증가율이 점진적으로 하락하여 온실가스 배출 비중은 2001년의 34.4%에서 2020년 28.9~31.1% 수준으로 낮아질 전망이다. 수송부문은 상대적으로 높은 에너지수요 증가에다 에너지원간 대체의 여지가 제한적인 관계로 전망기간 중 최종에너지 소비부문 중 가장 높은 증가세(연평균 증가율 3.5%)를 보이며, 2020년까지 전체 배출에서의 비중이 22.9~24.1% 수준까지 증가할 전망이다. 가정부문의 배출은 인구증가율 및 가구수 증가율의 둔화에도 불구하고 소득증가에 따른 가전기기 및 주거면적의 대형화 추세로 인해 연평균 1.4%의 증가세를 보일 것으로 예상되는데, 배출비중에 있어서는 2001년 11.7%에서 2020년 9.0~9.4%로 낮아질 것으로 전망된다(<표5-5> 참조).

2. 시범사업 설계 기본 방향 및 개요

온실가스 배출권 거래제도 시범사업은 향후 강제적인 총량규제의 도입 이전에 경험축적과 부수적 편익의 증대를 목적으로 시행하는 것이라 볼 수 있다. 따라서 참여주체(기업 등)의 자발성에 기초한 인센티브 제공방법의 형태로 설계되는 것이 바람직한 방향이라 판단된다.

이처럼 인센티브 제공을 통한 자발적 참여방식으로서의 배출권 거래제도를 설계하고자 할 경우에는 사전에 배출총량목표를 확정하고 이를 할당하는 방식(소위 cap-and-trade 방식)은 적합하지 않다. 이러한 경우 일정한 기준 배출량(baseline)을 정하고 추가적인 삭감량에 대해 인센티브를 부여하는 방식(baseline-and-credit)이 적용될 수 있다. 또한 삭감노력에 대한 인센티브로서 기준 배출량 대비 삭감량에 대해 재정적인 보상을 함으로써 자발적인 참여를 유도할 수 있는데, 이러한 대표적인 사례가 영국의 배출권 거래제도에서 이용한 바 있는 인센티브 경매(Incentive Auction)이다. 인센티브 경매 하에서 기업(사업장)은 사전에 정해진 기준배출량보다 더 줄이고자 하는 삭감량을 입찰하고 정부는 삭감량에 비례하여 재정적인 보상을 함으로써 배출삭감의 여지가 있

는 기업의 자발적인 참여를 유도할 수 있다. 본 연구에서는 이처럼 인센티브 경매를 통한 배출권의 할당과 거래를 핵심 요소로 하는 국내 온실가스 배출권거래제 시범사업 추진방안을 설계하고자 한다.

시범사업의 추진을 위해서는 최소 2년간의 준비기간이 필요할 것으로 판단되며, 2006년 이후에 시범사업을 시작하는 것이 바람직하다고 판단된다. 시범사업 준비기간에는 배출량 등록(Registry) 프로그램을 시행함으로써 배출량 데이터의 축적과 참여대상기업의 역량확충에 노력할 필요가 있다. 준비기간 동안의 배출량 등록프로그램에 참여한 업체에 대해서는 인센티브 경매 참여 및 Baseline 설정시 특혜를 부여함으로써 보다 적극적인 참여를 촉진할 수 있다.

시범사업은 교토의정서 1차 의무이행기간 종료시점까지인 2012년까지를 1차적인 목표로 추진하되(2006~2012년(7년)), 우리나라의 감축의무 부담 협상결과에 따라서 기간 연장 혹은 강제적 배출권 거래제도로의 전환 여부를 결정할 필요가 있다.

의무이행기간(compliance period)은 3년으로 설정하되 1년씩 중첩시킴으로써 이행기간말의 배출권 시장 불안을 완화하는 방안을 추진할 필요가 있다. 이에 따를 때 인센티브 경매는 미래 3년간의 감축목표를 대상으로 실시하되, 2년마다 시행하게 된다. 이 경우 1차 시범사업 이행기간은 2006년부터 2008년(총 3년간)이 되며, 2005년말 첫 번째 경매가 시행되게 된다. 2차 시범사업 이행기간은 2008년부터 2010년까지 3년간을 대상으로 하며 2007년말 제2차 인센티브 경매가 실시된다. 2008년은 제1차 경매와 제2차 경매에서 모두 대상연도로 인정되므로 사실상 감축목표를 2회 걸쳐 수립·조정할 수 있게 된다. 마찬가지로 3차 시범사업 이행기간은 2010년부터 2012년까지 3년간을 대상으로 하고 2009년말 제3차 인센티브 경매가 실시된다.

참가대상(자격)조건은 인센티브 제도의 성격상 제한을 두지 않는 것이 공평하지만 행정적인 비용을 고려할 때 초기에는 일정한 규모 이상의 기업체를 대상으로 시행하는 것이 바람직하다. 예를 들면 연간 배출량 3만CO₂톤 이상의 배출업소(2001년 기준 약 300여개 추정)를 대상으로 시작하여 점차 참가대상을 확대하는 방안이 검토될 수 있다.

청정개발체제(CDM) 크레딧(CER) 등 교토메카니즘에 따른 배출권을 인정하고, 상

호 호환성을 보장하는 것이 시장의 활성화를 위해 필요하다고 판단된다. 단, 국내에서 CDM 사업을 통해 크레딧을 인정받을 경우 이중계산 방지를 위해 해당 저감량은 국내 배출권 할당량에서 공제할 필요가 있다.

<표5-6> 국내 배출권 거래제도 시범사업 시행방안(안) 주요 내용

구분	시범사업 시행방안
시기 (이행기간)	- 1차(2006~2008), 2차(2008~2010), 3차(2010~2012) ※ 각 3년, 1년씩 중첩
대상 온실가스	- CO ₂ (1차 이행기간)를 시작으로 교토의정서상 6개 온실가스로 확대 (2차 이행기간 이후) ※ 온실가스간에는 IPCC GWP에 따라 CO ₂ 등가톤으로 환산 (호환성 보장)
참여 대상업체	- 2004~2005년간 연평균 CO ₂ 배출량 3만톤 이상 배출업체(1차)를 시작으로 점차 확대(자발적 참여)
대상 배출시설	- 직접(자동차 제외) 및 간접(전기/열 등 2차에너지 구매 등) 배출량 포함 ※ 2차 이행기간부터는 자동차 제작·판매업체에 대한 원단위(집약도) 목표방식의 거래제도(Gateway 방식 적용) 및 신재생에너지 보급사업의 프로젝트 단위 참여 허용
인센티브 경매	- 업체별 삭감목표량 입찰에 대해 정해진 인센티브 재원을 배분 - 신규 참여업체는 과거 2년간 평균 배출량의 98% 수준을 기준(Baseline)으로 인센티브 경매시 배출삭감목표량 입찰 ※ 계속참여업체는 직전 이행기간의 배출권 할당량이 Baseline이 됨 - 단계식 하향 경매(Dynamic Descending Clock Auction) 적용 - 매년말 해당연도 배출량 입증후 인센티브 재원(벌금 제외) 지급 ※ 경제활동수준이 Baseline보다 하락한 업체에 대해서는 기준 배출 집약도를 하회하는 배출삭감량에 대해서만 인센티브 지급
인센티브 재원	- 인센티브 경매재원 단계적 확대:100억(1차)→200억(2차)→300억(3차) ※ 환경개선특별회계에서 조달

<계속>

배출권 할당	<ul style="list-style-type: none"> - 이행기간(3년간) 할당량: 기준(Baseline) 배출량에서 배출사감목표확정량(인센티브 경매시 낙찰된 수량)을 공제한 양임. - 연도별 할당량: 인센티브 경매 낙찰업체가 제출하는 이행기간(3년) 중 연도별 배출권 할당량에 해당하는 양을 매년(Baseline 검증완료 시) 할당 ※ 연도별 할당량은 매년 Baseline을 초과하지 않는 한도내에서 업체가 자율적으로 결정
거래한도	<ul style="list-style-type: none"> - 연도별 할당량의 90%(이행기간예치)를 초과하는 배출권 판매 가능
거래관리	<ul style="list-style-type: none"> - 거래당사자(판매업체 및 구매업체)는 거래량, 거래주체, 대상 배출권 일련번호 등 거래내용(가격 제외)을 배출권 거래소(정부지정)에 제출하고, 거래소는 결격사유가 없는한 이를 승인 (배출량을 포함한 모든 정보는 원칙적으로 공개)
이월 및 차입	<ul style="list-style-type: none"> - 이월(Banking)은 무제한 허용, 차입(Borrowing)은 금지
미준수시 벌칙	<ul style="list-style-type: none"> - 연도별 배출권 제출량이 배출량에 미달하였을 경우 해당량(미달성분)에 인센티브 경매 낙찰가의 2배를 곱한 금액(벌금)을 징수 ※ 참여업체는 보유량(할당량±거래량)중 일부 혹은 전부를 제출 ※ 국제 배출권(AAU/RMU/CER/ERU) 제출 가능 ※ CDM CER 획득업체는 해당량만큼 추가 제출 ※ 미달성분을 추가 제출시 벌금의 50% 환급
감시 및 확인	<ul style="list-style-type: none"> - 기준배출량(Baseline) 및 실제 배출량에 대한 업체별 보고에 대하여 제3의 인증기관(정부가 정해진 조건에 따라 인증)에서 확인 (verification) - 업체별 배출량 산정은 WRI/WBCSD의 GHG Protocol을 기준으로 하되, 굴뚝측정기(TMS)를 통한 측정치로 대체 가능
법적 근거	<ul style="list-style-type: none"> - 기후변화 관련 신규 입법시 관련 조항 삽입 ※ 정부와 산업계와의 자발적 협약 방식으로도 추진 가능

<표5-7> 국내 온실가스 배출권거래 시범사업 절차

기관	정부(감독위원회)	운영기관	인증기관	참여기업
주요 역할	운영규칙 제정 운영기관 수립·지정 인센티브 재원 확보	Baseline, 인벤토리 등 관련 지침 인센티브 경매방식 설계 Registry 운영	기업 Baseline 및 배출량 검증	Baseline 및 배출량 산정 및 보고 인센티브 경매 입찰 및 배출권 거래
인센티브 경매	① 재원확보 →	② 인센티브 경매공고 → ⑤ 경매 참여 기업 심사결과 통보 및 인센티브 경매 시작 → ⑦ 경매 결과(청산가격 등) 확정 ←	←④ Baseline 산정결과검증 →	③ 경매참가 구비서류 제출 ↓ ⑥ Baseline 대비 ← 삭감량 입찰
배출권 거래		① 배출권 할당 → ③ 배출권 거래 승인 →		② 배출권거래 신청 ↓ ④ 배출권 거래 및 Registry 등록
이행 평가	④ 이행평가보고서 ← ↓ 심의 ⑤ 벌칙 등 확정 →	③ 이행평가 보고서 ← 제출 ⑥ 조치사항 통보(인센티브 지급 포함) → ⑨ 조치사항 미 이행업체 고소·고발	② 이행결과 보고서 검증 ← → ←	① 이행결과 보고서 제출 (배출량, 배출권 보유량 등 포함) →⑦ 조치사항 이행 ←⑧ 조치사항 이행 결과 보고

※ 각종 변경사항의 처리

- 배출권 목록, Baseline 및 배출량 산정결과 변경: 참여기업에서 보고서 제출 → 인증기관 검증 → 운영기관 승인·거부
- 운영규칙 및 지침 변경: 운영기관 혹은 정부 요청 → 의견수렴(공청회, 정보공개 등) → 감독위원회 심의·확정

3. 시범사업 시행방안(안)

3.1 적용 시기(이행기간)

시범사업의 시행은 2년 이상의 준비기간을 거쳐 2006년 이후에 시작하는 것이 바람직하다. 물론 2년이라는 준비기간이 충분한 것은 아니며 보다 긴 준비기간을 갖는 것이 바람직할 수 있다.

단위 이행기간은 장기로 설정할 경우 참여 기업에 대해 보다 폭넓은 재량권을 보장하는 장점이 있는 반면 심각한 불이행 사고 초래 위험이 높아진다는 단점이 있다. 교토의정서의 경우 이행기간은 5년(2008~2012)이며, 영국에서도 5년(2002~2006년)으로 설정한 바 있다. 한편 덴마크는 4년(2000~2003)을 대상으로 시행 중이며, EU는 1단계 3년(2005~2007), 2단계 5년(2008~2012)으로 시행 예정이다. 본 연구에서는 단위 이행기간을 3년으로 하되 1년씩 중첩시키는 방안을 제안하고자 한다. 이행기간의 중첩은 이행기간이 바뀌는 과도기에 배출권 수급 불안정을 악화함으로써 시장 불안을 초래하는 위험을 예방하는데 효과적이다. 미국 LA의 대기배출권 거래제도(RECLAIM)에서도 중첩된 이행기간을 갖는 배출권 거래제도를 시행중이다.²⁸⁾ 이에 따르면 1년을 이행기간으로 하는 RECLAIM 대상시설은 1월 1일부터 12월 31일까지를 이행기간(compliance period)으로 하는 'Cycle 1 시설(facility)'과 7월 1일부터 다음해 6월 30일까지를 이행기간으로 하는 'Cycle 2 시설'로 구분된다.

3.2 대상 온실가스

대상 온실가스는 가능한 한 모든 온실가스, 특히 교토의정서에서 규정하고 있는 6개 온실가스를 모두 포함시키는 것이 바람직하다. 하지만 시범사업 1차 이행기간에는 비교적 감시·확인이 용이하고 배출량 비중이 높은 CO₂만을 대상으로 하는 것이 보

28) South California Air Quality Management District (SCAQMD)의 Regulation XX (RECLAIM) Rule 2001 (d) 참조 (<http://www.aqmd.gov/rules/html/r2001.html>)

다 효율적일 수 있다.

2차 이행기간부터는 교토의정서에서 규정하고 있는 6개 온실가스로 대상을 확대하여 기업체의 감축역량을 확충하고 국제적 규칙에 대한 적응 역량 확대 및 경험 축적을 촉진할 필요가 있다. 6개 온실가스간에는 기후변화에 관한 정부간 패널(IPCC)의 지구온난화지수(Global Warming Potential: GWP)에 따른 CO₂ 등가톤 환산량에 기초하여 상호 호환성을 보장(교토의정서 규정과 동일한 원칙 적용)하는 것이 바람직하다.

<표5-8> 온실가스 종류별 GWP 및 배출량 추이

(단위: 천TC)

	GWP	1990년	1995년	1997년	1998년	1999년	2000년	'90~'00 증가율(%)
CO ₂	1	64,947 (77.0)	103,550 (86.7)	118,296 (86.5)	95,912 (86.2)	108,066 (86.0)	116,826 (86.6)	6.2
CH ₄	21	17,298 (20.8)	10,942 (9.2)	10,865 (7.9)	9,643 (8.4)	9,531 (7.6)	9,231 (6.8)	-6.1
N ₂ O	310	1,769 (2.1)	2,581 (2.2)	2,830 (2.1)	3,094 (2.7)	3,374 (2.7)	3,602 (2.7)	7.4
HFC	1,300	n.a.	675 (86.7)	1,036 (86.5)	785 (86.2)	1,180 (86.0)	1,391 (86.6)	10.3
PFC	7,000	n.a.	n.a.	594 (0.4)	653 (0.6)	530 (0.4)	639 (0.5)	2.5
SF ₆	23,900	n.a.	1,714 (1.4)	3,147 (2.3)	1,627 (1.4)	2,929 (2.3)	3,190 (2.4)	0.5
계	32,532	83,014 (100.0)	119,463 (100.0)	136,768 (100.0)	114,714 (100.0)	125,609 (100.0)	134,880 (100.0)	5.0

주: 1. n.a. : not available.

2. HFCs, PFCs, SF6은 '97~'00 증가율임.

자료: 산업자원부·에너지경제연구원, 기후변화협약 및 교토의정서 대응방안 연구, 2002.4.

<표5-9> 배출계수와 Activity 자료에 따른 불확실성

가스	배출원 범주	배출계수 UE	Activity 자료 UA	총 불확실성 UT
CO ₂	에너지	7%	7%	10%
CO ₂	산업 공정	7%	7%	10%
CO ₂	토지 이용 변화와 임업	33%	50%	60%
CH ₄	Biomass 소각	50%	50%	100%
CH ₄	석유와 천연가스 Activity	55%	20%	60%
CH ₄	석탄 광업과 조업 Activity	55%	20%	60%
CH ₄	쌀경작	3/4	1/4	1
CH ₄	Water	2/3	1/3	1
CH ₄	축산업(Animals)	25%	10%	25%
CH ₄	축산 폐기물	20%	10%	25%
N ₂ O	산업 공정	35%	35%	50%
N ₂ O	농업 용지			2 Orders of magnitude
N ₂ O	Biomass 소각			100%

주의: 60%이상의 산업 불확실성은 표기하지 않았음.

자료: IPCC(1996)

3.3 참여 대상업체

인센티브 제공에 기초한 자발적 배출권 거래제도에 있어서 참여 대상업체의 자격 기준을 제한하는 것은 기회의 형평성을 침해할 우려가 있으므로 가능한 한 최소한의 기준을 설정하는 것이 바람직하다. 하지만 시범사업단계에서 관리당국의 행정비용과 참여 업체의 거래비용이 과도한 수준으로 발생하는 것을 예방하기 위해서 일정 규모 이상의 업체를 대상으로 하는 것이 필요하다고 판단된다. 국립환경연구원/환경부(2001)에 따르면 이산화탄소 배출량 상위 100개 사업장이 1억8천만 CO₂톤으로 전체 사업장²⁹⁾ 배출량(162,428천톤)의 91%를 점유하는 것으로 나타났다. 이는 일부 대형사업장의 배출비중이 매우 높다는 것을 의미하는 것으로서 다수의 소규모 배출업소에

대한 규제의 실익이 크지 않음을 시사하는 것이다. 조사결과 최대 배출량은 23백만톤이었으며 100위 사업장의 배출량은 124,778톤이었다.

참여 대상업체의 규모기준으로서는 이산화탄소 배출량 수준을 이용하는 것이 합리적이라 판단되며, 기준 배출량의 수준은 다양한 수준이 고려될 수 있다. 상위 100대 사업장을 대상으로 선정할 경우 연간 124,778톤이 기준이 될 수 있을 것이나 이보다는 많은 사업장에게 시범사업 참여의 기회를 제공하는 것이 바람직하다. 대안중의 하나는 대기환경보전법상의 1종 사업장을 대상으로 할 수 있을 것이다. 이 경우 2001년 조사결과 전국적으로 530개의 사업장이 대상이 된다. 또한 약 1만TOE의 에너지 사용량에 상응하는 연간 이산화탄소 배출량 3만톤 이상을 기준으로 삼을 수도 있다. 에너지관리공단(2002)에 따르면 에너지사용 신고업체 중 20.3%인 580개소가 연간 1만TOE 이상의 에너지를 사용하는 것으로 나타나고 있다. 연간 배출규모를 정확히 평가할 수 있다면 대기환경보전법상의 1종 사업장보다는 이산화탄소 배출량 수준을 기준으로 삼는 것이 바람직하다고 판단된다.

참고로 EU의 배출권거래제에서는 대상시설을 투입열량 기준 20MW 이상의 연소 시설(발전시설 포함), 일 500톤 이상의 정유, 코우크오븐, 철강, 시멘트 시설, 그리고 일 20톤 이상의 제지, 벽돌, 유리, 세라믹 시설로 규정하고 있다.

참여자격을 평가하기 위한 연간 이산화탄소 배출량 산정은 제도시행 직전 2년간(예:2004~2005년)의 입증가능한 이산화탄소 배출실적 연평균을 활용할 수 있다. 준비기간중에 배출량 등록 프로그램을 시행할 경우에는 이에 참여하는 업체에 대해 자격 기준을 완화함으로써 배출량 산정 및 검증 노력을 활성화할 수 있다. 예를 들면 2004~2005년 중 배출량 등록 프로그램에 참여한 업체에 대해서는 연평균 수준이 1만톤 이상일 경우 참여자격을 부여할 수 있을 것이다. 2차 이행기간이 시작되는 2008년부터는 2만CO₂톤 이상 사업장으로 대상을 확대하는 등 점차적으로 보다 많은 업체에게 기회를 부여하는 방향으로 제도를 시행할 필요가 있다.

29) 전체사업장은 국립환경연구원에서 2001년에 대기배출원 조사사업의 일환으로 전체 대기배출사업장의 85%에 해당되는 1~3종 배출사업장 2,277개소 중 배출계수가 마련되지 않은 기타 연료 사용 사업장 140개소를 제외한 2,137개의 사업장을 지칭한다. 1~3종 사업장이란 대기환경보전법 시행령 별표 8에 의해 고체환산연료사용량이 1,000톤 이상인 업체를 뜻한다.

<표5-10> 에너지사용 신고 및 자발적협약 가입 사업장 수와 에너지사용비율

규모(TOE/년)	4만 이상	3만 이상	2만 이상	1만 이상	5천 이상	2천 이상
신고 업체수	257	50	74	199	336	594
비율(업체수)	17.02%	20.33%	25.23%	38.41%	60.66%	100.00%
VA 체결 사업장 수	166	29	45	62	58	12
비율(업체수)	44.62%	52.42%	64.52%	81.18%	96.77%	100.00%

자료: 에너지관리공단, 자발적협약제도 중장기 발전방안 연구(2002. 12.), 132쪽

< 국내 에너지원별 에너지소비량을 토대로 10,000 TOE를 소비하는 사업장의 평균 탄소 배출량 추정 >

국내 산업부문의 에너지원별 평균소비비율을 산출하여 이를 토대로 연간 10,000 TOE를 소비하는 사업장의 에너지원 구성비를 가정할 수 있다.

<표5-11> 국내 에너지원별 에너지 소비량

(단위: 천 TOE)

	합계	석유제품	무연탄	유연탄	전력	도시가스	열에너지	기타
에너지소비량	85,158	47,848	1,929	17,876	11,678	3,612	-	2,215
비율	100.00	56.19	2.27	20.99	13.71	4.24		2.60

자료: 에너지경제연구원, 2002

다음으로 연간 10,000 TOE를 소비하는 사업장의 에너지원별 소비량에 탄소배출계수를 곱하여 연간 탄소배출량 산출한 후 연간 탄소배출량(tC)을 tCO_{2e}로 환산한다. 그 결과 연간 10,000 TOE를 소비하는 대표 사업장의 경우 연간 약 29,995 tCO_{2e} 정도의 GHG를 배출하는 것으로 평가된다.

<표5-12> 연간 10,000 TOE를 소비하는 사업장의 연간 탄소배출량

	석유제품	무연탄	유연탄	전력	도시가스	총 계
에너지소비량(TOE)	5,619	227	2,099	1,371	424	9,740
탄소배출계수	0.8291	1.100	1.1322	0.4573	0.6374	
탄소배출량(tC)	4,658	249	2,376	627	270	8,181
tCO ₂ 환산량(tCO ₂ e)	17,079	914	8,713	2,299	991	29,995

- 주: 1) 석유제품의 탄소배출계수는 IPCC Guideline에서 제시하고 있는 원유의 탄소배출계수를 일괄 적용
 2) 유연탄의 탄소배출계수는 IPCC Guideline에서 제시하고 있는 갈탄의 탄소배출계수를 일괄 적용
 3) 에너지경제연구원, Energy Info. Korea, 2001.9
 4) 도시가스의 탄소배출계수는 IPCC Guideline에서 제시하고 있는 LNG의 탄소배출계수 일괄 적용

3.4 대상 배출시설

대상배출시설의 규정에 있어서 중요한 변수는 온실가스를 배출하는 직접 배출시설만을 포함할 것인가 혹은 전기이용시설과 같이 온실가스를 직접 배출하지는 않지만 전기를 이용함에 따라 결국 발전시설에서의 온실가스 배출을 유발하는 간접배출시설도 포함할 것인가의 문제이다. 이와 함께 자동차와 같은 이동배출시설의 포함여부도 중요한 설계변수가 된다.

직접 배출시설은 가정 우선적인 적용대상이 되어야 할 것이다. 전기나 열을 이용하는 간접 배출시설의 경우는 전기나 열을 생산하는 직접 배출시설을 포함할 경우 이중계산(double counting)의 문제가 제기될 수 있으므로 신중한 접근이 필요하다. 특히 총량관리에 따른 배출권거래제에 있어서는 총 배출량을 할당하는 과정에서 전기·열 생산시설과 전기·열 이용시설에 대해 동시에 할당할 경우 전기·열 생산시설의 배출량이 두 번 할당되는 결과를 초래할 수 있다. 또한 이 경우 배출삭감노력이 동일한 1톤의 저감량에 대해서 전기·열 생산시설과 이의 이용시설에서 두 번 인정되므로

전기·열 생산에 따른 배출량 삭감노력이 타 배출삭감노력에 비해 2배 보상되는 결과를 낳으며 이에 따라 전기·열 생산에 따른 배출삭감노력이 과도한 수준으로 진행될 수 있다. 따라서 총량관리 하의 배출권거래제에 있어서는 전기·열 생산시설과 이용시설을 동시에 대상시설로 지정하여서는 안된다.

반면 인센티브 경매와 같이 주어진 총량의 할당이 아닌 기준대비 삭감량 배분 방식에 있어서는 적절한 설계를 통해 직접 및 간접 배출시설을 함께 규제할 수 있다. 예를 들면 전기·열 생산시설에 대해서도 감축목표를 입찰토록 하고, 전기·열 이용시설에 대해서도 적절한 배출계수를 토대로 계산된 배출유발량(전기·열 이용량과 배출계수의 곱)을 배출량으로 간주하여 입찰에 참여시킬 수 있다. 이 경우 전기·열 생산시설은 자체적인 직접 배출량의 삭감노력에 대하여 보상받을 수 있으며, 간접 배출시설은 전기·열 이용량의 삭감노력에 대해 보상받을 수 있다.

전기·열 이용시설을 대상시설에서 제외할 경우 사업장에서는 직접배출시설을 전기·열 이용시설로 대체함으로써 삭감노력을 인정받게 되므로 구입하는 전기·열 이용을 필요이상으로 확대하는 부정적 인센티브를 제공하게 된다. 따라서 간접배출시설도 대상시설에 포함시킬 필요가 있다. 이 경우 간접배출시설에 대해 적용하는 배출계수는 규제기관에서 이행기간 전에 고시하여야 한다. 단, 자체적인 소비가 아닌 판매용 전기·열 생산에 따라 배출되는 온실가스는 적용대상에서 제외할 필요가 있다. 판매되는 전기·열 생산시설을 포함할 경우 이를 구입하여 이용하는 시설에서 전기·열 이용량을 줄이는데 따라 보상받는 동시에 이를 생산하는 시설에서도 판매 감소에 따른 배출량 감소에 대해 보상받게 되므로 이중보상의 문제가 발생하기 때문이다. 판매용 전기·열 생산시설을 제외할 경우 이들 시설의 배출삭감노력에 대해서는 인센티브가 제공되지 않으므로 배출삭감 노력을 유도하지 못한다는 단점이 있다. 이에 대해서는 판매용 전력에 대한 원단위 관리 등 별도의 수단이 병행되어야 할 것이다.

영국의 경우도 판매되는 에너지의 생산을 위한 배출시설은 대상시설에서 제외되어 있다. 즉, 전기·열 등을 생산해서 자체적으로 소비하는 경우(직접 배출시설)나 외부로부터 전기·열을 구입하여 이용하는 시설(간접 배출시설)은 대상시설이 되나 전기·열 등을 생산해서 판매하는 배출시설은 배출권거래제 적용대상이 아니다. 또한

매립지로부터의 메탄가스 배출시설과 가정부분의 배출시설, 수송시설도 적용대상에서 제외되어 있다.

자동차에 배출되는 배출량은 감시·확인이 어려우므로 제외하는 것이 바람직하다. 자동차에 대해서는 2차 이행기간 이후부터 제작·판매업체를 대상으로 하는 원단위(배출계수: kg-CO₂/km 등) 방식의 관리를 추진하고, Gateway 방식을 적용함으로써 배출권거래제에 포함시키는 방법이 검토될 수 있다. 즉, 원단위 목표의 적용을 받는 부문에서 총량단위 목표의 적용을 받는 부문으로의 배출권 순이전은 차단함으로써 원단위 부문에서의 배출저감량이 총량단위 목표 부문의 총량 목표 달성을 희석시키는 부작용을 방지할 수 있다. 이처럼 원단위(상대목표(relative target)라고도 부름) 부문에서의 배출권 과대발생이 총량목표(absolute target) 부문에서의 목표달성을 저해하는 부작용을 방지하기 위해 배출권 순이전을 총량목표 부문에서 상대목표 부문으로 한정하는 방식을 Gateway 방식이라 하며 영국의 배출권거래제에서 도입·적용된 바 있다.

한편, 2차 이행기간부터 신재생에너지 보급사업의 프로젝트 단위 참여를 허용함으로써 신재생에너지의 확대를 배출권거래제를 통해 촉진할 수 있다. 다수의 선진국에서 시행되고 있는 신재생에너지 발전쿼터 거래제도(Green Certificate Trading Program)가 도입될 경우에도 CO₂ 배출권 거래제도와 연계하여 시행할 수 있으며, 이 경우에도 신재생에너지 발전쿼터를 CO₂ 배출권으로 전환할 때에는 Gateway 방식을 적용할 필요가 있다. 참고로 신재생에너지 발전쿼터 거래제도란 발전/배전업체 혹은 전력 이용업체에 대하여 총 전력의 일정 비율(목표)에 대해 신재생에너지를 이용한 발전량 이용을 강제하고, 대상업체간 목표 과부족분을 거래토록 허용하는 제도이며, 영국 등에서는 신재생에너지 발전쿼터에 대하여 해당 발전량을 신재생에너지로 발전함에 따라 줄어드는 온실가스량(발전량에 온실가스 평균 원단위를 곱하여 산정)에 상응하는 온실가스 배출권으로 전환을 허용하고 있다.

이와 함께 감시·확인이 어렵고 관리의 실익이 없는 소규모 배출시설의 경우 사업장 전체에서 차지하는 배출비중이 10% 미만인 경우에 한해 제외할 수 있도록 함으로써 지나치게 작은 배출원의 관리에 따른 행정적 낭비를 줄이는 것이 필요하다.

3.5 인센티브 경매

인센티브 경매는 참여 사업장의 감축목표에 비례하도록 일정한 인센티브 재원을 배분하기 위한 방법으로서, 개별 사업장별로 주어진 가격대에 대해 (기준 배출량 대비) 삭감량을 입찰하도록 하고 총 입찰량과 가격의 곱 - 즉, 인센티브 배분 필요액 - 이 정해진 인센티브 재원과 같아지는 수준에서 보상가격과 삭감량을 확정하는 절차를 통해 시행된다.

경매는 가격공개여부에 따라 공개경매(Open(Oral) auction)와 비공개경매(Sealed-bid auction)로 나눌 수 있다. 전자는 경매자(Auctioneer) 혹은 수요자가 경매 가격을 호가하는 방식으로서 낮은 가격에서부터 출발하여 점차 올라가는 영국식(English auction)과 그 반대인 화란식(Dutch auction)이 있다. 후자는 수요자(혹은 공급자)가 입찰가를 비공개로 제시하고 이를 취합하여 거래를 결정하는 방법으로서 최고 입찰가를 제시한 참가자가 상품을 인도받는데, 최고입찰가를 지불하는 일차가격 경매(first-price (discriminating pricing) auction)와 최고탈락가(2위 입찰가)를 지불하는 이차가격경매(second-price (nondiscriminating pricing) auction)가 있다.

경매대상이 주식의 지분과 같이 나눌수 있는 경우에는 지분경매(Share auction)를 활용할 수 있는데, 이는 수요자가 입찰가 대신에 수요함수를 제시하게 된다. 여러개의 경매물품을 동시에 경매하기 위해 공급자와 수요자가 최소요구가격과 입찰가를 동시에 제시하는 이중경매(Double auction)방식도 있다. 이중경매를 반복하는 방식을 "Bid-ask market"이라 부르기도 한다.

경매에 대한 기존의 연구결과를 보면 참여자의 정보와 선호도에 따라 다양한 결과가 나올 수 있으며 어느 하나의 방법이 우월하다는 결론이 용이하지 않음을 보여주고 있다. 단일상품경매의 경우 이차가격경매를 통해 최적의 결과를 얻을 수 있다는 연구 결과도 있지만 인센티브 경매와 같이 단일상품을 대상으로 하지 않는 경우에는 보다 복잡한 상황이 발생한다. 본 연구에서는 다양한 방식간의 분명한 차이를 발견하기 어려움으로 영국에서 시행된 바 있는 단계식 하향경매(dynamic descending clock auction)의 적용을 제안하도록 한다. 이는 공개식 경매이며 네델란드식 경매에 해당한

다. 즉, 가격을 공개하면서 점차 낮은 가격으로 진행되는 방식이다.

단계식 하향경매에서는 경매인(auctioneer)이 매 시기마다 tCO₂e당 시작가격과 종료가격(가격구간)을 설정 공시한다. 예를 들면 1차 시기에서 시작가격을 5만원으로 종료가격을 4만원으로 발표할 수 있다. 입찰자는 시작가격과 종료가격 사이에서 최대 다섯 개의 가격과 그에 대한 배출삭감목표를 일괄 입찰(가격수준별 기준배출량 대비 배출삭감목표 제시)한다.³⁰⁾ 경매인은 가격대별로 입찰참가자가 제시한 배출삭감량의 총 합계를 공시하고, 가격과 배출삭감량을 곱한 값이 총 인센티브 재원보다 작은 가격이 발견될 경우 경매를 종료한다. 이 경우 가격과 배출삭감량이 곱이 인센티브 재원보다 작은 가격중 가장 높은 가격이 낙찰가격이 되며, 입찰업체는 제시한 삭감량에 낙찰가격을 곱한 값이 향후에 받을 수 있는 인센티브가 된다.

제시된 가격구간 전체에 걸쳐 삭감량 총량과 가격의 곱이 인센티브 재원보다 작은 가격대가 발견되지 않는 경우는 가격구간을 낮추어서 재입찰하도록 한다. 앞의 예를 계속하면 2차 시기의 새로운 시작가격은 4만원이 되고 새로운 종료가격은 3만원이 될 수 있다. 이러한 과정은 입찰하는 삭감량 총량과 가격의 곱이 인센티브 재원보다 작아질 때까지 계속된다. 삭감노력에 대해 보상되는 인센티브의 지급률(낙찰가격)이 낮아짐에 따라 참여 업체의 삭감량 입찰수준도 낮아질 것이기 때문에 가격이 0이 되기 전에 이러한 균형가격이 발견될 것이다.

인센티브 경매에 의존하는 배출권거래제에서 기준배출량(Baseline)은 매우 중요한 역할을 한다. 사실상 기준배출량에 상응하는 수준의 배출권을 무상 배분하는 것과 같은 효과가 초래되는데, 감축량에 대한 인센티브 경매는 결국 무상배분된 배출권을 정부가 되사는 과정에 해당하는 것으로 해석할 수 있다.

30) 몇 개의 가격수준에 대해 입찰하도록 할 것인가는 기술적인 설계변수이다. 영국의 경우 구간별로 5개의 가격과 그에 상응하는 삭감목표량을 입찰토록 했으나 이는 꼭 5개이어야 하는 것은 아니다. 너무 여러개에 대해 입찰하도록 할 경우 참여 업체의 입찰과정이 보다 번거로워질 것이며 너무 소수에 대해 입찰토록 할 경우 충분한 선호도의 표현이 어려워지므로 적절한 수가 결정되어야 하는데 5개는 이러한 점에서 적절한 수준이라 판단된다. 이상적으로는 가격구간에 있어서 모든 가격대별 삭감목표량을 입찰토록 하는 것이 바람직한데, 이 경우 가격대에 걸친 함수형태로 삭감목표량을 입찰해야 한다. 이는 경매과정이 지나치게 복잡해지는 것으로 비추어질 수 있고 이에 따라 업체의 참여를 저해할 가능성이 있으므로 신중한 검토가 필요하다.

영국에서는 기준배출량으로서 1998~2000년(3년간)의 배출량 평균을 적용하고 있다. 이처럼 과거 배출량을 기준배출량으로 활용하는 것은 과거배출량에 대한 자료가 있을 경우 객관적인 기준이 될 수 있다는 점과 과거 배출량이 상대적인 삭감노력을 측정하는 기준으로서 합리적이라는 점에서 바람직한 대안이라고 볼 수 있다. 우리나라의 경우 배출권거래제의 준비기간이 충분하다면 이처럼 시행전 3년간의 평균 배출량을 기준으로 삼을 수도 있으며, 기간이 부족할 경우에는 2년간의 배출량 평균을 기준으로 삼을 수도 있다. 본 연구에서는 신뢰성 있는 배출량 자료가 2년간에 대해 확보 가능하다는 전제하에 이를 기준배출량으로 활용할 것을 제안한다.

또한 효율향상 등에 기인하는 자연적 배출감소 및 경제성이 높은 No-regret option의 이행으로 2%의 절감이 가능하다는 전제하에 추가적인 감축량에 대해서만 인센티브를 부여하기 위하여 과거 배출량의 98% 수준을 기준배출량으로 적용하는 것이 바람직하다고 판단된다. 2차 이행기간 이후에는 계속참여업체의 경우 직전 이행기간의 배출권 할당량의 98%를 기준배출량으로 적용할 수 있다.

이행기간이 3년이므로 인센티브 경매시 입찰하는 감축목표의 대상기간도 3년이 된다. 인센티브 경매를 1년씩 나누어서 할 수도 있으나 이는 지나치게 번거로운 과정이 되므로 3년 전체에 대한 감축목표를 한번의 경매에서 결정하는 것이 바람직하다. 이 경우 참여업체에서 입찰하는 감축목표는 3년간의 감축량이 되며, 기준 배출량도 연간 기준배출량의 3배를 3년간의 기준배출량으로 해야 한다.

이러한 인센티브 경매를 통해 낙찰되는 감축목표는 3년간의 이행기간에 대한 것이므로 이를 연도별로 어떻게 할당할 것인가의 문제가 남는다. 3년 전체의 이행기간을 대상으로 정산 및 준수평가만을 하고 연도별로는 정산 및 준수평가를 하지 않을 수도 있으나 이는 불이행의 위험이 심각한 수준으로 높아질 수 있으므로 연도별로 정산 및 준수평가를 할 필요가 있다. 이처럼 연도별로 정산 및 준수평가를 할 경우 인센티브 재원을 연도별 평가에 기초하여 매년 지급할 수 있다. 즉, 연도별로 감축목표 이행에 성공한 경우 그에 대해 인센티브 재원을 지급하는 것이다.

연도별로 감축목표 이행을 평가하고자 할 경우 3년간의 감축목표를 연도별로 할당하는 절차가 필요하다. 영국의 경우는 5년간의 감축목표를 할당함에 있어서 첫해부터

5년차까지 선형으로 점차 증가시키는 방식으로 할당하도록 규정하고 있다. 이는 5년간의 감축목표를 연도별로 배분하는 과정에서 참여업체의 재량권이 허용되지 않는 것으로 참여업체 의사결정의 자율성이 제한된다는 단점이 있으나 제도의 단순화를 통한 편의성 제고를 위해 선택된 것으로 보인다. 하지만 참여업체의 기간별 감축목표 이행의 자율성을 보다 폭넓게 인정하는 것이 감축노력의 기간간 배분의 효율성을 높일 수 있다는 점에서 필요하다고 판단된다. 따라서 본 연구에서는 3년간의 감축목표에 대하여 참여업체 스스로 연도별 할당을 결정할 수 있도록 허용할 것을 제안한다.

따라서 참여업체는 경매를 통해 확정(낙찰)된 3년간의 감축목표를 3년이라는 기간 내에서 연도별로 자유롭게 할당하게 된다. 단, 특정연도에 증가목표(음의 감축목표)를 하는 것은 금지한다. 감축목표의 이행을 지나치게 미래로 연기시키는 부작용을 방지하기 위한 것이다.

연도별로 할당된 감축목표에 대해서는 다음 연도에 준수여부를 평가하고, 준수한 경우에 한해 당해 연도에 할당된 감축목표에 경매낙찰가격을 곱한 금액을 인센티브로 제공한다. 감축목표 불이행시에는 인센티브가 지급되지 않는다. 불이행에 대한 벌칙(벌금 등)은 3년의 이행기간 전체에 대해서만 적용된다. 따라서 3년중 1차 및 2차 연도에 감축목표를 이행하지 못한 경우에는 인센티브 지급만이 보류된다.

한편, 자발적 참여에 기초한 인센티브 경매제도는 기준배출량의 설정방법상의 문제점으로 인해 실질적인 감축노력을 유도하는데 실패할 위험이 있다. 즉, 기준배출량이 감축노력을 평가하는 기준으로서 적절한 수준으로 결정될 수 있는가의 여부에 따라 여러 가지 문제점이 초래될 수 있다. 예를 들어 기준배출량을 과거 배출량에 따라 설정하는 제도하에서는 생산량 감소 등으로 자연적인 배출량 감소가 진행될 경우 이러한 감축량에 대해 인센티브를 받게 되므로 불로소득을 얻게 된다. 반대로 생산량 증가 등으로 배출량이 증가하는 추세에 있을 경우 효율향상, 연료대체 등 배출량 감소를 위한 노력을 기울이더라도 기준배출량 이하로 줄일 수 있는 여지가 작거나 없을 경우에는 실질적인 감축노력을 유도하는데 인센티브 경매가 제 역할을 하지 못할 수 있다. 이처럼 불필요한 인센티브 제공이나 적절한 인센티브 제공의 실패 가능성이 얼마나 큰가에 따라서 인센티브 경매의 정책효과는 달라질 수 있다. 특히 자연발생적인

감축량에 대해서도 인센티브가 제공될 수 있다는 점은 그러한 개연성이 높은 업체가 가장 적극적으로 참여하는 현상을 초래하고³¹⁾, 결국 인센티브 경매의 결과는 자연발생적인 감축량이 예상되는 업체를 대상으로 불필요한 인센티브를 제공하는 데 그칠 것이라는 우려가 가능하다.

영국의 인센티브 경매에 대해서도 이러한 비판이 있다. Sorrell(2003)은 영국의 인센티브 경매 참여자에 대한 설문조사 결과 참여 업체의 81%가 배출량이 감소추세에 있다고 답했고 배출량이 증가하고 있다고 답한 업체는 6%에 불과하다는 점을 지적하면서, 인센티브 경매가 이 제도와 상관없이 줄어드는 배출량에 대해 보상하는 결과를 낳고 있다고 평가하고 있다.

이처럼 자연발생 감축량에 대한 보상을 최소화하기 위해서는 총량 감축분에 대해서 무조건 보상하기보다는 생산활동수준에 대한 배출집약도(혹은 원단위)가 감소하는 경우에만 인센티브를 지급하는 방안이 검토될 필요가 있다. 예를 들어 이행기간 중 경제활동수준(발전량, 생산량 등)이 과거 2년간 평균의 98% 수준보다 하락하는 경우, 기준 배출집약도(경제활동 단위당 배출량)를 하회하는 배출삭감량에 대해서만 인센티브를 지급하는 것이다. 경제활동의 축소에 따른 배출삭감에 대해서는 지원하지 않음으로서 자연발생 잉여배출권(Hot Air)의 발생을 예방하고, 경제활동 위축을 촉진하는 부정적 영향도 방지할 수 있을 것이다.

참여업체에 대하여 인센티브 재원 수입과 배출권 거래 수입에 대한 면세혜택 여부도 중요한 설계변수이다. 배출권 거래 수입에 대해서는 배출량 감소를 위한 실질적인 노력이라고 볼 수 없으므로 거래차익에 대해 과세하는 것이 합리적일 것으로 보이나 인센티브 재원 수입에 대해서는 면세혜택을 부여하는 것이 바람직할 것으로 보인다. 정부예산으로 지원되는 인센티브 재원은 결국 세금을 통해 충당되는 것이므로 이에 대해 다시 세금을 부과하는 것보다는 사전에 인센티브 재원규모를 축소하고 세금을 부과하지 않는 것이 바람직하다고 판단된다.

31) 경제학(게임이론)에서는 이러한 부정적 효과를 역선택(adverse selection)이라 부른다.

3.6 인센티브 재원

인센티브 재원의 규모에 대한 결정은 온실가스 감축 목표와 이에 대한 보상수준(배출량 단위당 가격)을 어느 수준으로 정할 것인가에 대한 정책당국의 판단에 따를 것이다. 온실가스 감축목표의 경우 우리나라는 국제적으로 정량적인 감축의무가 없으므로 국내적인 경험축적과 역량 확충, 그리고 대기오염 감소와 같은 부수적 편익을 고려하여 정책적 판단에 따라 결정하여야 할 것이다. 예를 들어 2001년 CO₂ 배출량 131,178천TC의 1%인 1.3백만톤을 감축목표로 정하여 인센티브 경매 재원을 확보하는 방안을 고려해 볼 수 있다.

인센티브 재원을 규모를 보다 구체화하기 위해서는 배출량 단위당 보상가격에 대한 판단이 필요한데, 온실가스 배출권 시장이 국제적인 성격을 갖는다는 점을 고려할 때 국제 배출권 가격을 고려할 필요가 있다. Buen 외(2003)에 따르면 2010년 기준 국제 탄소배출권 가격은 9.9 US\$/tCO₂ (범위: 5.0~13.7)로 전망되며, 현재 가치(할인율 7%)로는 약 6.2 US\$/tCO₂ (범위: 3.1~8.5)로 평가된다. 국제적인 배출권을 국내 제도에서 허용한다고 가정할 때 국제 가격은 국내 배출권 가격의 상한치로 간주할 수 있다. 즉, 국제 배출권 가격이 국내 배출권 가격보다 높을 경우에는 국내 업체가 국제 배출권 시장에서 배출권을 조달할 수 있으므로 국내 배출권 가격이 국제 배출권 가격보다 낮은 수준으로 유지될 것이다. 하지만 역의 관계는 성립하기 어려운데 이는 국내 배출권이 국제적으로 인정받지 못할 것이기 때문이다. 참고로 EU 배출권 거래제도에서는 EU 이외의 국가와 양자협정을 통해 배출권 상호 인정이 가능하도록 하고 있는데, 이 경우에도 교토의정서상에서 감축의무를 부담하고 있는 부속서 B국가에 한하도록 제한하고 있어 우리나라가 그 대상이 되는 것은 불가능한 상황이다.

Buen 외(2003)의 주장과 같이 6.2 US\$/tCO₂을 국제 배출권 가격으로 가정하고 이를 우리나라에서의 인센티브 경매시 균형가격의 상한치로 적용함으로써 인센티브 재원의 규모를 추정해 볼 수 있다. 예를 들어 정부가 인센티브 경매를 통해 2001년 CO₂ 배출량 131,178천TC의 약 1%수준인 1.3백만톤을 감축토록 유도하고자 할 때 균형 경매가격을 6.2 US\$/tCO₂로 추정한다면 필요한 인센티브 재원 규모는 환율 1,200원/\$ 가정 하에서 35,464백만원이 된다.³²⁾ 만일 CO₂ 배출량의 0.5%를 감축목표로 설정한다면 필요한 재원규모는 35,464

32) 감축목표량(TC)에 가격(\$/CO₂톤)을 곱하고 다시 환율(원/\$)을 곱한 후에 탄소톤을 이산화탄소톤으

백만원의 1/2인 17,732백만원으로 예상할 수 있다.

또한 보다 보수적인 방안으로서 Buen 외(2003)에서 예측한 가격범위 중 하한값인 3.1 US\$/tCO₂를 가정할 경우 1% 감축목표(1.3백만톤)를 유도하고자 할 경우 17,732백만원의 재원이 소유될 수 있으며, 0.5% 감축목표(0.65백만톤)를 추진하고자 할 경우에는 8,866백만원의 재원이 필요한 것으로 추정할 수 있다. 이러한 보수적인 가격 설정 하에서 7년간의 시범사업 기간동안 매년 0.5% 감축목표 이행을 추진한다고 가정하면 7년간 필요한 인센티브 재원은 62,062백만원으로 추정할 수 있다.

7년의 시범사업기간 동안 약 6백억원의 인센티브 재원이 필요하다고 가정할 때 이를 3회의 인센티브 경매에 할당해야 한다. 시범사업 초기에는 중장기적인 대형 시설투자에 의한 삭감노력이 어려운 것이므로 초기에는 비교적 작은 재원을 투입하고 점차 많은 재원을 투입하는 것이 바람직하다. 예를 들면 1차 경매에서의 인센티브 재원으로 100억원을 지원하고, 2차 및 3차 경매에서 200억원 및 300억원을 지원하는 방안을 추진할 수 있을 것이다.

3.7 배출권 할당 및 거래 관리

배출권의 할당은 연도별 감축목표에 따라 이루어져야 한다. 인센티브 경매를 통해 이행기간(3년) 동안의 (기준배출량 대비) 삭감목표가 결정되면 개별 기업이 배출할 수 있는 한도는 기준배출량에서 삭감목표를 제외한 양이 된다. 또한 인센티브 경매에서 낙찰된 기업은 이행기간 동안의 삭감목표를 연도별로 할당하게 되므로 연도별 배출한도는 연도별 기준배출량에 연도별 감축목표 할당분을 제외한 양이 된다. 따라서 참여 기업은 연도별로 기준배출량에서 감축목표 할당분을 제외한 양을 배출권으로 할당받을 수 있고 이를 거래할 수 있다.

배출권의 할당 시점은 빠를수록 좋으나 할당량 결정에 필요한 변수인 기준배출량과 연도별 삭감목표량이 결정된 이후에 가능하다. 연도별 삭감목표량은 인센티브 경매가 끝난 후에 낙찰기업이 확정된 삭감목표에 대해 이행기간 중 연도별로 할당할 결과를 제출하면 최종적으로 확정된다. 기준배출량은 인센티브 경매 이전에 설정되어야 삭감목표량을 입찰할 수 있으므로 보다 일찍 결정되어야 한다. 하지만 기준 배출량의 경우 적절한 방법을 통해 산정되었는

로 환산하기 위해 44/12을 곱하여 산출된다.

지에 대한 사전검증이 필요하다.³³⁾ 따라서 이상적으로는 인센티브 경매에 참여하는 모든 업체에 대해 기준배출량을 제시하도록 하고 경매 이전에 이를 검증하는 절차가 필요하다. 하지만 이는 행정적으로 매우 복잡하고 시간일 많이 걸릴 뿐만 아니라 경매에서 최종적으로 낙찰받지 못하는 업체에 대해서까지 검증절차를 사전에 거쳐야 하기 때문에 필요 이상의 행정적 노력이 요구된다. 따라서 참여업체로 하여금 사전에 제시되는 지침에 따라 기준배출량을 산정하여 제시하도록 하고 인센티브 경매에서 낙찰되는 업체에 대해서 사후적으로 이를 검증하는 것이 보다 효율적이라 판단된다. 이 경우 배출권의 할당은 인센티브 경매가 종료된 이후에 낙찰된 업체가 제시하는 기준배출량에 대한 검증을 실시하고, 기준배출량이 검증된 업체에 대하여 배출권을 발행하는 것이 바람직하다.

배출권의 거래는 거래당사자(판매업체 및 구매업체)가 거래량, 거래주체, 대상 배출권 일련번호 등 거래내용(가격 제외)을 배출권 거래소(정부 지정)에 제출하고, 거래소는 결격사유가 없는 한 이를 승인하는 절차를 따르는 것이 바람직하다. 배출권 거래소는 배출권의 보유·거래현황을 관리하기 위한 등록시스템(Registry)을 구축·운영하여야 한다.

등록시스템은 배출권의 이동 및 보유현황 등을 실시간으로 관리·감독할 수 있어야 하며 배출량 인벤토리와 연계하여 운영하는 것이 바람직하다. 등록시스템에서는 참가자의 배출권 할당량 소유현황 및 변동사항에 대한 추적이 가능해야 하며, 참가자는 시스템 내에서 고유 계정(account)을 보유하도록 한다. 등록시스템에 포함되어야 하는 내용으로는 다음을 지적할 수 있다.

- 각 참가자의 기초 정보
 - : 계정의 소유자에 대한 기초 정보의 입력
- 정부에 의한 초기 할당량
- 배출량 정보
- 프로젝트 또는 국제거래를 통해 획득한 credit
- 거래결과에 따른 할당량 변화
- 할당량 폐기 및 취소량
- 할당량 예치량

33) 삭감목표의 경우는 이행기간 경과 후 감축실적에 대한 평가를 통해 검증된다.

등록시스템 및 배출량 인벤토리에 등록된 정보는 기밀을 요하는 타당한 이유가 없는 경우 투명하게 공개하는 것이 바람직하다.

3.8 거래제한

배출권 거래제도 하에서는 배출업소가 할당된 배출권을 과도하게 판매함으로써 총량의무의 이행에 실패하는 위험이 상존한다. 충분히 엄격한 벌칙이 적용되는 경우 정상적인 상황에서는 배출업소가 의무불이행이라는 결과가 초래되지 않도록 노력할 것이다. 즉, 배출권의 과도한 매출을 자제하고 필요시 시장에서 배출권을 구입함으로써, 또는 배출량 삭감노력을 이행함으로써 이행기간중의 배출량이 배출권 보유량보다 낮은 수준으로 유지될 수 있도록 적절한 조치를 취할 것이다. 하지만 배출권의 수급상황이 불안정하거나 배출업소의 경영상태가 매우 열악해짐으로써 배출권의 구입이 불가능한 경우도 발생할 수 있다. 최악의 경우에는 경영상의 이유로 배출권을 다량 매각하고 불이행 상태에 빠지는 경우도 발생할 수 있다.

이처럼 심각한 불이행 사태를 가능한한 예방하기 위해서는 배출권 거래에 일정한 제약을 둘 필요가 있다. 예를 들어 마라케시 합의(2001)에서도 교토의정서하의 국제 배출권 거래제도 운영시 할당된 배출권의 90%(혹은 전년도 배출량의 100%)를 이행기간예치(Commitment Period Reserve: CPR)로서 거래가능량에서 제외토록 하고 있다. 이러한 안전장치는 국내 배출권거래제에서도 필요하다고 판단된다. 본 연구에서도 할당량의 90%는 이행기간예치로서 판매할 수 없도록 하고 나머지 10%에 대해서만 판매를 허용하는 방안을 제안한다.

또한 집약도(혹은 원단위) 목표와 총량 목표를 동시에 적용할 경우 원단위 목표의 적용을 받는 부문에서 절대량 목표의 적용을 받는 부문으로의 배출권 판매를 규제하는 것도 검토될 필요가 있다. 생산량 증가 또는 부가가치 증가로 인해 원단위의 개선이 이루어진 경우에도 배출총량은 증가할 수 있기 때문이다. 이때, 원단위부문에서 총량 부문으로 거래가 자유롭게 이루어질 경우에는 시장 내에 배출권 공급이 과다하게 증가할 수 있다. 이러한 문제의 해결을 위해 영국에서는 Gateway제도를 도입한

바 있다. Gateway 제도하에서는 원단위 부문에서 총량 부문으로 판매하는 배출권 양이 그 반대의 경우보다 적을 경우에만 판매할 수 있도록 하고 있다.

3.9 미준수시 벌칙

배출권 거래제도는 참여 업체에 대해 배출권 보유량 보다 낮은 수준의 배출만을 허용한다. 이는 제도 시행을 위해 가장 필수적인 조건이므로 참여 업체가 이 조건을 위반하도록 방지하여서는 안된다. 물론 불가피한 특수상황이 발생하여 이 조건이 위반되는 경우가 발생할 수 있지만 정상적인 상황에서는 모든 업체가 이 조건을 만족시키기 위해 노력하도록 유도할 수 있어야 한다. 이를 위해 필요한 것이 조건 위반시 충분히 강한 벌칙을 부과하는 것이다.

배출업체가 배출량 이상의 배출권을 확보하도록 유도하기 위해서는 배출업체가 배출량 이상의 배출권을 확보하는 것이 그렇지 않는 경우보다 이익이 될 수 있도록 하여야 한다. 이를 위해 적절한 조치중의 하나는 배출업체의 배출량이 배출권 보유량 보다 많은 경우 그 차이에 해당하는 양에 대하여 배출권 시장가격 이상의 벌금을 부과하는 것이다. 하지만 배출권의 시장가격은 통상적인 다른 상품의 시장과 마찬가지로 시기에 따라 큰 변동을 보일 수 있고 정확한 가격수준을 아는 데도 많은 어려움이 따른다. 따라서 예상되는 시장가격보다 충분히 높은 수준의 벌금을 사전에 결정하여 적용하는 경우가 많다. 예를 들어 덴마크에서는 톤당 DKK³⁴⁾ 40을 초과배출량에 부과하고 있으며, 영국에서는 이산화탄소 톤당 30파운드의 벌금을 부과하고 있고, EU에서는 1차 이행기간(2005~2007년)에서는 이산화탄소 톤당 40유로, 2차 이행기간(2008~2012년)중에는 100유로의 벌금을 부과하기로 결정한 바 있다.

이처럼 사전에 벌금 수준을 정하는 것이 바람직하지만 인센티브 경매의 경우에는 경매의 낙찰가격이 향후 시장가격 뿐만 아니라 적절한 벌금 수준 결정에 유용한 정보를 제공하게 된다. 즉, 경매의 낙찰가격보다 매우 높은 수준으로의 가격형성 가능성은 매우 희박하며, 따라서 낙찰가격의 2~3배 수준으로 벌금을 결정할 경우 합리적인 벌칙으로서의 기능이 보장된다 하겠다. 영국에서도 당초에 2002년에는 평균 시장가격

34) DKK (Denmark Krone): 덴마크 화폐단위로 1 US\$ = 6.8 DKK 정도임

의 1.3배, 2~3년 후에는 톤당 20파운드와 평균가의 2배 중 높은 가격을 벌금으로 부과할 예정이었으나, 인센티브 경매 시행결과 17.79 파운드의 가격이 형성된 다음에는 이의 약 2배 수준인 30 파운드로 결정하였다는 점은 흥미로운 사실이라 할 것이다.

<표5-13> 교토메카니즘 하에서의 배출권 유형

거래단위	메카니즘	1차 이행기간 중 활용 한도	이월(banking) 한도
AAU (Assigned Amount Unit)	부속서 B국가에 대한 교토의정서하의 할당량	한도 없음.	한도 없음.
RMU (Removal Unit)	부속서 B국가의 흡수원 감축량에 대해 사후발행된 배출권	산림경영에 대한 RMU의 경우 국가별로 한도 설정(마라케시 합의)	이월 불가능
CER (Certified Emission Reduction)	청정개발체제(Clean Development Mechanism)	흡수원 사업에 따른 CER의 경우 구매국 할당량의 1%	구매국 할당량의 2.5%
ERU (Emissions Reduction Unit)	공동이행(Joint Implementation)	한도 없음.	구매국 할당량의 2.5%

배출권거래제는 배출량의 일정한 수준으로 제한하고자 하는 정책목표 하에서 시행되는 제도로서 불이행시 벌금과 함께 초과(위반) 배출량을 차기 이행기간의 할당량에서 공제하는 벌칙도 병행하는 경우가 많다. 즉, 벌금의 부과를 통해 총량목표를 초과하여 배출하지 않도록 유도하지만, 이를 위반할 경우 그에 대한 벌금은 물론 위반량을 차기 이행기간 할당량에서 공제함으로써 결국 총량목표의 이행을 강제하는 것이다. EU의 경우도 벌금과 함께 차기할당량에서의 삭감을 동시에 적용하고 있으며 미국에서 시행되는 다수의 배출권거래제 사례에서도 이를 적용하고 있다. 마라케시 합의에서도 교토의정서상 감축목표 불이행국가에 대해서는 차기 이행기간 할당량에서 초과배출량의 1.3배를 삭감토록 하고 있다. 본 연구에서도 위반량에 대한 벌금과 함께 차기 이행기간 할당량에서 위반량의 100%를 삭감하는 벌칙을 함께 적용할 것을 제안한다. 이 경우 감축목표 미달성에 따라 지급 받지 못한 인센티브에 대해서는 차기 이행기간에서 달성할 경우 당초 인센티브의 50%를 지급함으로써 사후적인 달성 노력에

대해 보상하는 방안을 제안한다.

교토의정서에 따라 거래되는 국제 배출권과의 관계에 있어서 국내 배출권 거래제도에서 국제적으로 공인된 교토의정서 배출권을 인정하는 것이 경험 축적을 위해 바람직할 것으로 판단된다. 마라케시 합의에 따르면 4종류의 국제 공인 배출권을 규정하고 있는데, 우리나라는 청정개발체제(CDM) 사업에 따른 크레딧(CER)을 취득할 수 있다.

3.10 이월(Banking) 및 차입(Borrowing)

특정 이행기간에 할당된 배출권 중 의무이행에 충당하고 남은 양을 차기 이행기간에 이용할 수 있도록 하는 이월(Banking)이나 차기 이행기간에 할당될 배출권을 전기의 의무이행을 위해 당겨 쓸 수 있도록 하는 차입(Borrowing)은 모두 참여기업이 삭감노력과 관련 의사결정에 선택의 폭을 넓혀준다. 이처럼 참여기업의 경영활동을 촉진하는 반면에 이월이나 차입을 통해 배출삭감노력이 기간별로 매우 불균등하게 분포될 가능성이 있는데, 특히 단기간에 오염도가 크게 높아질 수 있는 경우(예: 오존 및 먼지 오염)에 심각한 문제를 발생시킬 수 있다. 기후변화문제의 경우에는 오염물질의 배출이 오염도에 미치는 영향은 물론 오염도에 따른 피해의 발생이 모두 장기간에 걸쳐 나타나므로 수년 단위 수준에서의 기간별 배출집중이 특별한 문제를 야기하지는 않는다고 볼 수 있다. 따라서 원칙적으로 배출업체의 의사결정에 폭넓은 선택권을 주는 것이 바람직하다.

하지만 차입의 경우 무제한적 허용은 특정 이행기간에서의 감축의무를 차기 이행기간 배출권 차입으로 대신하는 행동을 지속할 경우 배출삭감노력이 연쇄적으로 지연될 수 있는데, 특히 무한정 지연될 수 있는 가능성도 있다. 따라서 차입에 대해서는 기간별 오염문제의 심각성이 문제가 되지 않는 환경에서도 허용에 신중을 기해야 한다. 본 연구의 사례조사결과에서도 차입을 허용하는 경우는 발견할 수 없었으며 차입에 따른 부작용을 고려할 때 이를 허용하는 것은 바람직하지 않다고 판단된다.

이월의 경우는 대부분의 사례에서도 허용하고 있듯이 차입과는 달리 부작용 가능성이 적다. 즉, 이월을 하기 위해서는 미래에 배출량을 줄이기보다 미리 줄이는 노력을 할 경우에 가능하므로 조속한 배출감소노력을 유도할 수 있다. 이는 단기적으로

오염문제가 심각해질 수 있는 경우가 아니라면 특별한 부작용이 없다. 이월을 허용함으로써 참여 기업이 중장기적인 의사결정을 함에 있어서 보다 유연하게 대처함으로써 기간간 자원배분의 효율성을 증가시킬 수 있다. 따라서 이월에 대해서는 제한없이 허용하는 방안이 필요하다. 이는 이월 제한 혹은 할인에 따른 재산권 가치의 불확실성을 제거하여 시장의 안정성을 향상시킬 수 있다.

시범사업에 참여하는 기업의 온실가스배출저감활동은 일종의 조기실행(Early action)으로 판단할 수 있으므로 이에 대한 보상 차원에서 사업기간 종료 후에도 온실가스 정책(예: 강제적 배출권 거래제도)하에서 인정받을 수 있도록 하는 것이 바람직하다. 우리나라가 미래 일정기간에 국제적으로 감축의무를 부담하게 될 경우, 시범사업 하에서 이월된 배출권이 국제 감축의무 이행기간으로 공급될 수 있다. 이 경우 국제적으로도 국내 시범사업에 따라 이월된 배출권을 추가 할당받을 수 있도록 노력하고, 추가할당이 불가능할 경우는 정부가 이월된 양을 배출권 시장을 통해 구매하여 소각하는 방안을 추진할 필요가 있다.

3.11 감시 및 확인

시범사업에 참여하는 기업의 기준 배출량 및 실제 배출량에 대해서는 정확한 산정과 확인과정이 필요하다. 기준 배출량과 실제 배출량은 일차적으로 해당 업체의 보고 자료를 토대로 제3의 인증기관에서 입증하는 절차가 필요하다. 인증기관에 대해서는 정부가 일정한 조건을 만족하는 기관에 대해서 허가하도록 한다.

업체별 배출량의 산정은 세계자원연구소와 세계지속발전기업위원회에서 공동으로 추진하는 온실가스 의정서(GHG Protocol)을 표준으로 삼을 수 있다. 또한 현재 다수의 배출구에 설치되어 있는 굴뚝측정장치(TMS)로부터의 데이터를 통해 확인할 수 있을 것이다. 예를 들어 굴뚝측정장치를 부착한 배출시설에 있어서는 굴뚝측정장치에서 측정된 배출량을 실제 배출량으로 인정함으로써 불필요한 행정비용을 시간을 절약할 수 있다.

제6장 온실가스 배출권 모의거래

1. 개요

1.1 모의거래 목적 및 의의

선진국을 중심으로 온실가스 배출권 거래제도 도입을 위해 다양한 모의거래 및 모의실험이 진행 중에 있는데, 그 이유는 정책결정자와 향후 온실가스 배출권 거래제도 편입 대상자에게 많은 시사점을 제공하기 때문이다. 정책 결정자 입장에서는 온실가스 배출권 거래제도를 도입할 경우 잠재적인 문제점을 파악할 수 있으며, 배출권 거래제도 운영규정 등의 효과에 대한 규명이 가능하기 때문이다. 또한 제도 도입 시 지원방안 등 제도의 효율성 향상 및 안정성 확보 등이 가능한 도입방안 수립에 대한 기초 자료로의 가치가 있다. 그리고 온실가스 배출권 거래제도 도입할 경우와 도입하지 않을 경우에 대한 각각의 비용 대비 효과에 대한 유추 가능하다. 해외 연구결과 이미 배출권 거래제도의 비용효율성이 입증되었으나 국내에 도입 시에는 국내 여건 즉, 환경·사회·경제환경 등의 요소에 따라 다를 수 있다. 따라서 국내에서 별도의 모의거래를 통해 배출권 거래제도 도입 시의 비용효율성에 분석이 필요하며 그 결과는 향후 배출권거래제 시범사업 및 본 사업 실시 결과에 어느 정도의 시사점 제공이 가능하다. 편입 대상자 입장에서는 사전적인 교육 및 학습의 효과 획득이 가능하며, 향후 시장에 참여할 경우 필요조건에 대한 인식의 제고가 가능하다. 또한 시장에 참여할 경우 요구되는 기본정보에 대해 사전적인 인식이 가능하며 시장에 참여함으로써 긍정적인 효과를 얻기 위해서는 적절한 거래전략 수립이 필수적임을 인지 가능하기 때문이다. 그리고 모의거래에 참여한 기업의 경우 사전적으로 국내 배출권 거래시장의 미래를 경험할 수 있으므로 이에 대한 중장기적인 위험관리전략 수립에 도움이 될 수 있다.

서두에 기술한 것처럼 온실가스 배출권 모의거래는 향후 미래에 도입될 온실가스 배출권 거래제도 시범사업 및 본 사업 추진을 위한 많은 기본 정보를 제공함과 동시에 참가자에게는 향후 정책 및 제도에 대한 사전적인 대비에 도움이 될 수 있다. 본 연구진은 모의거래의 목적 및 필요성 중에서 다음과 같은 3가지의 기본 목적을 수립하였다.

- ① 본 연구진이 제안한 국내 온실가스 배출권 거래제도 시범사업안의 적용성을 분석·검토한다.
- ② 국내에 배출권 거래제도를 도입할 경우 비용효율성에 대한 분석을 통하여 결과를 도출한다.
- ③ 모의거래에 참여하는 국내 5개 산업부문 7개 기업의 참가자에 대해 기후변화협약 및 온실가스 배출권 거래제도에 대한 사전 교육을 실시하여, 국내 산업계가 사전 대비의 필요성에 대한 인식을 제고할 수 있도록 한다.

1.2 주요 내용

본 장은 국내 5개 산업부문 7개사가 참여하여 진행한 온실가스 배출권 모의거래에 대한 연구 내용이다. 본 연구진이 진행한 모의거래는 2장에서 제시한 국내 온실가스 배출권 거래제도 시범사업안을 토대로 하여 진행한 것으로 위에서 기술한 3가지의 큰 목적을 만족시킬 수 있도록 진행하였다.

모의거래의 원활한 진행을 위하여 국내외 온실가스 배출권 모의거래 및 모의실험에 대한 사례분석을 통하여 주요 결론 및 시사점을 도출하고, 본 연구진이 국내 온실가스 배출권 거래제도 시범사업안의 운영규정에 기초하여 해외사례 주요 결론 및 시사점을 반영하여 본 모의거래의 기본 목적 및 운영방안을 수립하였다. 또한 기본 목적 및 운영방안에 따라 참가자 모집, 시장구현 소프트웨어 개발, 세부 운영규칙 마련 등 모의거래를 위한 사전 준비작업을 진행하였고, 모의거래 결과에 대한 분석 및 검토를 시행하였다. 본 장에서는 모의거래 사전 준비작업에서부터 모의거래 과정 및 결과 분석 등 일련의 과정에 대한 개괄적인 내용을 포함하고 있다.

2. 국내외 온실가스 배출권 모의거래 및 모의실험 사례조사

해외 배출권거래제 사례조사와 별도로 국내외 모의거래 및 모의실험 사례조사를 수행한 이유는 각각의 사례를 통하여 그 목적을 명확히 하는 것에 있으며, 기본적인 모의거래 및 모의실험의 조건 및 주요 구성사항에 대한 조사를 수행한 후 각각의 장단점을 분석하여 최적의 모의거래를 수행할 수 있는 기본여건을 마련하는 것에 있다. 또한 각 모의거래 및 모의실험에서 도입된 모델에 대한 분석을 통해 모의거래 실시 목적에 부합하는 모델을 개발하였다.

해외 모의거래 및 모의실험 사례는 국가 또는 지역 차원에서 최적의 운영방안 마련을 목적으로 수행된 모의거래 및 모의실험과 각 기업에게 최적의 거래전략 제공할 목적으로 실시된 모의실험으로 구분 가능하다. 전자의 경우는 EU의 GETS (Greenhouse gas and Emissions Trading Simulation) 모형과 IEA (International Energy Agency) 모형이 대표적인 예이며, 후자의 경우는 ERM (Environmental Resources Management)사의 BETS (Business Emissions Trading Simulation) 모형, WHETHER (WHen to Emissions Trade, How to Estimate Risk) 모형과 CO2e.com사의 Market simulation software model 등이 있다.

국내의 경우 2003년 4월 23일~24일에 에너지관리공단에서 모의거래를 실시하였는데 이는 EU의 GETS 1 모형과 유사한 양식으로 국내 5개 발전회사를 대상으로 진행한 것으로 해외사례에 비추어 볼 때, 가장 초기적인 모델에 해당한다.

본 보고서에서는 해외 모의거래 및 모의실험 사례 중 EU의 GETS 모형 및 IEA 모형과 국내 에너지관리공단의 모의거래를 중심으로 기술하였다.

2.1 EU GETS (Greenhouse Gas and Energy Trading Simulations) 모형

1) 개요

총 3차례에 걸쳐 EU 내에서 회원국 및 기업들을 대상으로 시행된 모의거래에 이용

된 온실가스 배출권 거래 모의실험 모델로 초기에는 EU의 전력산업부문을 대상으로 개발·시행되었으며, 최근에는 20개 유럽국가와 10개 산업 부문을 포괄하여 시행되었다. 3차례에 걸친 각각의 모델 및 모의거래에 대해 GETS 1, GETS2, GETS 3으로 명명하였다.

GET 1은 유럽 전력협회(EURELECTRIC association) 회원국 중 19개 전력회사를 대상으로 이산화탄소와 전력 등의 모의거래를 위해 1999년 처음으로 개발한 모델로 일반적인 온실가스 배출권 모의실험 모델 중 초기모델에 해당한다. GETS 2는 전력회사 뿐 아니라 에너지 공급회사와 에너지 집약적 산업을 포함한 35개 참가자로 확대되면서 기존 모델보다 가상거래(Virtual Trading)를 위한 모형 개발이 본격화된 것이 큰 특징이다. GET 3은 20개 유럽국가와 10개 산업부문을 포괄할 수 있도록 개발되어 유럽 내에서 가장 대표적인 배출권거래제 시뮬레이션 모형이자 현재까지 개발된 다양한 모형 중에서 가장 발전한 형태라고 할 수 있다.

2) GETS 1

가) 참가자

1999년에 EU 회원국 14개국의 19개 전력회사가 참여하여 8주 동안 모의거래에 이용된 모델로 참여사들이 임의적으로 16개 가상전력회사(Virtual Power Companies, VPC)를 설정하여 공동으로 모의거래에 참여하였다. 본 모델은 전력생산량, 발전소 종류 및 용량, 과거 CO₂ 배출실적을 기반으로 하여 실험 시행하였고 기준년도는 2000년으로 설정하였다.

나) 운영체계

2005~2012년을 가상 이행기간으로 하고, 1주가 1년 또는 2년을 대표하는 것으로 하여 총 8주 동안 실험하였으며 이행기간 중 2000년의 전력공급량을 기초로 매 이행기간마다 일정한 증가율(0~2%)을 강제로 할당하여 BAU를 전망하였으며, 총 이행기간을 2005~2007년을 1차 이행기간, 2008~2012년을 2차 이행기간으로 구분하여 모델을

설계하였다.

CO₂ 배출량 저감목표량은 2005~2007년에 2000년 대비 2%, 2008~2012년에 5%로 강제 할당하였으며 전력수요량을 만족시킨다는 조건을 참가자가 용이하게 만족시킬 수 있도록 CO₂ 뿐만 아니라 전력도 매매가 가능하도록 하였다.

다) 주요 결과 및 시사점

16개 가상전력회사 중 14개 사가 목표를 달성하였으며, 이중 2개 사는 1차 이행기간 중에는 목표달성에 실패하였으나 2차 이행기간 종료 후에는 목표를 달성하였다. 미달성 2개사는 다량의 CO₂ 배출권을 매수하였음에도 불구하고 목표달성에 실패하였다. 모의실험에서는 총 6천만톤의 CO₂ 및 30 TWh의 전력이 거래되었으며, 거래가 진행될수록 CO₂ 배출저감비용의 증가에 따라 CO₂ 및 전력가격이 상승하는 경향을 보였다. 다양한 설계 변수에 따른 결과를 종합한 결과 온실가스 배출권거래제가 전력 부문의 CO₂ 저감에 상당히 효과적이라는 결론을 도출하였다.

3) GETS 2

가) 참가자

GETS 1에서 전력회사만을 대상으로 진행한 것에서 확대하여 EU 백서에서 제시된 7개 산업부문(전력, 석유와 가스, 철강, 유리, 시멘트, 화학, 제지)에 해당하는 가상기업을 설정하고 EU 산업협회를 중심으로 참여하였다.

나) 운영체계

기준년도는 1999년으로 설정하였으며 이행기간은 총 2005~2015년으로 설정하였다. 총 이행기간은 다시 3개의 공약기간(Commitment Period; CP)으로 구분하였으며, 각 공약기간은 2005~2007년(CP1), 2008~2010년(CP2), 2011~2015년(CP3)에 해당한다.

1999년 생산수준, 설비특징(유형, 용량 등), CO₂ 배출량, 전력소비를 기준으로 각 VC가 결정되며, 각 VC에 관한 이러한 정보들은 모의거래 이전에 모든 VC에게 공개

하였다. 각 CP말기에는 차기 기간의 배출허용량이 VC와 조정위원회(Steering Committee)의 협의 하에 결정되며, 각 기간 중 의무이행에 사용되지 않은 허용량은 차기로 자동적으로 예치되었다. 계약은 선물거래 형태로 이루어지며 6년 이내에 거래 가능하도록 설계하였다.

다) 초기 할당방식

초기 할당방식에 의한 파급효과를 파악하기 위해 Gets 2에서는 3개의 할당방식을 반영하여 이를 각각 GETS 2.1, GETS 2.2, GETS 2.3으로 명명하였다. GETS 2.1은 과거 실적을 기준으로 배분(Grandfathering)한 것이며, 1999년 대비 CP1(-2%), CP2 (-5%), CP3 (-8%) 등 각 CP별 저감목표량을 설정하였다. GETS 2.2는 벤치마킹을 통해 배출량을 배분하는 방식으로 이것을 적용하기 위해서는 무엇보다 부문 내에서 참가자들의 상대적 효율성이 파악되어야 하는데, 부문 내의 VC 참가자가 적을 경우에는 이를 파악하기가 곤란하기 때문에 이 경우 과거실적을 기준으로 배분하였다. GETS 2.3은 경매방식을 도입한 것으로 각 CP에서 VC들의 기준년도 배출량의 50%와 해당 CP의 기간을 곱하여 경매를 위한 할당량이 결정되도록 설계하였다. 경매기간 중 참가자들은 과거실적 기준으로 할당받은 양의 140% 이상을 구매할 수 없도록 제한하였으며 특히, 원단위 부문(specific sectors)에 속한 VC들은 기본적으로 경매에 참가 못하도록 설계하였다.

Gets 2 모형의 특징 중 하나는 원단위 부문과 총량 부문(absolute sectors)간 거래가 가능하도록 설계되어 있다는 점으로 영국 배출권 거래제도와 유사하게 원단위부문과 절대량부문의 거래는 원단위 부문에 속한 기업들이 교환수단으로 절대량 단위 (예, CO₂ 등가)를 사용할 수 있도록 하였으며 거래시장에서 초과공급이 발생을 방지하기 위해 원단위 부문은 항상 gateway scheme을 통해서만 거래가 가능하도록 설계하였다. Gateway Scheme이란 기본 원칙은 두 부문간 거래 시 원단위 부문이 구매할 경우에는 아무런 제약이 없지만, 판매할 경우에는 유예기간 이후에만 가능하며 판매량도 시물레이션 운영자에 의해 검증되도록 제한한 것으로 원단위 부문의 VC가 거래에 참여하기 위해서는 시물레이션 운영자와 각 CP별로 배출효율협약을 체결하며 배출효

을 목표치(Emission Efficiency Objective: EEO)를 설정하도록 하였다.

라) 주요 결과 및 시사점

배출권 거래기간 동안의 모든 가상기업들이 저감목표량을 달성하였는데, 이는 GETS 2 모델이 참가자가 투자시기를 최적화할 수 있도록 거래시장에서의 CO₂ 가격과 에너지가격 및 기업의 비용을 고려한 의사결정을 지원할 수 있는 시스템을 제공하였기 때문이다.

본 모의실험의 주요 설계변수였던 3가지 초기 배출권 할당방식에 따라 가상기업에게 미치는 영향은 매우 상이하게 나타났다. 특히, 동일한 가상기업이 할당방식에 따라 배출권의 주요 구매자가 되기도 하고 주요 판매자가 되기도 하는 양상을 보였다. 이러한 결과는 초기 할당방식이 모든 참여기업에게 공평할 수 없다는 사실과 할당방식의 변화는 다양한 방식으로 개별기업에 과급효과를 미칠 수 있음을 보여 준다.³⁵⁾

마) 제재 사항

각 CP 이후에는 가상기업에 대해 의무이행에 관한 사후평가가 이루어지며, 불이행 시 벌칙을 부과하는데, 그 방법론은 원단위 부문과 총량단위 부문 모두 초과배출량의 150%를 차기 CP의 저감 목표량에 추가적으로 부여하는 것이다.

4) GETS 3

가) 참가자

GETS 1과 GETS 2의 경험을 기초로 하여 가능한 다양하고 많은 수의 산업부문을 포함시키고, EU의 온실가스 배출권 거래제도를 실질적으로 모사하기 위해 개발된 모형으로 유럽 내 20개 국가와 전력산업협회와 9개의 각종 산업협회가 주요 참가자로 참여하였다.

35) 에너지관리공단. 2003. 5. 「온실가스 배출권거래제 시범사업 연구」.

나) 운영체계

기준연도에 대해서는 특정연도 또는 온실가스 배출량 기준을 설정하지 않고 다양한 운영규정에 따라 서로 각기 다른 기준연도 대비 Grandfathering 및 경매를 진행하여 참가자들이 자유롭게 시나리오를 검토할 수 있도록 하였다. 다만 2008~2012년과 2013~2017년을 이행연도로 하고 2005~2007년을 사전이행기간으로 설정하여 참가자의 혼란을 방지하였다.

참가자에게는 국가별 또는 부문별로 EU의 ECCP (European Climate Change Programme)을 분석하여 향후 미래에 주요인자에 관한 정보를 제공하였다. 이러한 주요 인자는 ERM사의 WHETHER (WHen to Emissions Trade and How to Estimate Risk) 모델을 이용하여 산출하였으며, 미래의 연간 배출량예상량, 이행비용, 시장거래량 및 가격, BAU, 6가지 온실가스에 대한 한계저감비용 등이 대표적인 예이다. 이는 참가자가 모의실험 내에서 거래 시에 중요한 참고자료로 이용할 수 있으며, 현실에 가까운 정보를 제공함으로써 모의실험 결과의 신뢰성을 높일 수 있다는 장점이 있으나 미래 시나리오에 대한 방대한 데이터베이스 및 정밀한 분석 능력이 선결되어야 한다.

GETS 3는 배출거래제도의 비용효율성을 입증하는 것이 주요 목적이기 때문에 No trading, Latest guess, Perfect trading이라는 3가지 시나리오를 기반으로 모의실험을 진행하여 각 시나리오별 목표달성 과정 및 결과를 분석하였다. No trading은 20개 국가 간의 거래와 JI (Joint Implementation)을 허용하지 않을 경우 즉, 교토메커니즘 시행 없이 자체적인 온실가스 배출저감사업만으로 ECCP 목표를 달성하는 시나리오이며, Latest Guess는 EU Trading Directive의 시스템을 그대로 차용한 경우이며 마지막으로 Perfect Trading은 모든 참가자가 2005년 이후에 자유롭게 거래하도록 하는 경우이다.

라) 주요 결과 및 시사점

Perfect trading 시나리오는 No trading 시나리오에 비해 2017년까지 ECCP를 만족시킨다는 가정 하에 총 이행비용을 약 800억 유로이상 절감되는 것으로 나타났으며,

특히 No trading 시나리오의 경우 ECCP를 만족하지 못할 뿐만 아니라 3가지 시나리오 중 가장 많은 비용이 소요되는 것으로 나타났다. 또한 일부 국가를 trading에 참여할 수 없도록 하였을 경우 참가자 전체의 이행비용 증가가 발생하였다.

본 모의실험 결과에 따르면 배출저감량 중 일부를 GHG 배출저감사업만을 통해 저감할 수 있도록 의무를 부과할 경우 이행비용의 증가를 가져오며, 특히 의무비율이 증가할수록 비용의 증가가 발생한다. 반면에 거래 시에 아무런 제한이 없을 경우에는 전체적인 이행비용이 절감되는 양상을 보인다. 온실가스 배출권 거래제도 시행시기에 따른 결과를 도출하기 위해 2003년에 시작한 경우와 2008년에 시작한 경우 두가지 모의실험 결과를 비교·분석한 결과 배출권 거래를 일찍 시작할수록 이행비용을 절감할 수 있는 것으로 나타났다.

산업별 및 기업별로는 전력산업, 철강산업, 화공산업부문이 배출권 거래제도에서 배출권의 주요 판매원으로 나타났으며, CO₂를 제외한 온실가스는 전체적으로 이행비용에 많은 영향을 주지 않으나 하나의 개별기업의 관점에서는 많은 영향을 받는 양상을 보였다.

본 GETS 3 결과를 고려할 때, 온실가스 배출권 거래제도 운영에 많은 영향을 주는 요소로는 시장조건, 거래대상물질, 도입시기 등이며, 이에 대한 신중한 접근이 필요하다는 것을 알 수 있다.

2.2 IEA 모형

1) 개요

대부분의 배출권 거래제도 모의거래 및 모의실험이 한 국가 또는 산업계를 대상으로 한 반면에 본 모의거래는 IEA 소속국가 및 기업 등이 동시에 참여하여 거래할 수 있도록 모형을 제공한 것에 그 특징이 있다. 즉, 거래제도 내에서 참가자를 각 국가, 기업 등 다양화한 것에 그 의미가 있다고 하겠다. 물론 EU GETS 모의거래에서도 GETS 3에서는 EU 회원국이 참여하였으나, 이는 EU 역내 국가만을 대상으로 한 것이

며, EU에서 각 회원국에게 Burden Sharing 부여한 것을 기초로 한 것이므로 IEA 모의거래와는 차이가 있다.

2000년 6월~7월 사이에 IEA 소속 국가와 일부 기업이 참여한 가운데 실시하였는데, 미국, 캐나다, 호주, 일본 등이 주요 국가로 참여하였으며, 캐나다 및 호주의 일부 기업이 참여하였다. 2000~2013년에 해당하는 기간을 총 8번의 CP로 분리하여 실험을 수행하였고, 모의거래 결과 배출권 거래제도 이행을 통하여 약 60% 정도의 비용 절감 효과를 거둔 것으로 나타났다.

2) 주요 참가자

호주, 캐나다, 미국, 일본 등 IEA 소속국가 및 EU 회원국이 주로 참여하였으며, 호주 및 캐나다의 기업도 참여하여 총 24개 가상 참가자를 구성하였다. 캐나다 정부는 본 모의거래에서 가상 정부 및 가상 기업 등 2가지 역할을 동시에 수행하기도 하였다.

3) 운영체제

2000~2013년을 총 8개 CP로 구분하여 총 4주에 걸쳐 이행하였다. 8개 CP는 각각 2000~2003년, 2004~2007년, 2008년, 2009년, 2010년, 2011년, 2012년, 2013년으로 구분된다. 본 모의거래의 기본적인 운영규정은 가상 정부를 구성한 각 참가자는 모국의 교도협약 Annex B의 감축목표를 이행하는 것을 본 모의실험에서의 목표로 설정하였으며, 특히 EU 회원국일 경우에는 상기 목표뿐만 아니라 EU burden-sharing agreement에서 규정된 저감목표량도 만족하여야 한다. 반면에 불이행 시 특별한 제재조치를 설정하지는 않았다.

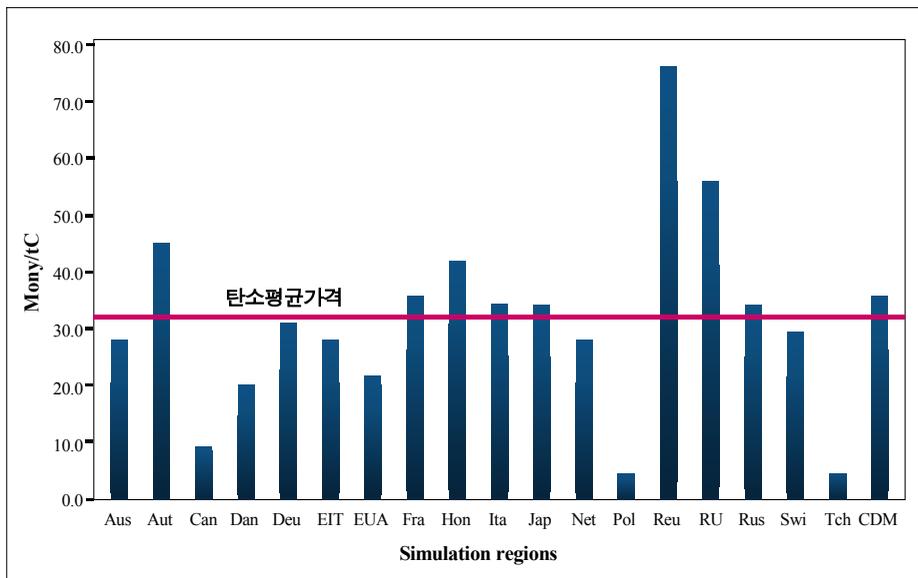
IEA에서는 참가자의 거래 전략 수립 지원을 위해 국가 또는 산업별 이산화탄소 저감 전략 시나리오 제공(한계저감비용 유추 모델 제공)하고, 참가자들은 이를 기반으로 거래하도록 하였다.

개인 기업의 경우 호주와 캐나다에서 각각 3개와 2개씩 참여하였는데 개인기업에

계는 해당국 정부에서 참여한 기업에게 2012년까지 배출저감 할당량을 별도로 부여하도록 하여 개인기업 참가자는 이를 만족하는 것을 목표로 설정하였다.

4) 주요 결과 및 시사점

교토협약의 감축목표를 달성하기 위한 이행비용을 배출권 거래제도를 통해 절감이 가능하다는 것이 본 모의실험에 주요 결과이다. 그러나 러시아가 상대적으로 저가의 배출권을 다량으로 판매하였기 때문에 본 모의실험의 결과만으로 배출권 거래제도의 비용효율성을 단정적으로 말할 수 없다. 각각 참가자의 한계저감비용 대비 평균탄소 가격은 <그림6-1>과 같다. 그림에서의 'Mony'는 본 모의실험에서의 화폐단위이다.



자료: Richard Baron (2000)

<그림6-1> 참가자 한계저감비용 대비 평균탄소가격

2.3 국내 온실가스 배출권 모의거래 사례

1) 개요

국내 5개 발전회사를 대상으로 2003년 4월에 2일간 에너지관리공단이 주최하여 실시한 모의거래로 기준연도는 2002년, 시나리오 연도는 2005년, 2006년, 2007년으로 총 3년에 대한 모의거래를 수행하였다.

2) 주요가정 및 요구자료

총 발전량 및 에너지원 구성, 에너지원별 가격은 1차 전력수급계획(2002~2015) 전망치 및 발전기별 가동률 및 효율에 따른 연료 투입량 등의 자료를 이용하여 IPCC 계수를 활용하여 BAU의 이산화탄소 배출량 산출하였다. 단, 발전기별 가동률 및 효율에 따른 연료 투입량 등은 2002년 효율이 유지되는 것으로 가정하였다.

참가자는 기준년도 및 시나리오 연도에 해당하는 사항 즉, 각 해의 설비용량, 발전량, 연료 사용량, 비용 등의 정보를 제공하였다.

3) 운영체계(<표6-1> 참조)

국내 5개 발전회사를 대상으로 한 본 모의거래는 이행기간을 총 3년으로 설정하고 목표설정 단위는 원단위를 기준으로 하였다. 또한 배출권할당 방식에 따라 2차례의 모의거래를 실시하였는데 모의거래 1은 2002년 원단위(tCO_2/MWh) 대비 2005년 2%, 2006년 3%, 2007년 4% 원단위 저감목표를 설정하여 강제적으로 배출권을 할당하였고 모의거래 2는 인센티브 경매를 통하여 배출권을 할당하여 참가자들이 자발적으로 저감목표를 설정하도록 하였다.

<표6-1> 에너지관리공단 모의거래 운영방안

구 분	모의거래 운영규정
참가자	5개 가상 발전회사 (Virtual Company; VC_1, VC_2, VC_3, VC_4, VC_5)
법적 근거	정부와의 자발적 협약
대상 온실가스	CO ₂
의무 이행기간	2005~2007년
이행 준수기간	1년 단위(1년 기간중 분기별 (4번) 거래)
목표 설정 기준	원단위(tCO ₂ /MWh)
거래단위	tCO ₂
기준년도	발전회사 분리 년도 (2002년)
초기할당배분	자발적 목표 원단위 설정 • 인센티브 경매 방식(동적 내림차순 경매)으로 목표 설정
인센티브 방식	<사전인센티브> • 동적 내림차순 경매 - 인센티브 금액 제시 [X원/(tCO ₂)] - 2002년 대비 원단위 감축 목표 입찰 (tCO ₂ /MWh) - 참가자별 인센티브 금액 = 감축 목표(tCO ₂ /MWh)×실적발전량(MWh)×인센티브(원/tCO ₂) <사후인센티브> 감축실적 = (목표원단위-실적원단위) × 실적 발전량
초기할당	배출권부여 = (목표원단위 * 기준 발전량)
책임원칙	불량배출권의 판매자 책임원칙
예치(banking) 및 차입(borrowing)	예치율 : 80%, 단 현재와 차기 배출권 총량을 고려하여 할인 차입 : 허용 안됨
제재조치	기간 내에는 미달성분의 1.5배를 차기년도에서 삭감 기간 종료 후에는 2007년 평균시장가격의 2배(원/tCO ₂) 부과
모니터링	CO ₂ 배출량=연료사용량×열량환산계수×탄소함유량계수×산화계수×44/12
보고의무	마감기한 (각 거래 종료와 동시에 자동 제출) • 발전량 • 원별 에너지 소비량 • CO ₂ Budget 현황 • CO ₂ 저감 이행수단 및 계획수단

자료: 에너지관리공단(2003)

거래 시에는 할당받은 배출권의 30%만을 거래할 수 있도록 한정하였으며 매 이행 기간 종료 후에는 각 참가자에게 발전량, 원별 에너지 소비량, CO₂ 배출권 보유 현황, CO₂ 저감 이행수단 및 계획수단 등을 보고하도록 하였다. 저감목표를 달성하지 못할 경우에는 기간 중 마지막 평균 시장가격의 2배의 벌금을 부과하는 제재조치를 마련하였다.

배출저감사업은 연료전환만을 옵션으로 부여하여 단순하게 진행하였으며, 따라서 기본적으로 연료전환에 기초하여 CO₂ 저감비용은 연료원별 원단위 차이와 단가 차이로 계산하였다.

4) 주요 결과 및 시사점

모의거래 1과 모의거래 2 모두 참가자가 저감목표를 달성하였으며, 특히 배출권 거래 비용효율성 측면에서는 모의거래 1은 4.4%, 모의거래 2는 1.4%로 그 효과가 나타났다. 평균 CO₂ 거래가격은 각각 CO₂ 톤당 22,000원과 14,000원으로 형성되었다. 그리고 참가자의 대부분의 연료 구성이 저탄소형인 LNG로 집중되는 양상을 보였다.

에너지관리공단에서 실시한 본 모의거래는 EU GETS 1과 유사한 형태를 보이는 것으로 국내에서 최초로 시행되었으며, 배출권할당 방법에 따른 거래 양상의 변화를 규명하고 있다는 것에 그 의의가 있다. 반면에 다양한 시나리오에 대한 검증 과정이 부족하였고, 참가자에게 시장거래전략을 수립할 만한 충분한 자료 및 시스템이 제공되지 않은 상황에서 실시된 모의거래라는 한계가 있다.

2.4 국내외 모의거래 및 모의실험 사례의 시사점

국내외 모의거래 및 모의실험 사례 분석을 통하여 다음과 같은 주요 결론 및 시사점을 도출할 수 있다.

- ① 온실가스 배출권 거래제도는 온실가스 배출을 비용효과적으로 저감할 수 있는

프로그램이다.

- ② 다양한 운영규정에 따라 배출권 거래제도 참가자의 행동양식 및 제도의 효과는 상이한 양상을 보인다. 따라서, 온실가스 배출권 거래제도의 효과적인 도입을 위해서는 다양한 운영규정을 적용하면서 지속적인 모의거래 및 시뮬레이션이 요구된다.
- ③ 온실가스 배출권 거래제도의 원활한 도입뿐만 아니라 효과적인 모의거래 및 시뮬레이션을 위해서는 배출량 정보 등과 같은 기초적인 DB 구축이 중요한 요소이다.
- ④ 국가별, 산업부문별, 기업별 등 참가자에 따라 배출권 주요 판매자와 구매자로 구분이 가능하며, 따라서 시장의 활성화를 위해서는 다양한 참가자가 요구된다.

국내외 사례를 종합하여 효과적 진행 및 결론 도출을 위하여 본 모의거래의 주요 목적 및 운영방안을 수립하였다. 본 모의거래의 목적은 우선적으로 국내 온실가스 배출권 거래제도 시범사업안 도입 시 비용효율성 및 제도의 효율성 규명에 기초한다. 따라서, 시범사업안의 주요 운영방안을 모의거래 운영방안과 연계하였다. 시장의 활성화 및 사실적인 결과 도출을 위하여 에너지관리공단이 수행했던 모의거래와는 달리 국내 에너지다소비업종 및 기타 산업부문의 참여를 유도하고, 참가자 수를 확대하였다.

3. 모의거래 주요 운영방안

모의거래를 운영하기 위해서는 기본적으로 참가자, 시장구현 소프트웨어, 배출권 거래제도 운영규정, 거래 기본자료 등이 필요하다. 본 모의거래에서는 자체 개발한 온실가스 배출권 모의거래 소프트웨어를 이용하여 웹상에서 거래가 가능하도록 하였으며, 거래 결과를 DB 형태로 정보를 제시할 수 있도록 설계되어 있다. 참가자는 국내 7개사 기업체 담당자와 전문가로 구성되어 있으며, 기업체 담당자는 배출권 거래 시 사용되는 자료를 제공하고, 전문가는 기업체 담당자가 제공한 자료를 검토하고 모

의거래 수행 시 필요한 기초 지식 및 거래 전략 등을 교육하는 역할을 수행하였다. 본 보고서에서는 모의거래 시 핵심사항이라고 할 수 있는 운영규정, 참가자 및 거래 기본자료 등을 기술하고 모의거래 운영 일지에 대해 간략히 기술하였으며, 마지막으로 시장 구현 소프트웨어는 다음 장에서 별도로 기술하였다.

3.1 운영규정

1) 본 모의거래 운영 규정

국내 5개 업종 7개 기업을 대상으로 진행한 본 모의거래는 기본적으로 제2장 국내 온실가스 배출권 거래제도 시범사업 시행방안을 기초로 한다. 모의거래의 개괄적인 운영규정은 <표6-2>와 같다.

본 모의거래는 국내 5개 산업 7개 기업이 담당자가 참여하여 2004년 1월 29~30일 양일간에 걸쳐 진행되었으며, 대상기간은 2006~2010년 총 5년으로 설정하였다. 시범사업안에는 각 이행기간을 3년씩으로 설정하였으나 총 대상기간이 5년인 이유는 시범사업에서는 참여기업들에게 새롭게 베이스라인을 설정할 수 있는 기회를 주어 유연성을 부여하고 새로운 참가자의 원활한 참여 기회를 제공하기 위하여 2008년을 1차와 2차로 중첩시켜 적용한 것이었으나 모의거래에서는 5년간 참가자가 한정되어 있으며, 또한 2006~2010년까지의 배출량이 참가자가 제출한 자료에 근거하여 일정하게 설정되어 있으므로 사업기간을 2차로 구분할 필요가 없기 때문이다. 또한 각 1년에 해당하는 시간을 소프트웨어에서는 30분을 적용하여 1달을 2분 30초로 설정하였다.

거래단위는 tCO₂를 적용하였으며, 대상 온실가스는 CO₂로 한정하였다. 그러나 CO₂ 외 온실가스 적용성을 간단히 검토하기 위해 전자산업의 경우 공정 중에 발생하는 PFC를 포함하도록 하였다. 대상 배출시설은 기본적으로 직접배출원(수송 부문 제외)과 간접배출원을 모두 포함하되, 간접배출원 중에서는 수전 부문을 포함하도록 하였다. 수전 부문 포함 시 배출계수는 2002년 국내 평균 전력 CO₂ 배출계수를 적용하였다.

<표6-2> 온실가스 배출권 모의거래 운영규정

구 분	모의거래 운영규정
시기(이행기간)	- 2006년~2010년
대상 온실가스	- CO ₂ (전자산업의 경우 CO ₂ 외에 공정 중에 발생하는 PFC 포함)
참가자	- 국내 5개 산업 7개 기업
대상 배출시설	- 직접배출량을 대상으로 하되 자동차는 제외 - 간접배출량의 경우 수전부문은 포함(배출계수는 2002년 국내 평균 전력 CO ₂ 배출계수 적용)
기준년도	- 2004년과 2005년 평균배출량
배출권 할당	- 인센티브 경매를 통한 자발적 저감목표량 설정 - 이행기간(5년간) 할당량: 기준(Baseline) 배출량에서 평균 배출저감목표확정량(인센티브 경매 시 낙찰된 수량)을 공제한 양에 5를 곱한 양 - 연도별 할당량: 1차년도부터 5차년도까지 각각 평균 배출저감목표 확정량의 50%, 75%, 100%, 125%, 150%로 점진적으로 확대
인센티브 경매	- 단계식 하향 경매 적용 - 참가자별 베이스라인 대비 5년간 평균저감목표량 입찰
거래 한도	- 적용 안함
이월 및 차입	- 이월(Banking)은 무제한 허용, 차입(Borrowing) 금지
미준수시 벌칙	- 연도별 배출권 제출량이 배출량에 미달할 경우 해당량(미달성분)에 대한 인센티브 경매 낙찰가의 3배를 곱한 금액 징수
계 좌	- 모든 참가자가 0원에서 시작 - 모의거래 과정 중의 저감사업비용, 배출권 거래 비용, 벌금 등을 반영
보 고	- 매년 종료 후에 소프트웨어 상에서 자동적으로 정리 <ul style="list-style-type: none"> ▪ 저감사업 실적 ▪ 배출권 거래 정보 ▪ 배출권 보유 현황 등

기준년도는 시범사업안에서는 과거 2년간 평균 배출량의 98% 수준으로 규정되어 있으므로 실질적으로는 2004~2005년 2년간의 배출량이 요구된다. 그러나 본 모의거래에서는 1998년부터 2002년까지의 실질 배출량과 2005년 예상배출량을 이용하여 2004년과 2005년의 평균배출량을 예측하여 이를 베이스라인으로 설정하였다. 배출저감목표량 및 배출권 할당은 참가자가 인센티브 경매 참여를 통해 자발적으로 설정할 수 있도록 하였다. 인센티브 경매 방식은 단계식 하향 경매를 적용하였다. 즉, 운영자가 인센티브 금액을 [원/tCO₂] 단위로 제시하면 참가자는 자율적으로 베이스라인 대비 5년간 평균저감목표량을 [tCO₂] 단위로 입찰한다. 모든 참가자의 입찰 총액이 인센티브 재원의 총액 이하로 형성될 때의 인센티브 금액이 낙찰가가 되며 각 참가자는 평균 저감목표량과 인센티브 금액을 곱한 만큼 인센티브를 제공받는다. 이 때, 평균 저감목표량에 5를 곱한 것이 5년의 총 저감목표량이 되며, 이는 베이스라인 대비 저감목표량이 된다. 즉, 각 참가자가 실질적으로 저감해야 할 온실가스 배출량은 예상배출량에서 배출권 할당량을 공제한 양이 된다. 각 이행기간별 배출권 할당량은 첫해에는 평균저감목표량의 50%, 2차년도에는 75%, 3차년도에는 100%, 4차년도에는 125%, 5차년도에는 150%로 설정하였다.

본 연구에서 제시한 시범사업 안에는 연도별 할당량의 90%를 초과하는 배출권에 대해서만 거래가 가능하도록 설계하였으나, 본 모의거래에서는 거래의 단순화를 위해 거래제한은 없도록 하였다. 이월 및 차입에 대해서는 시범사업안과 동일하게 이월은 무제한 허용하나 차입은 허용하지 않으며, 미준수 시에는 배출초과분에 인센티브 금액의 3배를 곱한 금액을 벌금으로 부과하였다.

본 모의거래에서는 각 참가자가 고유의 계좌를 보유하게 되며 계좌 총액은 모든 참가자가 동일하게 0원에서 시작한다. 모의거래 중에 배출저감사업, 배출권 거래 및 벌금 등 비용이 발생하는 항목은 계좌총액에 반영되며, 이 결과는 향후 모의거래 결과 분석의 기초자료로 이용된다.

매 1년이 종료될 때마다 각 참가자는 배출저감사업, 배출량 거래 현황, 배출권 보유 현황 등을 보고하도록 되어 있으며, 이는 본 모의거래에서 이용한 소프트웨어를 통해 자동으로 제공된다.

앞에서 기술한 국외 모의거래 사례를 보면 운영규정에 따라 시장에서 각 참가자의 행동양식, 거래결과 및 효과 등은 매우 다른 양상을 보이게 된다. 따라서, 최적의 운영 방안을 도출하기 위해서는 다양한 운영규정에 따른 모의거래가 필수적이나 해외사례에서 보듯이 이러한 조건을 만족시키려면, 오랜 거래기간 및 많은 참가자가 요구되며, 또한 온실가스 배출권 거래제도에 대한 정확한 이해가 필요하다.

그러나 국내에서는 이에 대한 기반이 부족하며, 본 모의거래의 목적이 본 연구의 시범사업안의 적용 가능성, 배출권 거래제도 비용효율성 분석 등에 그 초점이 있어, 다양한 운영규정에 대한 적용보다는 거래규정을 단순화하는데 중점을 두었다. 또한, 짧은 기간 내에 여러 가지 모의거래를 반복할 경우 학습효과에 의해 결과가 왜곡될 가능성이 있으므로 다양한 운영규정을 적용하지 않았다. 그러나 본 연구를 기초로 하여 향후에는 정부 관계자, 산업계 및 학계 및 연구기관 등의 전문가 등이 다양하게 참여하여 다양한 운영규정에 대한 적용이 필요하다.

2) 본 모의거래 및 국내외 사례 운영규정 비교

온실가스 배출권 모의거래에 대한 국내외 사례와 본 모의거래 운영규정을 <표6-3>에서 간단히 비교하였다. 대부분의 운영규정은 유사한 양상을 보이거나 목표기준 및 배출권할당 방법론이 각 사례별 운영규정의 주요한 차이임을 알 수 있다. 또한 EU GETS 모델의 발전 과정을 감안할 경우 본 모의거래는 국내에서 최초로 실시한 에너지관리공단 모의거래에서 진일보하여 EU GETS 2와 유사한 형태를 보임을 알 수 있다. 향후에는 EU GETS 3처럼 본 모의거래를 기반으로 하여 정부 관계자, 산업계, 학계 및 연구기관의 전문가 등이 공동으로 다양한 운영규정에 대한 지속적인 모의거래 및 Simulation이 필요하다.

<표6-3> 국내외 모의실험 사례와 본 모의실험안 비교

구 분	EU GETS			IEA	에너지 관리공단	본 모의실험
	GETS 1	GETS 2	GETS 3			
참가자	EU 14개국의 19개 전력회사	EU 백서에 제시된 7개 산업부문	EU회원국과 10개 산업협회	IEA회원국 중 총 24개국	전력회사 5개사	모든 산업부문
거래대상	CO ₂	CO ₂	온실가스6종	-	CO ₂	CO ₂
이행기간	2000~2012 (1년 또는 2년 단위)	2005~2015 (3년/3년/ 5년 단위)	1008~2017 (3년 또는 5년 단위)	2000~2013 (1년 또는 2년 단위)	2005~2007 (1년 단위)	2006~2010 (1년 단위)
목표기준	절대량	절대량 및 원단위	절대량 및 원단위	절대량	원단위	절대량
거래단위	tCO ₂ e	tCO ₂ e	tCO ₂ e	tCO ₂ e	tCO ₂ e	tCO ₂ e
기준연도	2000년	2002년	-	-	2002	2002년
배출권 할당	강제할당	3가지 방식 (강제할당, 벤치마킹, 인센티브 경매)	-	강제할당	인센티브 경매할당 방식	인센티브 경매할당 방식
예치/차입	-	-	-	-	예치 허용	예치 허용
제재조치	-	초과배출량 의 150%를 차기 period에서 삭감	-	-	미달성분 차기년도삭 감(150%). 기간 종료 후에는 2007년 평균시장가 2배 부과	미달성분에 대한 인센티브 금액의 300% 부과
비 고	매년 2%씩 전력공급이 증가한다는 가정 설정. 참가자에게 유연성 부여 측면에서 배출권 외에 전력도 거래	1 period 2%, 2 period 5%, 3 period 8% 절감율을 강제 할당(기준연 도 대비	배출권 거래제도의 운영방안에 대한 시나리오를 토대로 다양한 거래 진행	-	-	

3.2 참가자 및 거래 기본자료

1) 참가자

본 모의거래에는 국내 7개사 기업체 담당자가 자발적으로 참여하였는데, 업종별로 보면 석유화학산업 3개사, 철강산업 1개사, 전력산업 1개사, 제지목재산업 1개사 등 에너지다소비업종과 및 전자산업 1개사 등이다. 또한 모의거래 시 기업체 담당자에 대한 교육 및 지원을 수행하기 위해 연구기관 및 학계의 전문가가 참여하였다.

따라서 본 모의거래에는 총 14 개 기관 이상의 기업체 담당자 및 전문가가 참여하여 진행되었다.

2) 거래 기본자료

모의거래에 참여하는 기업체 담당자들은 실제 거래 시 필요한 여러 가지 기본자료를 제공해야 한다. 기업체 담당자들이 제공한 자료는 단순히 거래 시에만 필요한 것이 아니라 거래 결과를 분석하는 경우에도 그 기초자료로 이용된다. 따라서 기업체 담당자가 제공하는 자료의 정확성 및 신빙성이 매우 중요한 요소이다. 그러나 본 모의거래는 향후 배출권 거래시장 규모, 배출권 가격 등에 대한 정량적인 정보를 수집하기 위한 것이 아니라 시범사업 운용방안에 대한 검토를 목적으로 하고 있으며, 국내에는 아직까지 배출권 거래를 위한 기반 조성이 미비한 관계로 본 모의거래에서 수집한 기본 거래자료는 정확성 및 신빙성보다는 단순화 및 간략화에 중점을 두었다.

모의거래 실시 전에 기업체 담당자와 전문가가 함께 거래 기본자료 구성에 관한 회의를 진행하여 제출하는 자료 항목에 대한 협의를 거친 후 거래자료의 정확성 및 단순화 등 이중적인 목적에 부합시킬 수 있도록 노력하였다.

본 모의거래에서 이용된 기본 거래자료는 과거 배출량 정보, 미래 배출량 정보, 온실가스 저감수단에 대한 정보 등으로 크게 3가지로 구분 가능하다. 기본적으로 기업체 담당자가 제출하는 자료는 기존의 사내 자료 및 에너지절약을 위한 자발적협약

이행 자료 등 하여 기업의 실제 자료를 근간으로 하는 것을 원칙으로 하나 본 모의거래는 가상거래이므로 자료가 불충분하거나 참여사가 원할 경우에는 개연성 있는 가상자료를 구성하여 자료를 구성하였다.

가) 과거 배출량 정보

과거 배출량 정보는 1998~2002년에 해당하는 총 5년 동안의 정보를 제출하였으며, 구체적인 항목은 크게 CO₂ 배출량 및 매출액과 이를 기반으로 산정한 매출액원단위 등 3가지의 자료를 수집하였다(<표6-4> 참조). 위와 같은 기본 정보 이외에도 자료의 정확성 및 신빙성을 확보하기 위해 배출량 산정기준을 자유롭게 별도로 작성하도록 하였다.

<표6-4> 과거 배출량 정보 수집 양식의 예

연 도 \ 구 분	CO ₂ 배출량(tCO ₂)	매출액(천원)	매출액원단위(tCO ₂ /천원)
1998년			
1999년			
2000년			
2001년			
2002년			

나) 미래 배출량 정보

미래 배출량 정보 수집 항목의 경우는 과거 배출량 정보 수집 항목과 동일하나(<표 6-5> 참조), 운영규정에 따라 목표연도를 1차 목표기간과 2차 목표기간으로 구분하여 자료를 수집하였다.

시범사업 운영방안이 1차 목표기간은 2006~2008년이며, 2차 목표기간은 2008~2010년으로 설정되어 있으므로 본 모의거래에서는 자료 확보의 용이성 등을 고려하여 2005~2010년으로 설정하여 자료를 수집하였으며, 실제 모의거래에서는 시범사업 운영방안과 동일한 기간인 2006~2010년에 대해 모의거래를 실시하였다.

미래 배출량은 현재 현황과 동일하게 미래 기업활동 여건이 동일하다는 가정 즉, BAU (Business As Usual) 개념을 이용하여 작성하도록 하였으며 과거배출량 작성 시와 동일하게 배출량 전망 기준에 대해 기술하도록 하였다.

<표6-5> 미래 배출량 정보 수집 양식의 예

연도 \ 구분	CO ₂ 배출량(tCO ₂)	매출액(천원)	매출액원단위(tCO ₂ /천원)
2005년			
2006년			
2007년			
2008년			
2009년			
2010년			

<표6-6> 저감수단 정보 수집 양식의 예

		LIFE TIME (년)	설비투자 준비기간 (년)	연간 CO ₂ 저감량 (tCO ₂ /년)	초기 투자비 (천원)	연간 운영비 (천원)	연간 균등화비용 (천원/년)	단위 저감비용 (천원/tCO ₂)
대분류 A	저감수단 1							
	저감수단 2							
	저감수단 3							
	...							
...								
대분류 Z	저감수단 1							
	저감수단 2							
	저감수단 3							
	...							

다) 온실가스 저감수단

본 항목에서는 기본적으로 저감수단 이행기간, CO₂ 저감량, 비용 등에 대한 정보를 제공하도록 하였으며(<표6-6> 참조), 저감수단과 관련된 CO₂ 저감량 산출기준에 대해 기술하도록 하였다. 구체적으로 살펴보면 기업체 담당자는 저감수단별 LIFETIME E³⁶⁾, 설비투자준비기간³⁷⁾, 연간 CO₂ 저감량, 초기투자비, 연간운영비 등의 정보를 제공하며 위의 자료를 기반으로 연간 균등화비용, 단위저감비용 등을 산출하게 된다. 위의 항목들은 현실 여건을 모의거래 과정 중에 충분히 반영할 수 있도록 설계한 항목으로 거래 전략 수립 시 주요한 고려 사항이 된다. 연간 균등화비용은 저감수단에 소요되는 총 비용을 LIFETIME 전 기간에 걸쳐 균등하게 배분한 것이며, 단위저감비용은 연간 균등화비용을 연간 CO₂ 저감량으로 나눈 것이 된다.

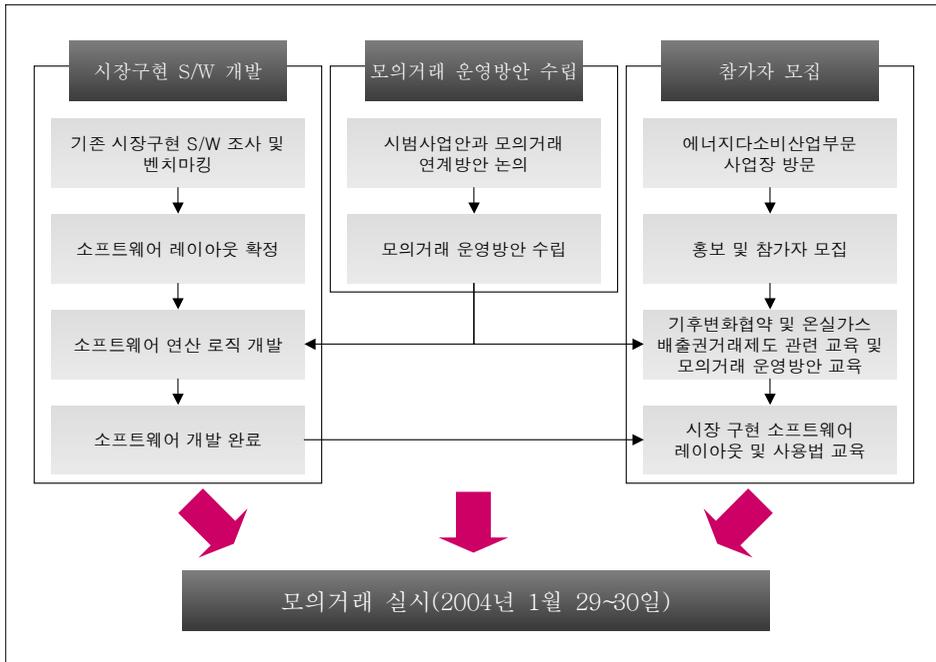
현재 국내 기업의 경우 기후변화협약에 대응하여 온실가스 배출량 인벤토리, 저감 사업의 개발 등을 충실히 수행한 기업이 거의 전무한 관계로 저감수단을 작성하는 것에 많은 어려움을 느낄 수 있다. 따라서 본 모의거래에서는 기본적으로 에너지절약을 위한 자발적협약 이행 실적을 근간으로 하여 저감수단을 구성하였으며, 자료 구성을 위한 사전 모임을 통해 가상의 저감수단을 설정할 수 있도록 하였다. 또한 연간 배출량의 10% 내외를 저감할 수 있는 정도로 저감목록을 작성하였다.

3.3 모의거래 운영 일지

원활한 모의거래를 실시하기 위해서는 시장구현 소프트웨어, 모의거래 운영방안 마련, 참가자 모집 및 교육 등의 일련의 과정이 필요하다. <그림6-2>는 본 연구진이 모의거래 시행을 위한 일련의 과정을 위에서 언급한 3가지 카테고리로 분류하여 제시한 것이다.

36) 저감설비 및 공정개선 등 저감수단의 효과 지속기간

37) 저감수단의 설치 또는 적용을 위해 소요되는 기간



<그림6-2> 모의거래 운영 일정 모식도

3.4 시장구현 소프트웨어

1) 개발환경

모의거래 소프트웨어는 웹기반으로 거래가 가능하도록 설계하였으며, ASP로 개발되었다. 서버와 클라이언트에 대한 각각의 개발환경은 <표6-7>과 같다.

2) 소프트웨어 로직구성

가) 참가자 거래연산 및 화면 로직 구성

플레이어 아키텍처의 개념적인 구조는 웹 브라우저를 통해서 시스템에 접근한다.

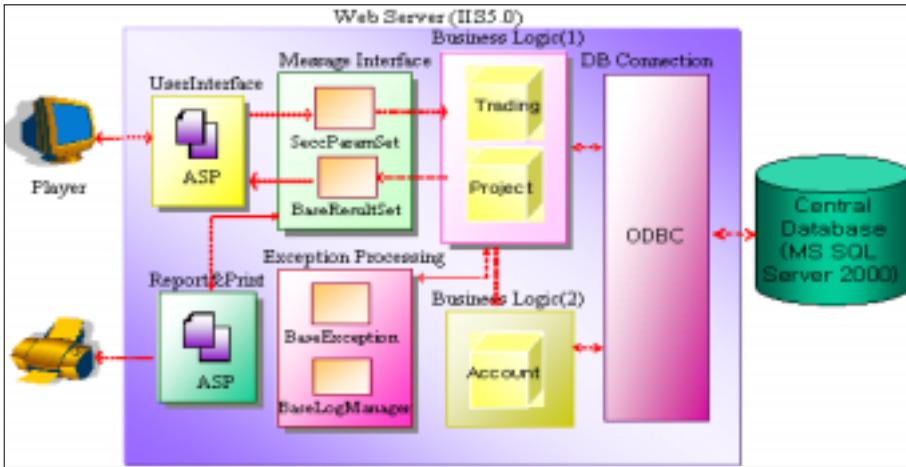
플레이어는 해당 모듈에 대해서 처리를 하면 Message Interface를 통해서 모듈에 해당하는 Business Logic을 수행하며, DB에 데이터를 입력하거나 조회해 온다. 모듈별 모든 데이터는 프린트 출력과 리포트 형식으로 조회할 수 있으며, 예외상황에 대해서는 로그파일로 기록한다.

<표6-7> 모의거래 소프트웨어 개발환경

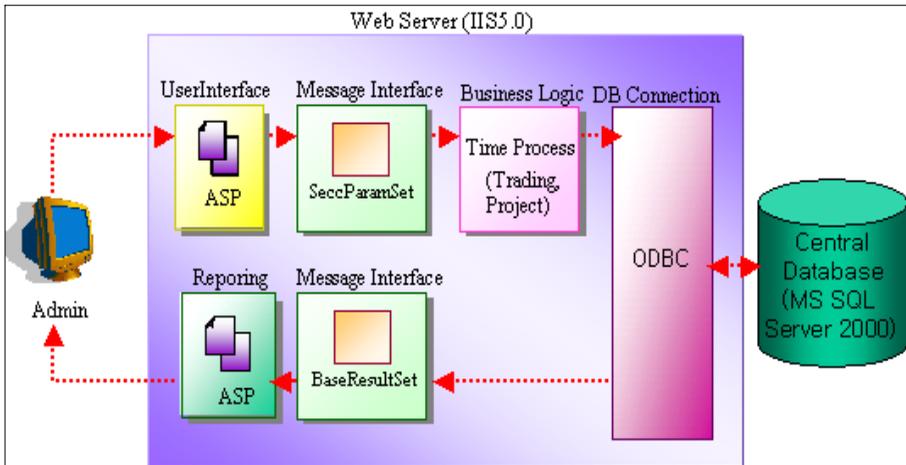
Server	H/W	CPU	Intel Pentium4 1.8GHz
		Memory	samsung PC800 RDRAM 256 * 2
		VGA	Matrox G450 16M SDR
		LAN	SMC 10/100 TX
		HDD	Seagate Barracuda ATA III 40GB
	S/W	OS	Microsoft Windows 2000 Advansed Server Korean
		DBMS	Microsoft SQL Sever 2000
		Web Server	Microsoft Internet Information Services 5.0
Language		Active Server Pages, SQL	
Client	H/W	CPU	Intel Pentium4 1.4MHz
		Memory	samsung PC2100 SDRAM 256 * 2
		VGA	Matrox G450 16M SDR
		LAN	3COM 905 TX 10/100
		HDD	Western Digital 40GB
	S/W	OS	Microsoft Windows 2000 Professional Korean
		Browser	Microsoft Internet Explorer 5.5

나) 관리자 연산 및 화면 로직구성

관리자 아키텍처의 개념적인 구조는 웹 브라우저를 통해서 시스템에 접근한다. 관리자는 플레이어 정보를 DB에 저장하고, 게임을 시작하면 시간에 따라 Message Interface를 통해서 모듈에 해당하는 Business Logic을 수행하며, 프로세스 결과를 DB에 데이터를 입력한다. 모든 거래, 프로젝트 결과 데이터는 리포트 형식으로 조회/분석할 수 있다.



<그림6-3> 참가자 거래연산 및 화면 로직구성 모식도



<그림6-4> 관리자 연산 및 화면 로직구성 모식도

3) 모의거래 소프트웨어의 주요특징

본 모의거래 S/W는 컴포넌트 기반 개발 중심이 아니며, 단지 Business Logic에서

DB에 접근을 직접하며, 모든 로직은 Microsoft의 SQL문과 Java Script를 이용하여 처리한다. 또한 객체 지향 개발이라고 할 수도 없으며, 단지 ASP의 VB Script를 사용할 뿐이다. 본 소프트웨어는 아키텍처 스타일과 디자인 패턴은 적용하지 않았으며, 주요 특징은 <표6-8>과 같다.

<표6-8> 소프트웨어의 주요 특징

구 분	항 목	설 명
External System	Client	웹 브라우저(MS Internet Explorer 5.5이상)
	DB (MS SQL Server 2000)	시스템 정보 관리를 위한 데이터베이스
Internal System	User Interface	ASP로 작성되며, 화면과 거래를 위한 Business Logic 시행
	Report & Print	웹 프린트 출력 및 엑셀 파일 다운로드
	Message Interface	ASP에서 데이터를 Business Logic으로 넘기기 위한 파라미터 관리 클래스 (SeccParamSet)와 Business Logic에서 처리된 결과를 ASP에서 넘겨 받기 위한 클래스(BaseResultSet)
	Business Logic	처리된 결과를 DB에서 입력하거나 조회하는 업무로직을 포함하는 Stateless
	Exception Processing	Business Logic에서 처리된 업무중 Exception이 발생하는 내용을 기록

4) 화면 레이아웃

본 모의거래 소프트웨어의 화면은 크게 참가자 및 관리자 페이지로 구분이 가능하다. 참가자의 화면 레이아웃은 크게 Trading, Project, Accounts, Report로 구분이 가능하며, 각 모듈은 서로 연산로직에 의해 연동된다. 또한 참가자의 편의를 고려하여 Trading 및 Project Module에는 각 참가자별 BAU 배출량, 기준년도 배출량, 배출권 할당량 및 배출저감량 등 배출권 보유현황 및 목표 달성 여부 등에 대한 정보와 현재

배출권 거래시장에서의 가격 추이 등을 각각의 화면에 공통으로 제공한다. 관리자의 화면 레이아웃은 거래 시작 및 거래 종료 등에 관한 조정 기능과 참가자별 기본정보 즉, BAU 배출량 및 배출권 할당량 등을 입력할 수 있도록 하여 관리자가 원할 경우 언제든지 직접 모의거래를 관리할 수 있도록 하였다.

가) Trading Module



<그림6-5> Trading Module 화면의 예

<그림6-5>에서 보듯이 실시간 거래 및 주문 현황, 호가, 배출량 정보를 실시간으로 조회 할 수 있도록 설계되었으며, 거래시장 정보를 외에도 참가자 각각의 배출권 보유현황 등에 대한 정보를 제공하여 거래에 필요한 정보들을 한 화면에서 볼 수 있도록 디자인하여 참가자가 모의거래 중 최대한 빨리 의사결정을 내릴 수 있도록 구현하

였다. 또한 이외에도 거래 주문 및 취소 기능과 배출권 거래 현황 등에 대한 화면을 동시에 제공하고 있다.

나) Project Module

The screenshot displays the 'PROJECT' module interface. It includes a sidebar with navigation options like 'HOME', 'PROJECT', 'ACCOUNTS', and 'REPORT'. The main content area is titled 'PROJECT' and contains several data tables:

- 배출권 거래 정보** (Emission Allowance Trading Information): A table with columns for '발행수량' (Issued Quantity), '취소수량' (Cancelled Quantity), and '잔량' (Remaining Quantity) for various projects.
- GHG 처리 프로젝트 목록** (GHG Processing Project List): A table with columns for '유형' (Type) and '기간' (Period), listing projects like 'Life Time', '초기투자비', '설비유지기간', etc.
- 배출권 정보** (Emission Allowance Information): A table with columns for 'EP1' through 'EP5', showing '배출권발급량' (Emission Allowance Issuance) and '배출권잔량' (Emission Allowance Remaining).
- 시행 목록** (Implementation List): A table with columns for '번호' (No.), '조달처명' (Procurement Name), '발행처명' (Issuance Name), '시행년월' (Implementation Year/Month), '종료년월' (Termination Year/Month), and '상태' (Status).

Copyright (C) 2015 Frontwin Co. All rights reserved.

<그림6-6> Project Module 화면의 예

본 모듈은 각 참가자가 자신의 저감사업 목록 중에서 수행하기를 원하는 프로젝트를 선택하여 이를 시행할 수 있도록 하는 기능을 제공하는 것을 기본으로 한다(<그림 6-6> 참조). 또한 참가자의 편의를 위해 Trading Module과 마찬가지로 저감 프로젝트를 수행할 경우에도 거래상황을 파악할 수 있도록 호가 정보 상황판을 삽입하였으며, 해당 참가자의 배출량 정보를 실시간으로 제공함으로써 저감 프로젝트 수행 여부를 결정하기 용이하게 하였으며, 프로젝트 시행 목록을 조회 할 수 있어 어느 프로젝트

가 진행중인지 완료되었는지 확인할 수 있도록 화면을 제공하였다.

다) Accounts

본 모듈은 <그림6-7>에서 보듯이 참가자가 모의거래 참여 전에 부여받은 계좌 총액에 모의거래 중의 모든 비용 정보가 반영되어 매년 종료 후에 계좌 총액에 대한 정보를 제공하는 화면이다. 또한 본 화면에서는 계좌 정보 및 현재까지 거래한 내역을 한 화면에서 조회할 수 있으며, 매해에 해당하는 계좌 정보를 확인해 볼 수 있다.

The screenshot displays the 'ACCOUNTS' module interface. On the left is a sidebar with navigation options: 'HOME', 'PROJECT', 'ACCOUNTS', and 'REPORT'. The main content area is titled 'ACCOUNTS' and features a red header '계좌잔액' (Account Balance). Below this is a table with columns for 'CF1', 'CF2', 'CF3', 'CF4', and 'CF5'. The table shows '계좌잔액' (Account Balance) at 79,119,458,000. Below this is another table with columns for '계좌잔액' (Account Balance), '잔액' (Balance), and '잔액' (Balance). The table shows '계좌잔액' (Account Balance) at 2,900, '잔액' (Balance) at 2,907, '잔액' (Balance) at 2,900, '잔액' (Balance) at 2,009, and '잔액' (Balance) at 2,910. Below this is a table with columns for '구분' (Category), '수량' (Quantity), '수량' (Quantity), and '단가' (Unit Price). The table shows '구분' (Category) as '계좌잔액' (Account Balance), '수량' (Quantity) as 44, '수량' (Quantity) as 50, and '단가' (Unit Price) as 6,960. At the bottom of the screen, there is a copyright notice: 'Copyright © 2008 Ecomonitor Co. All rights reserved.'

<그림6-7> Accounts Module 화면의 예

라) Report

본 모의거래에서는 매해 이행기간이 종료된 후 배출량정보, 프로젝트 수행정보, 거래정보 등을 참가자는 운영자에게 제출하도록 운영 규정이 마련되어 있다. 본 화면은 참가자의 활동 내역을 소프트웨어 내에서 자동연산하여 <그림6-8>과 같이 제공하고 있다. 이는 모의거래 중에 참가자의 업무부담을 완화시키고 원활한 거래 진행을 위해 제공하고 있는 팁에 해당한다.



<그림6-8> Report Modules 화면의 예

4. 모의거래 결과

모의거래 결과를 분석하기 위해 우선적으로 각 참여사 현황 및 기초정보 분석을 수행하여 초기 조건을 검토한 후, 이를 기반으로 한 거래 결과, 저감 프로젝트 수행결과 등을 분석하였다. 시범사업안을 기반으로 한 시나리오에 따른 거래 결과로 전반적인 시장분석을 수행하였고, 최종적으로 본 시범사업안의 비용효율성을 도출하였다. 또한 모의거래의 주요 결과 및 그 시사점에 대해 기술하였다.

4.1 참여사 현황 및 기초정보

1) 온실가스 배출량 추이 및 베이스라인

참여사들의 온실가스 배출량 추이는 <표6-9>와 <그림6-9>와 같다. 참여사들의 총 온실가스 배출량은 전반적으로 2006년부터 2010년 사이에 증가하는 양상을 보인다. 그러나 2008년에 큰 폭으로 온실가스 배출량이 증가하나 2009년에는 전년에 비해 큰 폭으로 감소하는 경향을 보인다. 이러한 결과는 참여사별로 온실가스 배출량 추이를 살펴보면 그 이유를 쉽게 알 수 있다. 전반적으로 기업 A를 제외하고는 지속적으로 배출량이 증가하는 양상을 보이거나 전체 배출량에서 높은 점유율을 보이는 기업 A의 경우 2009~2010년 동안 2006년에 비해 약 3백만 tCO₂ 정도 감소하는 양상을 보인다. 따라서 전체적으로는 약간 증가하는 양상을 보이거나 기업 A 온실가스 배출량 추이에 영향을 많이 받아서 2009~2010년에는 2008년 대비 감소하는 양상을 보이게 된다.

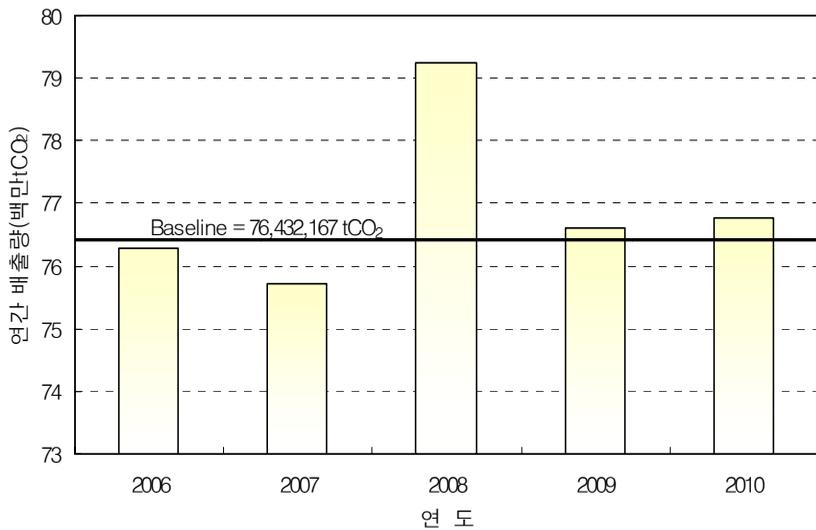
<표6-9> 참여사별 이행기간 배출량 추이 및 베이스라인

(단위: tCO₂)

구 분	Baseline	2006	2007	2008	2009	2010
기업 A	27,637,117	28,367,070	28,748,407	27,485,102	24,723,687	24,742,933
기업 B	4,035,157	4,236,603	4,389,120	4,468,124	4,548,551	4,630,425
기업 C	497,230	501,050	501,050	501,050	501,050	501,050
기업 D	33,621,658	32,150,000	31,003,000	35,662,000	35,662,000	35,662,000
기업 E	1,114,425	1,250,000	1,200,000	1,150,000	1,100,000	1,050,000
기업 F	9,441,406	9,683,072	9,781,743	9,881,418	9,982,110	10,083,828
기업 G	85,174	85,174	85,174	93,454	93,454	93,454
총 계	76,432,167	76,272,969	75,708,494	79,241,148	76,610,852	76,763,690

베이스라인은 2004년과 2005년의 평균 온실가스 배출량으로 설정하였는데 그 결과 각 참여사별 베이스라인과 그 총합은 <표6-9>와 같다. 각 참여사별로 분석해 보면 기업 A와 기업 D 및 E에서 "hot air"가 발생함을 알 수 있다. 특히 기업 A의 경우 2006~2007년 사이에 4백만 tCO₂ 가량의 "hot air"가 발생하기 때문에 각 참여사들의 배출량 총합이 베이스라인보다 낮은 현상이 발생한다(<그림6-9> 참조). 또한 2008년

대비 2009년과 2010년에 베이스라인과 배출량 차이가 3백만 tCO₂에서 10~30만 tCO₂ 정도로 급격히 감소하는 이유는 2009~2010년 사이에 기업 A와 E에서 다량의 "hot air"가 발생하기 때문이다. 전체적으로 참여사들이 2010년까지 온실가스 배출량을 베이스라인 수준으로 저감하기 위해서는 2006~2010년간 약 2백5십만tCO₂를 저감해야 함을 알 수 있다.



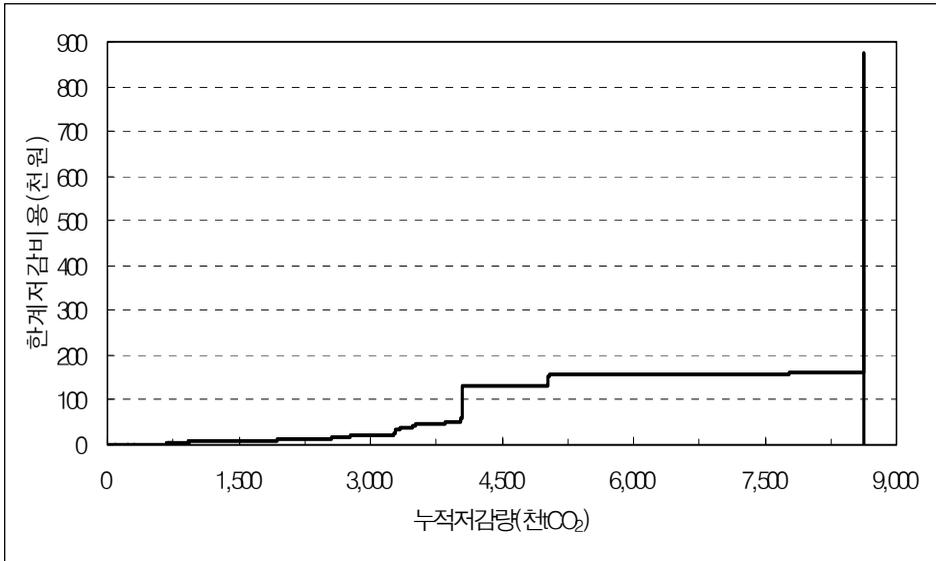
<그림6-9> 참여사 총 배출량 추이 및 베이스라인

2) 온실가스 배출저감수단

온실가스 배출권 거래시장에서의 배출권 거래는 목표저감량 달성을 위해 내부 저감 프로젝트 비용과 배출권 거래가격과의 비교를 통해 발생하게 된다. 따라서 각 참여사들의 내부 프로젝트 비용에 관한 정보는 필수적이다.

<그림6-10>은 각 참여자들이 제출한 저감 프로젝트 정보를 기반으로 한계저감비용과 누적저감량 사이의 관계를 나타낸 것이다. <그림6-10>에서 보듯이 한계저감비용

과 누적저감량 사이의 관계는 저감 프로젝트별로 일정량의 저감이 가능하므로 계단형 모형을 갖게 된다.



<그림6-10> 온실가스 저감 프로젝트 한계저감비용

도출된 한계저감비용곡선에 따르면 4백만 tCO₂을 저감할 수 있는 57.4 천원/tCO₂까지는 각 참여사들이 온실가스 배출량을 저감할 수 있는 다양한 수단 등을 보유하고 있으나 그 이후에는 그 비용이 급증하는 양상을 보인다. 또한 약 1백만 tCO₂를 저감하기까지는 1 천원/tCO₂ 이하의 비용으로 온실가스 배출량을 저감할 수 있음을 알 수 있다. <표6-10>에 참가자들이 제출한 각 저감수단별 비용 및 저감량 등의 정보를 정리하였다.

<표6-10> 온실가스저감프로젝트 목록

구분	LifeTime (년)	연간CO ₂ 저감량(tCO ₂)	초기투자비 (천원)	연간운영비 (천원)	연간 균등화 비용(천원/년)	단위저감비용 (천원/tCO ₂)
1	20	80,000	200,000	0	10,000	0.1
2	15	10,000	20,000	0	1,333	0.1
3	20	141,784	1,200,000	0	60,000	0.4
4	15	5,000	60,000	0	4,000	0.8
5	20	70,000	600,000	50,000	80,000	1.1
6	15	370,164	9,320,000	0	621,333	1.7
7	15	10,000	300,000	2,000	22,000	2.2
8	15	8,000	500,000	0	33,333	3.3
9	15	10,000	500,000	0	33,333	3.3
10	15	9,395	507,000	5,070	38,870	4.1
11	15	8,000	500,000	0	33,333	4.2
12	10	4,381	100,000	10,000	20,000	4.6
13	15	189,163	16,203,000	0	1,080,200	5.7
14	10	173	10,000	0	1,000	5.8
15	15	31,999	2,979,000	29,790	228,390	7.1
16	15	665	65,000	650	4,983	7.5
17	15	657,489	76,800,000	0	5,120,000	7.8
18	15	239,962	29,500,000	0	1,966,667	8.2
19	10	1,825	50,000	10,000	15,000	8.2
20	15	89,772	14,077,000	0	938,467	10.5
21	10	1,825	100,000	10,000	20,000	11.0
22	15	40,334	6,797,000	67,970	521,103	12.9
23	15	11,000	2,200,000	0	146,667	13.3
24	15	160,000	32,000,000	0	2,133,333	13.3
25	15	10,000	2,000,000	0	133,333	13.3
26	12	18,629	3,262,000	32,620	250,087	13.4
27	15	10,000	2,100,000	0	140,000	14.0
28	15	365,775	80,100,000	0	5,340,000	14.6
29	15	11,615	2,523,000	25,230	193,430	16.7
30	15	200,000	50,000,000	0	3,333,333	16.7

<계속>

구분	LifeTime (년)	연간CO ₂ 저감량(tCO ₂)	초기투자비 (천원)	연간운영비 (천원)	연간 균등화 비용(천원/년)	단위저감비용 (천원/tCO ₂)
31	15	5,000	1,350,000	0	90,000	18.0
32	15	6,000	1,680,000	0	112,000	18.7
33	15	16,000	4,800,000	0	320,000	20.0
34	15	114,220	30,000,000	300,000	2,300,000	20.1
35	15	6,184	1,679,000	16,790	128,723	20.8
36	15	18,000	5,940,000	0	396,000	22.0
37	15	330,700	100,000,000	1,000,000	7,666,667	23.2
38	15	11,600	4,060,000	0	270,667	23.3
39	15	12,000	4,560,000	0	304,000	25.3
40	15	3,248	1,131,000	11,310	86,710	26.7
41	5	1,385	200,000	0	40,000	28.9
42	15	23,124	9,880,000	98,800	757,467	32.8
43	15	24,000	12,000,000	0	800,000	33.3
44	15	95,719	52,520,000	0	3,501,333	36.6
45	15	30,000	16,500,000	0	1,100,000	36.7
46	15	9,339	4,895,000	48,950	375,283	40.2
47	15	44,640	28,468,000	0	1,897,867	42.5
48	20	332,232	0	0	14,919,960	44.9
49	10	876	100,000	30,000	40,000	45.7
50	15	178,930	116,000,000	1,160,000	8,893,333	49.7
51	10	38	10,000	1,000	2,000	53.0
52	15	1,325	956,000	9,560	73,293	55.3
53	15	4,602	3,446,000	34,460	264,193	57.4
54	20	10,662	1,000,000	561,958	611,958	57.4
55	20	979,455	0	0	130,139,760	132.9
56	20	8,280	1,000,000	1,200,000	1,250,000	151.0
57	20	2,739,594	0	0	426,030,660	155.5
58	20	846,736	0	0	137,787,040	162.7
59	10	1,460	1,400,000	100,000	240,000	164.3
60	10	139	400,000	0	40,000	288.4
61	15	781	700,000	247,625	294,292	376.8
62	10	69	200,000	10,000	30,000	432.7
63	10	354	2,100,000	100,000	310,000	875.2

4.2 배출권 할당

1) 인센티브 경매 절차 및 결과

업체별 삭감목표량 경매는 시범사업(안)과 마찬가지로 단계식 하향 경매 (Dynamic Descending Clock Auction)를 사용하였다. 다만, 기업들이 학습과정임을 감안해 영국의 시범사업에서 사용한 단계 내에서의 입찰(intra-bidding)방식은 적용하지 않았으나, 이는 나중에 적용하는데 큰 무리가 없을 것으로 사료된다. 이 방식에 의하면 인센티브 총액은 사전적으로 정한다. 그리고, 톤당 가격을 적당히 높은 수준에서부터 시작해 기업들에게 입찰을 하도록 한다. 제시된 가격에 기업들이 입찰한 총량을 곱하면, 인센티브로 지급해야 할 총액수가 결정된다. 이 액수가 사전적으로 정해진 액수보다 많으면 유찰이 되고, 사전적으로 정해진 액수 이내로 되면 낙찰이 된다. 낙찰 후에, 각 기업은 입찰한 양에 따라 인센티브 및 배출권을 할당받는다.

인센티브 총액은 1조원으로 설정하였다. 시범사업(안)에는 7년간 총 600억원, 처음 5년간은 300억원으로 설정하였는데, 이번 모의거래에서는 이보다 높게 설정되었다. 1조원으로 높게 설정한 이유는 이번 모의거래에 참여의사를 밝힌 기업들은 모두 실제 배출권 모의거래를 수행해 보아야 하는데, 인센티브 총액이 적을 경우에는 일부 기업이 중간에 경매를 포기할 수 있기 때문이다. 예상배출량으로부터 베이스라인까지 기본적으로 줄여야 하는 양이 많은 기업들이 이에 해당할 수 있다. 이번 모의거래의 목적 중의 하나는 기업들에게 학습 기회를 부여하는 것인데, 이를 위해서는 7개의 참여사가 모두 경매 및 배출권 거래에 참여할 유인을 가질 수 있을 만한 액수를 설정할 필요가 있었다.

이 액수를 계산하기 위해 우선 각 기업들이 참여할 유인이 있는 최소한의 인센티브 단가를 계산하였다. 이 최소한의 인센티브 단가는 기업들마다 다른데, 모든 기업이 참여하기 위해서는 이 단가들 중 최대치 이상으로 인센티브 단가가 형성되면 모든 기업들이 참여하게 된다. 따라서, 이 최대치일 때, 각 기업들이 입찰할 수 있는 양을 계산하고, 이렇게 계산된 기업들의 입찰량을 합하여 인센티브 단가와 곱하면 모든 기

업들이 참여하는데, 필요한 총 인센티브를 구할 수 있다. 이렇게 구한 액수가 약 1조 원이 되어 총 인센티브 액수를 1조원으로 설정하였다. 실제 시범사업에서는 이 보다 적은 액수가 필요할 것이며, 그 액수 수준에 따라 시범사업 참여업체의 범위가 결정될 것으로 사료된다.

기업들이 예상배출량과 감축수단의 비용 등에 관한 자료 등을 바탕으로 낙찰가를 추정하고, 연구팀 내부에서 사전적으로 모의경매를 해 본 결과 낙찰가는 7만원에서 10만원대 사이에서 결정될 것으로 예상되었다. 따라서, 실제 모의거래 당일에는 톤당 인센티브를 15만원부터 시작하였다. 그 결과, <표6-11>과 같이 총 4번의 유찰 끝에 5번째 입찰에서 톤당 9만 5천원에 낙찰되었다. 이 때, 연간 총 감축량은 약 183만톤이며 5년간 총 감축량은 약 910만톤으로 결정되었다. 인센티브 총액은 약 8,685억원으로 결정되었다. 총액을 가능한 사전적으로 정한 인센티브 총액인 1조원과 가깝게 하려고 낙찰가를 예상하며 신속히 단가를 하락시켜 갔으나, 일부 기업이 예상치 않았던 행태로 입찰이 들어와 1조원과 약간 차이가 나는 총액에서 낙찰되었다. 이러한 문제점은 실제 시범사업에서는 단계내에서의 입찰(intra-bidding)을 사용함으로써 해결할 수 있다.

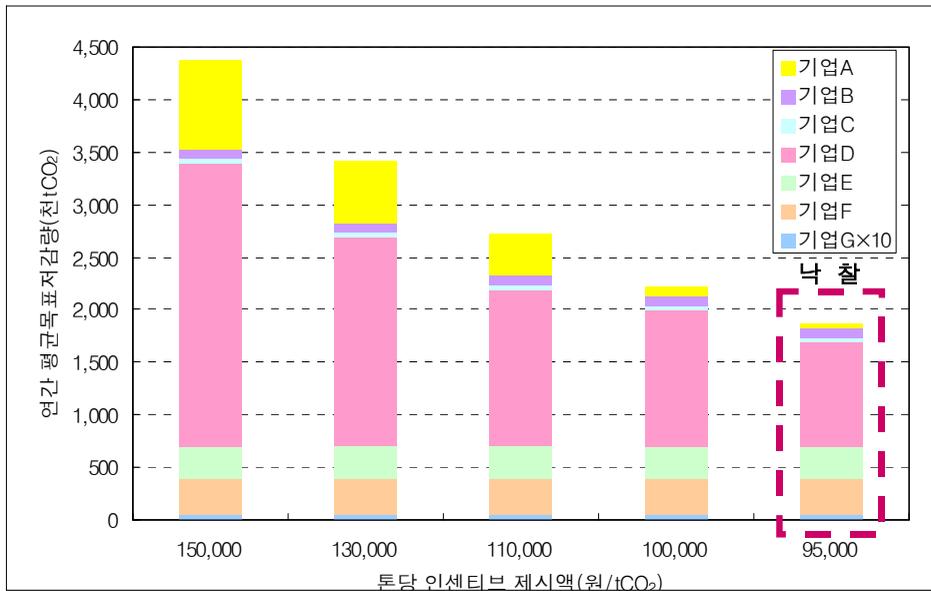
<표6-11> 경매 과정 및 결과

ROUND	톤당 인센티브 제시액(원/tCO ₂)	연간평균 목표저감량(tCO ₂)	인센티브 총액 (천원)	경매결과
1	150,000	4,328,371	3,246,278,250	유찰
2	130,000	3,378,371	2,195,941,150	유찰
3	110,000	2,678,371	1,473,104,050	유찰
4	100,000	2,178,371	1,089,185,500	유찰
5	95,000	1,828,371	868,476,225	낙찰

입찰량의 단위는 참여사들의 계산 편의를 위해 5년 총량 보다는 연간 총량으로 입찰하게 하였고, 인센티브를 계산할 때는 5년 총량으로 환산하여 계산하였다. 입찰단가별 기업별 입찰량 비중의 변화 추이는 <그림6-11>과 같은데, 이를 보면 상대적으로

일부 기업이 입찰량을 다른 라운드에 비해 많이 감소함으로써 5번째 라운드에서 낙찰된 것을 알 수 있다.

<그림6-11> 인센티브제시액당 기업별 입찰량(연간평균목표저감량) 변화 추이

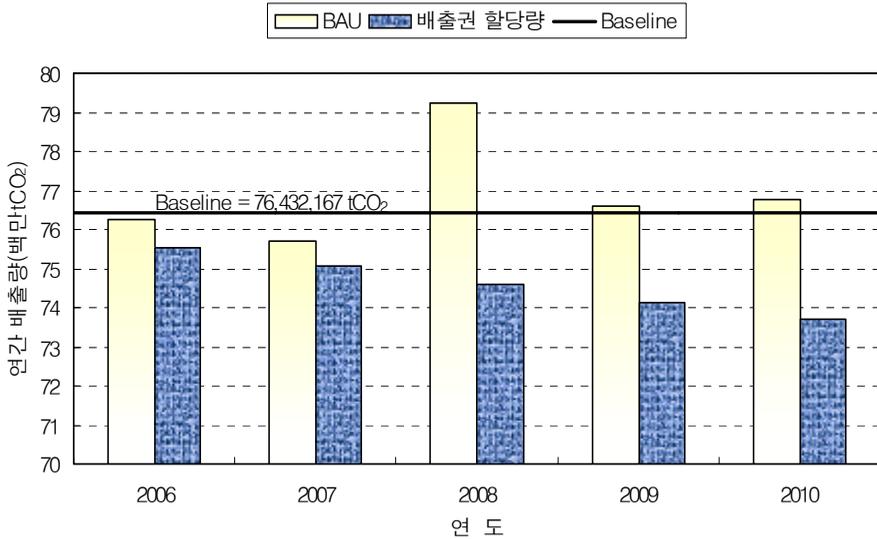


2) 배출권 할당 결과

기업별로 연도별 평균 저감량과 5년간 총 저감량이 경매를 통해 결정되었으면, 그 다음에는 이를 5년에 걸쳐 저감량을 분배해 결과적으로 그에 따른 배출권의 양을 할당해야 한다. 연도별 저감량의 분배는 다음과 같이 선형으로 하였다. 첫 해인 2006년에는 연평균 저감량의 50%를 할당하고, 2007년에는 75%, 2008년에는 100%, 2009년에는 125%, 2010년에는 150%를 할당하였다. 이러한 과정을 거쳐 결과적으로 기업별 배출권 할당량은 <표6-12>와 같다. <그림6-12>는 참여사 전체 총합의 예상배출량과 할당량을 표시한 것이다. 이를 보면 전체적으로 2008년과 2009년에 전체적으로 감축해야 하는 양이 많은 것을 알 수 있다.

<표6-12> 각 참여사의 연도별 베이스라인, BAU, 배출권할당량 정보 (단위: tCO₂)

참여사	구 분	2006년	2007년	2008년	2009년	2010년
기업 A	베이스라인	27,637,117				
	BAU	28,367,070	28,748,407	27,485,102	24,723,687	24,742,933
	입찰저감량	25,000	37,500	50,000	62,500	75,000
	배출권할당량	27,612,117	27,599,617	27,587,117	27,574,617	27,562,117
	의무감축량	754,953	1,148,790	-102,015	-2,850,930	-2,819,184
기업 B	베이스라인	4,035,157				
	BAU	4,236,603	4,389,120	4,468,124	4,548,551	4,630,425
	입찰저감량	45,000	67,500	90,000	112,500	135,000
	배출권할당량	3,990,157	3,967,657	3,945,157	3,922,657	3,900,157
	의무감축량	246,446	421,463	522,967	625,894	730,268
기업 C	베이스라인	497,230				
	BAU	501,050	501,050	501,050	501,050	501,050
	입찰저감량	20,000	30,000	40,000	50,000	60,000
	배출권할당량	477,230	467,230	457,230	447,230	437,230
	의무감축량	23,820	33,820	43,820	53,820	63,820
기업 D	베이스라인	33,621,658				
	BAU	32,150,000	31,003,000	35,662,000	35,662,000	35,662,000
	입찰저감량	500,000	750,000	1,000,000	1,250,000	1,500,000
	배출권할당량	33,121,658	32,871,658	32,621,658	32,371,658	32,121,658
	의무감축량	-971,658	-1,868,658	3,040,342	3,290,342	3,540,342
기업 E	베이스라인	1,114,425				
	BAU	1,250,000	1,200,000	1,150,000	1,100,000	1,050,000
	입찰저감량	150,000	225,000	300,000	375,000	450,000
	배출권할당량	964,425	889,425	814,425	739,425	664,425
	의무감축량	285,575	310,575	335,575	360,575	385,575
기업 F	베이스라인	9,441,406				
	BAU	9,683,072	9,781,743	9,881,418	9,982,110	10,083,828
	입찰저감량	171,686	257,528	343,371	429,214	515,057
	배출권할당량	9,269,721	9,183,878	9,098,035	9,012,192	8,926,350
	의무감축량	413,352	597,865	783,383	969,918	1,157,479
기업 G	베이스라인	85,174				
	BAU	85,174	85,174	93,454	93,454	93,454
	입찰저감량	2,500	3,750	5,000	6,250	7,500
	배출권할당량	82,674	81,424	80,174	78,924	77,674
	의무감축량	2,500	3,750	13,280	14,530	15,780
총 계	베이스라인	76,432,167				
	BAU	76,272,969	75,708,494	79,241,148	76,610,852	76,763,690
	입찰저감량	914,186	1,371,278	1,828,371	2,285,464	2,742,557
	배출권할당량	75,517,982	75,060,889	74,603,796	74,146,703	73,689,611
	의무감축량	754,988	647,605	4,637,352	2,464,149	3,074,080



<그림6-12> 연도별 전체 BAU, 배출권 할당량 등 변화 추이

시범사업(안)에는 기업들이 이러한 일정을 사전적으로 제출하도록 되어 있는데, 이번 모의실험에서는 참여사들의 시간적·물리적 제약 때문에 선형으로 할당하였다. 기업들이 감축 일정을 자체적으로 사전적으로 제출하도록 하는 시범사업(안)에 대해서는 향후 추가적인 검토가 필요할 것으로 사료된다. 왜냐하면, 기업들이 사전적으로 자체적인 감축일정을 정확하게 수립하기가 현실적으로 어려울 수 있고, 정부의 관리 과정도 복잡해 질 수 있다. 연도에 따라 선형으로 할당하되 일정부분의 이월(banking)과 차입(borrowing)을 허용하면, 기업들이 해당 연도에 자신들의 일정을 다소 조정할 수 있는 유연성을 줄 수 있게 된다. 따라서, 연도별 할당은 이월이나 차입과 연계하여 고려해야 한다. 현재 시범사업(안)에는 이월만 허용하고 차입은 금지하고 있는데, 누적총량이 중요한 온실가스의 특성상 할당량의 일정 부분에 한해서는 차입을 허용해 기업들에게 유연성을 주는 것이 좋을 것으로 사료된다.

4.3 모의거래 결과

1) 저감 프로젝트 시행

모의거래 기간동안 참여사들이 진행한 저감 프로젝트 관련 현황을 <표6-13>에 정리하였다. 모의거래에 참여한 기업들은 모의거래 기간동안 총 46건의 저감프로젝트를 시행하였으며, 이중 32건이 2006년에 시행되었다. 이는 대부분의 참여사들이 안정적으로 배출저감량을 확보하기 위해 취한 행동으로 파악된다. 5년간 참여사들은 저감 프로젝트를 이행하여 연간 3~4백만 tCO₂ 정도의 온실가스 배출을 저감하여 5년간 약 16백만 tCO₂ 가량의 온실가스 배출을 저감하였다. 이를 위해서 소요된 저감사업 비용은 약 2,000억원 정도이며, 약 온실가스 1 tCO₂를 저감하기 위해 13천원 정도를 투자하였다. 참여사별로는 기업 A의 경우가 톤당저감비용이 45천원/tCO₂ 정도로 가장 톤당저감비용이 높았으며, 반면에 기업 E의 경우는 0.81천원/tCO₂으로 가장 낮은 수준을 보였다. 또한 기업 E는 총 9건의 저감 프로젝트를 시행하여 가장 많은 저감사업을 시행하였으며, 반면에 기업 G는 한 건의 저감프로젝트도 수행하지 않았다.

2) 거래 결과

배출권 거래는 <표6-14>에서 볼 수 있는 바와 같이 5년 동안 총 43건이 체결되었다. 거래체결량은 총 434만톤 정도로 건당 평균으로는 약 10만톤씩 거래가 되었다. 거래가격은 5년 평균으로는 톤당 22,390원에서 형성되었으나, 시기에 따른 편차는 <그림 6-13>에서 볼 수 있듯이 큰 편이다. 2006년과 2007년에는 비교적 안정적인 경향을 보이다가 2008년과 2009년에 가파른 상승세를 보였다. 이는 앞의 할당결과에서 보았듯이 2008년과 2009년에 전체적으로 감축할 양이 많아져서 기업들의 저감 한계비용이 상승했기 때문으로 해석된다. 2010년에는 가격이 배출권의 거래가격이 큰 폭으로 하락했는데, 마지막 해에 잔존하는 배출권은 보상 없이 소멸되는 것으로 게임의 규칙을 설정했기 때문이다.

<표6-13> 각 연도별 참여사의 저감 프로젝트 시행 현황

연 도	구 분	기업 A	기업 B	기업 C	기업 D
2006년	시행건수(건)	-	8	6	1
	연간저감량(tCO ₂)	-	418,000	38,377	370,164
	연간균등화비용(천원)	-	6,408,666	136,000	621,333
	톤당저감비용(천원/tCO ₂)	-	15.33	3.54	1.68
2007년	시행건수(건)	1	3	-	5
	연간저감량(tCO ₂)	332,232	459,600	38,377	1,912,325
	연간균등화비용(천원)	14,919,960	7,379,333	136,000	15,066,667
	톤당저감비용(천원/tCO ₂)	44.91	16.06	3.54	7.88
2008년	시행건수(건)	-	1	-	-
	연간저감량(tCO ₂)	332,232	483,600	38,377	1,912,325
	연간균등화비용(천원)	14,919,960	8,179,333	136,000	15,066,667
	톤당저감비용(천원/tCO ₂)	44.91	16.91	3.54	7.88
2009년	시행건수(건)	-	1	-	-
	연간저감량(tCO ₂)	332,232	513,600	38,377	1,912,325
	연간균등화비용(천원)	14,919,960	9,279,333	136,000	15,066,667
	톤당저감비용(천원/tCO ₂)	44.91	18.07	3.54	7.88
2010년	시행건수(건)	-	-	-	-
	연간저감량(tCO ₂)	332,232	513,600	38,377	1,912,325
	연간균등화비용(천원)	14,919,960	9,279,333	136,000	15,066,667
	톤당저감비용(천원/tCO ₂)	44.91	18.07	3.54	7.88
총 계	시행건수(건)	1	13	6	6
	연간저감량(tCO ₂)	1,328,928	2,388,400	191,885	8,019,464
	총 저감비용(천원)	59,679,840	40,525,998	680,000	60,888,000
	톤당저감비용(천원/tCO ₂)	44.91	16.97	3.54	7.59

<계속>

연 도	구 분	기업 E	기업 F	기업 G	Total
2006년	시행건수(건)	9	8	-	32
	연간저감량(tCO ₂)	342,784	233,041	-	1,402,366
	연간균등화비용(천원)	277,333	3,665,586	-	11,108,918
	톤당저감비용(천원/tCO ₂)	0.81	15.73	-	7.92
2007년	시행건수(건)	-	-	-	9
	연간저감량(tCO ₂)	342,784	233,041	-	3,318,359
	연간균등화비용(천원)	277,333	3,665,586	-	41,444,879
	톤당저감비용(천원/tCO ₂)	0.81	15.73	-	12.49
2008년	시행건수(건)	-	1	-	2
	연간저감량(tCO ₂)	342,784	563,741	-	3,673,059
	연간균등화비용(천원)	277,333	11,332,253	-	49,911,546
	톤당저감비용(천원/tCO ₂)	0.81	20.10	-	13.59
2009년	시행건수(건)	-	2	-	3
	연간저감량(tCO ₂)	342,784	590,113	-	3,729,431
	연간균등화비용(천원)	277,333	12,176,430	-	51,855,723
	톤당저감비용(천원/tCO ₂)	0.81	20.63	-	13.90
2010년	시행건수(건)	-	-	-	-
	연간저감량(tCO ₂)	342,784	590,113	-	3,729,431
	연간균등화비용(천원)	277,333	12,176,430	-	51,855,723
	톤당저감비용(천원/tCO ₂)	0.81	20.63	-	13.90
총 계	시행건수(건)	9	11	-	46
	연간저감량(tCO ₂)	1,713,920	2,210,049	-	15,852,646
	총 저감비용(천원)	1,386,666	43,016,285	-	206,176,789
	톤당저감비용(천원/tCO ₂)	0.81	19.46	-	13.01

<표6-15>에서 볼 수 있듯이 마지막 연도인 2010년에 전체적으로 남긴 배출권이 그 전기에 비해 많다. 이는 기업들이 최적보다 과도하게 프로젝트를 수행하고, 마지막 연도의 저감 전략에 대해 충분한 분석을 하지 못했기 때문인 것으로 해석된다. 기업들이 마지막 연도에 남는 배출권을 모두 처분하려고 했다면 배출권의 가격은 실제 형성된 가격보다 훨씬 더 하락했을 것으로 예상된다. 하지만, 만약 마지막 해의 배출권을 2011년으로 이월할 수 있도록 규칙을 만든다면, 배출권의 가격이 크게 하락하지는 않을 것이다.

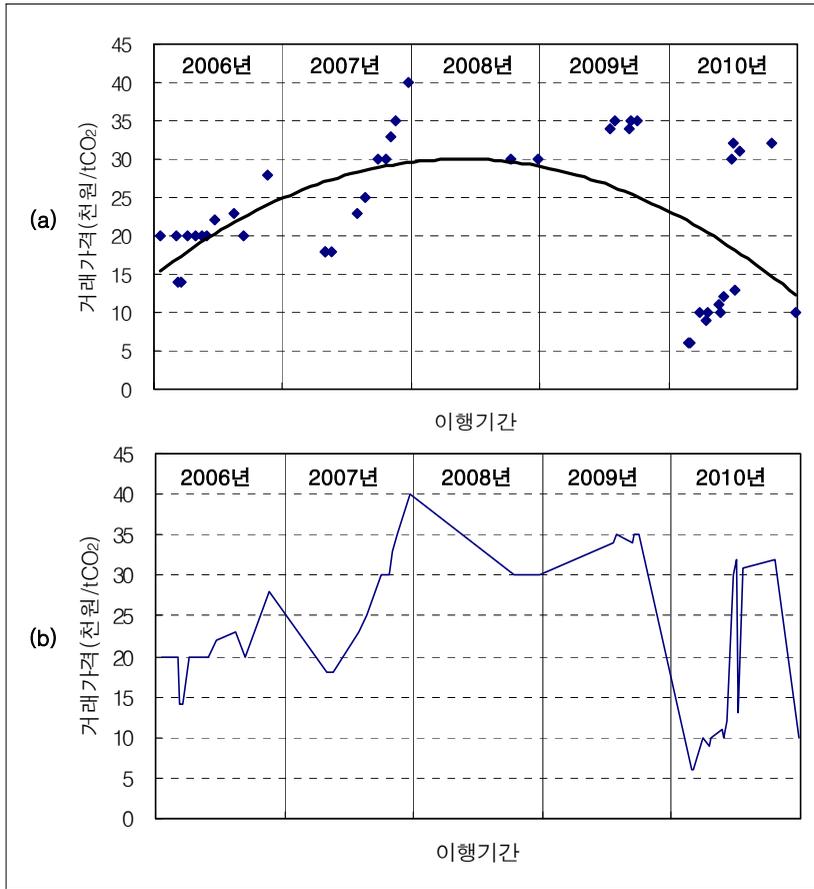
<표6-14> 배출권 거래 결과

구 분	2006년	2007년	2008년	2009년	2010년	총 계
매도의뢰수(건)	11	10	4	6	17	48
매수의뢰수(건)	15	15	10	15	15	70
거래체결수(건)	12	10	2	5	14	43
매도의뢰량(tCO ₂)	1,539,953	816,000	469,247	3,280,000	6,834,305	12,939,505
매수의뢰량(tCO ₂)	1,449,953	3,225,000	800,000	2,182,000	1,465,494	9,122,447
거래체결량(tCO ₂)	1,229,953	816,000	260,000	822,000	1,215,496	4,343,449
시장최고가(천원)	28.00	40.00	30.00	35.00	32.00	40.00
시장최저가(천원)	14.00	18.00	30.00	34.00	6.00	6.00
시장평균가(천원)	20.41	21.32	30.00	34.98	14.98	22.39

<표6-15> 연도별 배출권 Banking 현황

(단위: tCO₂)

	2006년	2007년	2008년	2009년	2010년
기업 A	0	0	184,247	2,565,409	4,558,706
기업 B	171,554	9,691	10,324	10,030	301,475
기업 C	14,557	27,113	21,670	6,226	0
기업 D	352,869	4,133,852	3,005,835	1,947,818	310,801
기업 E	67,209	100,417	97,626	59,834	59,834
기업 F	199,690	21,865	22,223	22,419	55,213
기업 G	41,500	36,750	23,470	18,940	0
총 계	847,378	4,329,688	3,365,394	4,630,676	5,286,029



<그림6-13> 이행기간 중의 거래가격 추이

3) 참여사별 계좌 현황

참여자들은 각각 경매를 통해 베이스라인 대비 감축량을 제시하고, 그 양에 비례해 인센티브를 받았다. 그리고, 가상연도인 2006~2010년에는 할당된 배출권의 양 내에서 온실가스를 배출하기 위해서 앞에서 살펴 본 것처럼 배출저감 프로젝트를 수행하고, 배출권 거래를 수행하였다. 이러한 참여사들의 수입은 인센티브 수령액과 배출권 매도수입이며 비용은 배출저감 배출저감 프로젝트 비용과 배출권 매수비용이다. 각 참여사 별로 이러한 수입과 비용을 정리하면 <표6-16>과 같다.

<표6-16> 참여사별 계좌 현황

(단위: 천원)

	기업 A	기업 B	기업 C	기업 D	기업 E	기업 F	기업 G	
2	프로젝트 비용	0	6,408,666	136,000	621,333	277,333	3,665,586	0
0	매수비용	15,099,060	0	140,000	0	280,000	8,800,000	790,000
0	매도이익	4,600,000	0	210,000	19,851,060	0	420,000	28,000
6	계	-10,499,060	6,408,666	206,000	20,472,393	-2,667	-4,714,414	-762,000
2	프로젝트 비용	14,919,960	7,379,333	136,000	15,066,667	277,333	3,665,586	0
0	매수비용	8,065,000	0	504,000	0	330,000	8,406,000	90,000
0	매도이익	5,400,000	3,600,000	550,000	0	350,000	7,300,000	195,000
7	계	12,254,960	10,979,333	182,000	15,066,667	297,333	2,559,586	105,000
2	프로젝트 비용	14,919,960	8,179,333	136,000	15,066,667	277,333	11,332,253	0
0	매수비용	0	1,200,000	0	0	0	6,600,000	0
0	매도이익	7,500,000	0	0	0	300,000	0	0
8	계	22,419,960	6,979,333	136,000	15,066,667	577,333	4,732,253	0
2	프로젝트 비용	14,919,960	9,279,333	136,000	15,066,667	277,333	12,176,430	0
0	매수비용	0	3,910,000	0	11,200,000	0	13,300,000	340,000
0	매도이익	28,070,000	0	0	0	680,000	0	0
9	계	42,989,960	5,369,333	136,000	3,866,667	957,333	-1,123,570	-340,000
2	프로젝트 비용	14,919,960	9,279,333	136,000	15,066,667	277,333	12,176,430	0
0	매수비용	0	10,311,974	690,288	0	1,326,521	5,882,080	0
1	매도이익	17,759,481	180,000	91,302	86,000	0	0	94,080
0	계	32,679,441	-852,641	-462,986	15,152,667	-1,049,188	6,294,350	94,080
총	프로젝트 비용	59,679,840	40,525,998	680,000	60,888,000	1,386,666	43,016,285	0
계	매수비용	23,164,060	15,421,974	1,334,288	11,200,000	1,936,521	42,988,080	1,220,000
	매도이익	63,329,481	3,780,000	851,302	19,937,060	1,330,000	7,720,000	317,080
	계	-19,514,419	-52,167,972	-1,162,986	-52,150,940	-1,993,187	-78,284,365	-902,920
	인센티브 수령액	23,750,000	42,750,000	19,000,000	475,000,000	142,500,000	163,101,225	2,375,000
	페널티 부과금	288,294,030	0	0	0	0	0	0
	총 계좌보유액	-284,058,449	-9,417,972	17,837,014	422,849,060	140,506,813	84,816,860	1,472,080

이번 모의실험에서는 경매를 통해 기업들이 자발적으로 감축목표를 설정하고, 이에 따라 인센티브를 받고 배출량 감축 프로그램 시행과 배출권 거래를 하기 때문에 입찰에 끝까지 참여한 기업들의 기대수익은 모든 기업이 최소한 0 이상이다. 인센티브 총액을 7개의 모든 기업이 참여할 수 있도록 설정했기 때문에, 적절한 입찰전략과 배출저감 및 거래 전략을 사용했다면 7개 기업들은 계좌보유액이 양의 값을 보여야 한다. 하지만, <표6-16>에서 보면 기업A와 기업B는 음의 값을 보이고 있다. 이는 두 기업이 이번 경매 및 모의거래를 통해 손실을 입었다는 것이다. 기업A가 손실을 입은

이유는 2006년과 2007년 배출량이 배출권 보유량을 상회하여 많은 액수의 페널티를 부과 받은 것과 2010년도에 많은 배출량을 여분으로 남겼기 때문이다. 기업B가 손실을 입은 이유는 저감 프로젝트 수행과 거래를 적절하게 하지 못해 역시 2010년에 자신의 회사 규모에 비해 배출권 잉여량이 많이 때문인 것으로 해석된다.

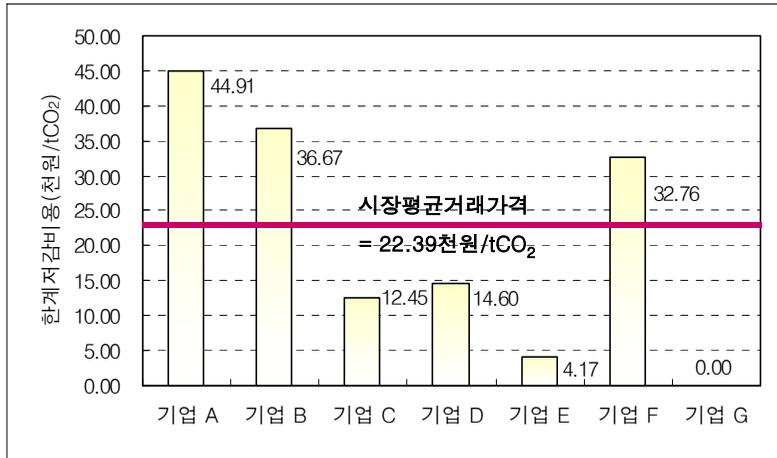
4.4 거래결과 분석

1) 참여사별 한계비용 분석

기업들이 효율적으로 배출저감 프로젝트를 시행하고 배출권 거래를 적정한 가격에 수행하였다면, 각 기업들의 한계저감비용³⁸⁾은 시장의 평균적인 거래가격과 비슷한 수준을 보여야 한다. 실제 모의거래에서 기업들의 한계저감비용과 배출권 시장의 평균가격은 <그림6-14>와 같다.

그림에서 기업A와 기업B, 기업F의 한계저감비용은 시장 평균가격 보다 높다. 이러한 기업들은 프로젝트를 수행하기 보다는 일정량은 시장에서 배출권을 구입함으로써 각 기업의 계좌보유액을 더 증가시킬 수 있었다. 기업C, 기업D, 기업E와 기업G는 시장가격 대비 프로젝트 수행을 모두 적절히 수행하였다. 기업의 저감수단은 톤당비용이 12,450원의 수단 다음으로 저렴한 것은 톤당비용이 44,820원인 수단이다. 그러므로, 기업 B는 톤당비용이 12,450원인 수단까지만 수행한 것이 최적이라고 할 수 있다. 기업 D도 톤당비용이 14,600원 다음으로 저렴한 수단이 36,580원인 수단이기 때문에 적절하게 프로젝트를 시행했다고 할 수 있다. 기업 E는 보유하고 있는 수단을 모두 사용했고, 기업G는 모든 프로젝트의 톤당비용이 22,389원을 상회하기 때문에 두 기업 모두 적절하게 프로젝트를 시행했다고 할 수 있다.

38) 여기에서 한계저감비용이라 함은 각 회사들이 수행한 프로젝트 중 톤당 평균비용이 제일 높은 프로젝트의 톤당 평균비용을 의미한다.



<그림6-14> 참여사별 한계저감비용 대비 시장평균거래가격

2) 비용효율성 분석

배출권거래의 비용효율성을 비교할 때는 세 가지 경우를 고려해야 한다. 첫째는 배출권 거래제도가 존재하지 않고 기업들이 목표를 독자적으로 달성하는 경우이다. 이 때는 총량 목표만 할당받고 배출권 거래제도가 없는 경우이다. 둘째는 이번 모의거래 결과이다. 셋째는 기업들간의 거래가 최적의 상황에서 이루어졌을 경우이다. 각각의 경우에 대해 톤당 저감비용과 기업들의 한계저감비용을 구하면 <표6-17>과 같다.

우선 톤당 저감비용을 비교하면, 배출권거래가 없을 경우에는 13,960원이고 모의거래 결과는 10,530원, 이상적인 상황에서는 5,770원이다. 이번 모의거래를 통해 비용을 저감된 비율은 모의거래가 없을 때에 비해 평균적으로 24.6%이다. 기업들이 이상적으로 배출량을 저감하고 거래를 수행했다면 최대 59%정도를 저감할 수 있었는데, 일부만이 실현된 것이다. 이는 배출권거래에 대한 기업들의 인식이 더 깊어지면 향상될 수 있을 것으로 예상된다. 한계저감비용 부분을 보면 모의거래는 시장평균가격이 22,390원에서 형성되었다. 하지만, 이상적인 상황에서는 16,650원까지 가격이 하락하여 형성될 수 있으며, 비율로는 약 26%정도이다.

<표6-17> 비용효율성 비교

	배출권 거래가 없을 경우	모의거래 결과	이상적인 거래의 경우
톤당저감비용(천원/tCO ₂)	13.96	10.53	5.77
저감율(%)	0	24.55	58.66
한계저감비용(천원/tCO ₂)	78.74	22.39	16.65
저감율(%)	-	0	25.64

5. 모의거래의 주요 시사점

5.1 데이터 수집 및 정리 과정상의 주요 시사점

첫째, 전력, 철강, 시멘트 등의 업종을 제외하고는 원단위 기준을 적용하는 것은 현실적으로 매우 어려울 것으로 사료된다. 방금 언급된 세 업종은 발전량이나 생산량에 근거한 물량원단위 산출이 비교적 용이하지만, 생산제품의 품목이 다양하고 복잡한 타 업종은 물량원단위 자체를 산정하기 매우 어렵다. 물량원단위를 산출할 수 없을 때, 대체개념으로 생각할 수 있는 것은 부가가치원단위 또는 매출액원단위와 같은 경제적가치에 기초한 원단위라고 할 수 있다. 하지만, 이러한 경제적가치에 기초한 원단위는 물량원단위에 비해 외부 경제환경에 의한 영향이 매우 크기 때문에 사업장에서 미래를 예측하며 온실가스 저감사업에 투자할 여건을 조성하기 힘들 수 있다. 다시 말하면, 경제적 가치에 기초한 원단위는 기업의 자체적인 저감노력 보다는 환율이나 물가 등의 외부 요소에 의해 크게 영향을 받을 수 있기 때문에 결과적으로 기업의 저감노력을 강화하지 못할 수 있다는 점을 고려해야 한다.

둘째, 총량기준으로 갈 경우 본 연구의 시범사업(안)에서 제시된 것처럼 회사 단위 보다는 사업장 단위의 접근이 바람직할 것으로 사료된다. 신규공장 설립, 신사업 추진 등의 온실가스 배출원의 구조적 변화를 유발하는 활동들은 사업장 단위보다는 회사 단위가 더 빈번하게 발생한다. 따라서, 회사단위로 총량을 할당하게 되면 기준배출량

을 변경해야하는 일이 더 빈번하게 발생하여 제도 자체의 효율성을 저하시킬 수 있다. 사업장으로 할당을 하되, 회사단위의 조정은 사내 거래제도 등을 활용해 보완하면 될 것이다.

셋째, 총량기준으로 시범사업을 실시하기 위해서는 사업장의 구조적 변화가 발생할 때, 베이스라인을 조정하는 기준을 향후 연구에서 수립해야 한다. 총량기준으로 접근하는 것은 원단위 접근에 비해 배출량 감축 측면에서 더 효과적이지만, 경제활동이 활발해 질 때에는 경제성장의 부담이 될 수 있다. 이러한 점을 보완하기 위해서는 배출원이 되는 시설의 신·증설 과 같은 구조적인 변화시에 적용할 수 있는 베이스라인 조정 기준이 필요하다. 이번 모의실험에서는 이러한 구조적인 변화에 대한 기준이 사전적으로 없었기 때문에, 구조적인 변화가 없는 상황을 가정해 참여사의 정보를 수집하고 이러한 가정을 적용할 수 없었던 한 회사에 대해서는 구조적인 변화의 증가를 만큼 베이스라인을 조정하였다.

넷째, 철강, 전력, 시멘트와 같이 타 산업에 비해 온실가스 배출량이 상대적으로 매우 큰 업종을 타 업종과 같은 배출권 거래시장에 포함시킬 것인지에 대해서는 추가적인 검토가 필요할 것으로 사료된다. 이들 업종의 사업장이 발생하는 온실가스 배출량은 전체 시장의 배출량에서 차지하는 비중이 매우 높기 때문에, 이 사업장들의 배출 및 거래 행태는 시장에 큰 영향을 미쳐서 시장 자체가 왜곡될 수 있는 가능성이 있다. 이 사업장들의 시장에 대한 영향력이 너무 커서 시장 자체의 효율성을 저해할 수도 있다는 것이다. 하지만, 배출량도 많고 저감가능성도 클 수 있는 이러한 업종을 배출권 거래시장에서 제외하는 것은 시장 활성화 측면에서 바람직하지 않을 수도 있다. 시범사업에서는 큰 문제가 되지 않을 수도 있지만, 본 사업에서는 문제가 될 수 있는 부분이므로 후속 연구에서 검토가 필요한 부분이라고 할 수 있다.

5.2 모의거래 결과의 주요 시사점

첫째, 이번 모의거래에서는 참여의사를 밝힌 기업들에게 모두 참여유인을 줄 수 있

도록 인센티브 총액을 1조원으로 상정하였으며 낙찰가도 9만5천원으로 결정되었으나, 이는 실제 시범사업의 경우보다 많은 액수이다. 영국의 시범사업에서는 2억1천5백만 파운드(약 4,700억원 가량)를 준비했으며, 낙찰가는 톤당 17.79파운드(약 3만9천원)로 34개 기업들로부터 이끌어낸 5년 동안의 감축총량은 1,200만 CO₂톤이다. 이번 모의거래에서는 7개 기업으로부터 5년간 총 9백만 CO₂톤 가량을 이끌어 내었다. 베이스라인 설정 및 기업의 여건이 다르고 이번 모의거래가 산업부문에게는 처음 시도해 보는 것이라는 점 때문에 직접적인 비교는 어려우나, 이번 모의실험에서는 액수가 많이 상정되었다는 것을 알 수 있다. 이번 시범사업(안)에서는 5년간 300억원(7년간 600억원)이 제시되었는데, 영국의 사례를 참조했을 때 향후 예산이 허락한다면 이 액수는 1조원까지는 아니더라도 조금 더 증가하는 것을 검토할 필요가 있는 것으로 사료된다.

둘째, 배출권 거래의 효율성이 모의거래를 통해 실증되었다. 이번이 대부분의 기업들이 처음으로 배출권 모의거래를 수행하여 배출권거래에 익숙치 않았음에도 불구하고, 모의거래 결과를 분석한 결과 기업들이 경매를 통해 세운 목표를 달성하는데 있어서 모의거래가 없을 때보다 전체적인 비용절감 효과가 약 25% 정도 되는 것으로 나타났다. 이상적으로 프로젝트를 수행하고 배출권을 거래했을 때는 배출권 거래제도가 없을 때에 비해서 59%까지 줄일 수 있는 것으로 분석되었으나, 실제 모의거래에서는 이 정도까지 비용을 줄이지는 못하고 25%에 그쳤다. 이러한 차이는 기업들이 온실가스 저감 프로젝트 시행이나 배출권 거래제도에 아직 익숙치 못하고 저감전략 및 거래전략에 대한 고민이 아직 깊지 않았기 때문에 발생한 것이다. 기업들의 배출권 거래제도에 대한 이해가 깊어지고 전략에 대한 준비도 철저히 하게 된다면, 실제 배출권 거래제도의 비용절감 효과는 이상적인 수준에 가까워 질 것으로 예상된다.

마지막으로 기업들의 학습효과 및 여러 형태의 배출권 거래제도를 검증해보기 위해서 향후 일정기간 모의실험은 지속할 필요성이 있다. 이번 모의거래를 통해 모든 참여자들이 온실가스 배출권 거래제도의 실제 형태에 대해 조금 더 현실감을 가질 수 있었다. 하지만, 모의거래 결과를 분석해 보니, 배출권 거래에 대한 이해도는 여전히 향상될 여지가 있는 것으로 분석되었다. 또한, 시범사업 뿐만이 아니라 본 사업을

위해서도 여러 가지 형태의 배출권 거래제도를 추가적으로 검증해 볼 필요성이 있는데, 이러한 목적을 위해서도 향후 추가적인 모의실험은 더 필요한 것으로 사료된다.

제7장 결 론

본 연구에서는 국내 온실가스 배출권 거래제도 시범사업(안)을 도출하기 위해 다양한 국제 사례와 선행 연구 결과를 분석하고 우리나라의 여건에 적합한 정책대안을 설계하였으며, 실무자가 참여하는 모의실험을 통해 이를 검증하였다.

교토의정서에 따른 국제 온실가스 배출권 거래는 2008년부터 공식 출범할 전망이다. 아직 미국, 러시아 등 온실가스 다배출국의 비준거부(지연)로 교토의정서의 발효 여부가 불투명한 상태임에도 불구하고 대다수의 선진국에서는 국내 온실가스 배출권 거래제도를 시행하거나 시행할 예정이다. 특히 2005년부터 시행예정인 EU의 역내 기업간 배출권거래제는 범세계적인 배출권 시장의 시발점이 될 것으로 보인다. 또한 정부의 추진노력과 별도로 많은 기업(군)에서도 독자적인 사내 혹은 기업간 배출권 거래제도를 자율적으로 시행하고 있다. 뿐만 아니라 2008년 이후에 발생하게 될 배출권에 대한 사전 선물·옵션 거래가 활발히 성사되고 있으며, 특히 2000년 발생분부터 소급인정키로 되어있는 청정개발체제(CDM)사업의 크레딧(CER)에 대한 거래도 확대되고 있다.

국내에서도 정부와 학계 및 산업계의 관심이 높아지고 있으며 특히 정부는 2003년 수립된 기후변화협약 대응 제2차 종합대책에서 국내 온실가스 배출권거래제 시범사업의 추진을 포함하는 등 관련 제도적 기반의 구축에 노력하고 있다. 또한 산업계에서도 자율적인 배출권 거래제도 모의실험을 실시하는 등 관련 내용의 교육과 경험축적에 높은 관심을 보이고 있다. 학계에서도 다수의 연구보고서가 출판됨으로써 지식의 축적이 확대되고 있다.

본 연구에서는 영국, 캐나다, 미국 등 다수 국가의 사례 분석결과를 토대로 우리나라의 여건에 적합한 국내 온실가스 배출권 거래제도 시범사업(안)을 설계하였다. 아직 온실가스 배출한도에 대한 국제규제의 적용을 받지 않고 있는 우리나라의 입장에서는 강제적인 총량규제방식 보다는 자발적인 참여에 의한 인센티브 경매 방식이 적합할 것이라 평가되었다. 즉, 정부에서는 일정 규모의 인센티브 재원을 확보하고, 기

업으로 하여금 자발적인 감축목표량을 입찰토록 함으로써 인센티브 재원의 배분을 통해 자율적인 삭감노력을 유도하는 방안이 적합할 것으로 판단되었다. 이를 통해 산업계의 배출삭감노력을 유도하고 제도에 대한 적응능력을 배양함으로써 미래의 국제 규제에 대비하고 국내적인 감축노력을 활성화할 수 있을 것이다.

모의거래 시행 결과, 참여 업체는 인센티브 경매와 배출권 거래를 통해 감축비용의 약 25%를 절감한 것으로 나타났다. 이는 배출권 거래제도를 통한 경제적 효율성의 달성이 가능하다는 점을 뒷받침하는 것이다. 하지만 이론적 모형을 통해 추정된 비용 절감 잠재력(본 연구에서는 59%로 추정됨)에 비해서는 절반에도 못 미침에 따라 기업체에 대한 교육 및 능력향상을 위한 추가적인 노력이 필요한 것으로 판단된다.

본 연구에서는 시범사업 대상기간으로 2006~2012년을 제시하였으며 최소 2년간의 준비기간이 필요하다는 점을 지적하였다. 이는 시범사업 추진일정상 가장 빠른 기간을 제시한 것이다. 러시아의 비준 지연으로 인한 교토의정서 발효 여부의 불확실성, EU, 미국, 캐나다, 일본 등 주요 선진국의 정책 추진일정의 불확실성, 국제 기후변화 협상의 불확실성 등 다양한 불확실성을 고려할 때 우리나라의 국내 온실가스 배출권 거래 시범사업 일정은 보다 신중하게 결정될 필요가 있다. 따라서 2006년부터 시작할 필요가 있다는 본 연구의 제안은 앞으로의 국제 여건 변화에 따라 수년간 연기될 필요성이 제기될 수 있다.

또한 본 연구에서 제시한 총량 목표 방식과 별도로 원단위 목표 방식의 적용 잠재력에 대한 검토도 계속되어야 할 것으로 판단된다. 비록 본 연구 결과 총량 목표 방식이 보다 합리적인 방안으로 제시되었지만 일부 업종이나 부문, 특히 자동차 및 전력 산업 등에 대해서는 원단위 방식의 목표를 설정하고 이를 토대로 배출권 거래제도를 설계하는 것도 추가적인 검토가 필요할 것으로 보인다. 그리고 본 연구에서는 시범사업이라는 특수성을 고려하여 인센티브에 기초한 자발적 참여방식을 제안하였으나 이는 국제적인 온실가스 규제에 직면하게 될 경우 강제적인 참여에 기초한 총량 관리 방식으로의 전환을 필요로 하게 된다. 이 경우 인센티브에 기초한 자발적 참여방식에서 강제적 총량 관리 방식으로의 전환경로에 대한 신중한 설계가 필요할 것이다. 이러한 과정에서는 또한 관련 이해당사자의 의견을 충분히 수렴하여 반영하는 공개적

인 절차가 필요하다. 캐나다의 배출권 거래제 설계과정의 경우 이러한 측면에서의 중요 사례로써 참고할 필요가 있다. 한편 모의거래 실시 과정에서 제기된 문제점에 대해서도 보다 깊이있는 해석과 대응방안의 설계가 필요하다. 특히 일부 대규모 배출업소의 참여에 따른 전체 배출권 시장의 불안정성에 대해서는 영국에서의 경우와 같이 인센티브 경매 낙찰량의 상한선(예: 10%) 설정이라는 수단도 활용될 수 있을 것이다. 즉, 경험축적을 위한 초기 단계에서는 일부 소수 배출업소가 대부분의 배출권을 할당 받는 결과를 예방할 필요가 있다. 또한 열·전기 등을 구입하여 이용하는 간접배출시설에 대해 적용되는 배출계수의 산정문제도 추가적인 연구조사가 필요한 부분이다.

이러한 분석과 대안설계는 추가적인 연구를 통해 심도있게 다루어져야 할 것이다. 요컨대 국내외 여건의 변화에 따라 국내 온실가스 배출권거래제의 도입시기나 형태의 변경이 요구될 수는 있으나 국제적 움직임의 주된 흐름을 볼 때 범세계적 시장의 출범을 막을 수는 없을 것으로 보인다. 따라서 시기의 불확실성은 있지만 국내 온실가스 배출권거래제의 시행도 불가피한 선택이라 판단된다. 따라서 국내 온실가스 배출권거래제의 시행을 위한 준비는 보다 가속화되어야 하며, 특히 산업계의 의견수렴과 경험축적, 배출량 보고 및 검증 시스템의 구축 등 다양한 주체의 대응 노력이 지속·강화되어야 하겠다. 특히 본 연구의 후속과제로서 배출권 거래 모의실험의 확대, 배출량 보고·검증 절차 등 구체적인 규칙제정 노력, 법령 등 관련 제도적 기반의 구축 등이 추진되어야 할 것이다.

참고문헌

■ 국내문헌

국립환경연구원/환경부. 2001. 「대기오염물질 배출사업장에서의 이산화탄소배출량 산정」

에너지관리공단. 2003. 5. 「온실가스 배출권거래제 시범사업 연구」

환경부. 2001. 3. 「온실가스 배출저감 목표설정 및 배출권 거래제도 활용방안」

■ 국외문헌

Buen, Jorund, Kristian tangen, Anders Skogen, Arne Eik, Ian Roche and Atle Chr. Christiansen. 2003. Global Carbon Markets: Driving Forces and Future Prospects, *Greenhouse Gas Market 2003: emerging but fragmented*, International Emissions Trading Association(IETA),

California Climate Action Registry. 2003. 7. Certification Protocol

California Climate Action Registry. 2003. 10. General Reporting Protocol Version 2.0

Cogen Europe. November 2002. EU Emission Trading and Combined Heat and Power

DEFRA. 2001. Guidelines for the Measurement and Reporting of Emission in the UK Emission Trading Scheme

DEFRA. 2003. 6. Guidelines for the Measurement and Reporting of Emissions by

Direct Participants in the UK Emission Trading Scheme

Environmental Law Institute. 2002. Emission Reduction Credit Trading Systems: An Overview of Recent Results and an Assessment of Best Practices

Environmental Resource Management. 2002. 3. *GETS 3 - Greenhouse Gas and Energy Trading Simulations.*

IEA. 1971~2001. 2003 CO₂ Emissions from Fuel Combustion

IPCC. 2000. Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories

IPCC. 1995. IPCC Second Assessment - Climate Change 1995

IPCC. 1996. Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reference Manual(Volume 2)

IPCC. 1996. Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reference Manual(Volume 3)

Ministry of Economic Affairs of the Netherlands. October 2002. Allocation of CO₂ Emission Allowances: Distribution of Emission Allowances in a European Emissions Trading Scheme

OECD/IEA. 2000. Emission Baselines: Estimating the Unknown

OECD/IEA. 2001. Framework for Baseline Guidelines

OECD/IEA. May 2002. Practical Baseline Recommendations for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector

PriceWaterHouse Coopers. May 2003. Allowance Allocation within the Community-wide Emissions Allowance Trading Scheme

Richard Baron. 2000. 11. *Emission Trading: A Real Time Simulation*. COP 6

Sorrell, Steve. 2003. The UK Emissions Trading Scheme, Domestic GHG Emissions Trading Schemes, Korea Environment Institute(KEI)

UK DEFRA. 2001. Framework for the UK Emission Trading Scheme

UK DEFRA. June 2003. Guidelines for the Measurement and Reporting of Emissions by Direct Participants in the UK Emissions Trading Scheme

UNIPED/EURELECTRIC. 1999. 10. *Greenhouse Gas and Electricity Trading Simulation: An exercise in trading carried out by the Electricity Industry in collaboration with the International Energy Agency and ParisBourse^{SBF} SA.*

WRI/WBCSD. 2003. 9. Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard

WRI/WBCSD. 2001. 9. The Greenhouse Gas Protocol: A Corporate Accounting and Reporting Standard

■ Internet Site

<http://www.CO2e.com>

<http://www.erm.com>

<부록 1>

<온실가스 배출량 산정 방식>

1. 개요

본 부록에서는 우리나라 온실가스 배출권거래제 시범사업 적용이 예상되는 7개의 산업업종에 대한 온실가스 배출목록 및 배출량 산정방식을 수록하였다. 동 산정방식은 IPCC 지침서, GHG Protocol 지침서 및 영국, 일본의 사례를 검토하여 현 단계에서 적용 가능한 방법을 제시하였다.

우선 각 업종별 배출목록은 가장 기본적으로 포함되어야 할 사항들을 포함시켰다. 따라서 이는 같은 업종이라도 적용된 공정이나 기술의 차이에 따라 변할 수 있는 사항으로 향후 실질적인 배출권거래제 시범사업의 이행시에는 참여업체별로 배출목록에 대한 검증과정이 필요할 것이다.

다음은 각 배출목록에 대한 배출량 산정방식으로서 이는 통상 모든 업종에 포함되어 모든 참여자가 배출량을 산정해야 하는 것으로 고려되는 “공통부문”과 각 업종의 특성에 따라 선택하여 산정해야 하는 “업종분야”로 나누어 각 목록별 배출량 산정방식을 제시하였다.

산정방식의 기본골자는 연료의 사용량 등 다양한 활동자료에 배출계수를 곱하여 산정하는 방법으로 되어 있으며, 배출계수는 참여자가 직접 제안하는 배출계수를 사용할 수는 있으나 감독기관에 사전승인 형식의 절차를 거치는 것이 필요하다. 고유 배출계수의 제안이 여의치 않을 경우 국가 또는 국제적으로 통용되는 기본값(default)을 활용하는 방법이 제안되며 본 부록의 배출계수에 대한 기본값은 우선 국제적으로 통용되고 있는 IPCC 지침 및 GHG protocol의 기본값과 우리나라와 산업공정 형태가 유사한 일본의 기본값을 혼용하여 우리의 현실에 근접한 값을 포함시켰다.

그러나 이의 값이 반드시 우리의 현실과 일치한다고 볼 수는 없다. 예로서 온실가

스 배출이 가장 많은 연료연소의 경우 연소기기의 용량, 성능, 연소율 등이 온실가스 배출량과 직접적인 관련이 있으며, 기본값을 활용하여도 실제 배출량과는 큰 오차를 보이고 있지는 않지만 특정한 공정 및 기술(온실가스 저감 등)이 적용된 경우라면 상황이 다를 수 있기 때문이다.

2. 업종별 배출목록

2.1 발전업

전기생산을 위한 발전은 화력, 수력, 원자력 등으로 구분될 수 있으나 일반적으로 화석연료가 투입되는 화력발전이 주요 배출원으로 구분될 수 있으며, 연소에 의한 CO₂ 배출이 주요 배출활동이지만, 보일러나 터빈 등을 이용하고 있어, CH₄ 및 N₂O의 배출도 발생한다.

활동구분	가스종류					
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆
1.1 연료사용	○					
1.2 전기 사업자에게서 공급된 전기사용	○					
1.3 열공급 사업자에게서 공급된 열 사용	○					
2.1 보일러에 있어 연료 사용		○	○			

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

2.2 제지업

펄프, 종이, 종이가공 제조업에는 연료의 연소에 의한 CO₂ 배출이 주요 배출활동이지만, 보일러나 가스터빈 등을 이용하고 있어, CH₄ 및 N₂O의 배출도 발생한다. 동업종에 해당하는 온실가스 배출목록을 살펴보면 다음과 같다.

활동구분	가스종류					
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆
1.1 연료사용	○					
1.2 전기 사업자에게서 공급된 전기사용	○					
1.3 열공급 사업자에게서 공급된 열 사용	○					
2.1 보일러에 있어 연료 사용		○	○			
2.3 각종 정치형 기관에 있어 연료사용		○	○			
2.4 기타 로에 있어 연료사용		○	○			

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

2.3 화학공업

화학공업에서는 연료연소에 의한 CO₂가 배출되며, 암모니아의 제조에 따라 CO₂의 배출, 질산의 제조에 수반되어 N₂O의 배출, HFC의 제조에 따라 HFC의 배출 등, 공업공정에 있어 배출도 많다. 또한, 로를 이용하고 있기 때문에 CH₄ 및 N₂O의 배출도 발생한다. 동 업종에 해당하는 온실가스 배출목록을 살펴보면 다음과 같다.

활동구분	가스종류					
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆
1.1 연료사용	○					
1.2 전기 사업자에게서 공급된 전기사용	○					
1.3 열공급 사업자에게서 공급된 열 사용	○					
2.1 보일러에 있어 연료 사용		○	○			
2.3 각종 정치형 기관에 있어 연료사용		○	○			
2.4 기타 로에 있어 연료사용		○	○			
2.11 생석회의 제조	○					
2.13 암모니아의 제조	○					
2.14 각종 화학제품의 제조 (아지핀산, 에틸렌, 카본블랙 등)	○	○	○			
2.15 HFC-22제조에 수반되어 HFC-23의 부생성				○		
2.16 HFC의 제조				○		
2.17 PFC의 제조					○	
2.18 SF ₆ 의 제조						○

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

2.4 석유정제업

석유정제업에서는 연료의 연소에 의한 CO₂의 배출, 원유생산이나 운송에 수반되는 CO₂의 누출 등, 연료에서 누출에 의해 배출되는 것이 많다. 또한 로를 이용하기 때문에 CH₄ 및 N₂O의 배출도 발생한다. 동 업종에 해당하는 온실가스 배출목록을 살펴보면 다음과 같다

활동구분	가스종류					
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆
1.1 연료사용	○					
1.2 전기 사업자에게서 공급된 전기사용	○					
1.3 열공급 사업자에게서 공급된 열 사용	○					
2.1 보일러에 있어 연료 사용		○	○			
2.3 각종 정치형 기관에 있어 연료사용		○	○			
2.4 기타 로에 있어 연료사용		○	○			
2.8 원유운송	○	○				
2.9 원유정제		○				

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

2.5 시멘트 제조업

시멘트 제조업에서는 시멘트 제조의 과정에서 크링커 및 중간 생성물을 제조할 때 석회석을 로에서 가열하는데, 그 때에 원료로써 석회석에 포함된 탄산칼슘이 화학반응을 일으켜 대량의 CO₂ 배출이 된다. 또한 공정에서도 로에서의 CH₄ 및 N₂O의 배출이 발생한다. 동 업종에 해당하는 온실가스 배출목록을 살펴보면 다음과 같다.

활동구분	가스종류					
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆
1.1 연료사용	○					
1.2 전기 사업자에게서 공급된 전기사용	○					
1.3 열공급 사업자에게서 공급된 열 사용	○					
2.1 보일러에 있어 연료 사용		○	○			
2.4 기타 로에 있어 연료사용		○	○			
2.10 시멘트 제조	○					

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

2.6 철강업

철강업에서는 제조공정에 부원료로서 高爐 및 轉爐에서 석회석이나 dolomite를 사용하기 때문에, 공업공정에서 CO₂의 발생이 많다. 공정상의 배출량을 포함한 동 업종에 해당하는 온실가스 배출목록을 살펴보면 다음과 같다.

활동구분	가스종류					
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆
1.1 연료사용	○					
1.2 전기 사업자에게서 공급된 전기사용	○					
1.3 열공급 사업자에게서 공급된 열 사용	○					
2.1 보일러에 있어 연료 사용		○	○			
2.2 전기로에 있어 전기 사용			○	○		
2.4 기타 로에 있어 연료사용		○	○			
2.12 석회석 및 dolomite 사용	○					

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

2.7 자동차 제조업

자동차 제조업에서는 연료연소에 의한 CO₂ 배출과 보일러에서 CH₄ 및 N₂O의 배

출도 발생한다. 또한, 시험주행 등 자동차의 주행거리는 크다고 생각할 수 있다. 동업종에 해당하는 온실가스 배출목록을 살펴보면 다음과 같다.

활동구분	가스종류					
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆
1.1 연료사용	○					
1.2 전기 사업자에게서 공급된 전기사용	○					
1.3 열공급 사업자에게서 공급된 열 사용	○					
2.1 보일러에 있어 연료 사용		○	○			
2.5 자동차의 주행		○	○			

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

3. 배출목록별 배출량 산정방식

3.1. 공통부문

활동구분	가스종류					
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆
1.1 연료사용	○					
1.2 전기사업자로부터 공급된 전기사용	○					
1.3 열공급사업자로부터 공급된 열 사용	○					

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

전기사업자로부터 공급받은 전기의 사용 및 열공급 사업자로부터 공급받은 열사용에 수반하여 배출되는 CO₂는 전기 및 열사용 장소에서 직접 생기는 것이 아니라, 발전이나 열공급 과정에서 연료가 연소됨에 따라 발생하는 간접배출이다.

전기 및 열사용에 따른 간접배출의 양은 발전량 및 열공급량과 소비량과의 관계가 비교적 명확하고, 각 공급사업자로부터 관련 배출계수를 활용하는 방안이 제안되어진다.

1) 연료연소

가) 활동내용

열이나 동력을 얻기 위해(보일러에서 등유사용, 자동차 주행에 의한 가솔린 소비 등) 연료를 연소시키는 것으로 연료 중에 포함된 탄소가 연소함으로써 CO₂가 발생한다.

나) 대상 온실가스 : CO₂(이산화탄소)

다) 산정식

석유, 가솔린, 등유 등의 화석연료별로 연료 사용량에 단위 발열량 및 배출계수를 곱하여 합산한다.

$$\text{배출량 (kgCO}_2\text{)} = \text{연료사용량} \times \text{단위발열량} \times \text{배출계수}$$

라) 대상이 되는 연료종류와 단위 발열량 및 배출계수('96 IPCC Guideline)

연료의 종류	단위 발열량(TJ/103ton)	배출계수(kgCO ₂ /TJ)
가솔린	44.80	18.9
등유	44.59	19.5
액화석유가스(LPG)	47.31	17.2
석유 코크스	31.00	27.5

자료: IPCC, Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reference Manual(Volume 3), 1996.

마) 활동도 자료

활동도 자료는 연료의 종류별로 연료공급자의 청구서, 납품서 등 사업자가 사용기록 또는 구입기록 등으로 파악한다. 또한, 단위 발열량에 default 값을 이용할 때, 기체의 경우에는 원칙으로 표준상태(0℃, 1기압)에서 측정된 체적을 이용한 것으로 하지만, 그것이 곤란한 경우에는 측정값을 표준상태의 값으로 환산한다.

2) 전기사용

가) 활동내용

전기사업자로부터 전기공급을 받은 전기의 양을 사용하는 것이다. 통상, 전기사업자는 화력, 수력, 원자력 등에 의해 발전을 하지만, 그 중 화력발전에서는 화석연료를 연소시킴으로써 CO₂가 발생한다.

나) 대상 온실가스 : CO₂(이산화탄소)

다) 산정식

공급된 전기의 사용량(kWh)을 전기사업자별로 파악하고 배출계수를 곱하여 합산한다. 또한, 자신이 발전한 경우의 전기사용량에 대해서는 발전에 이용한 연료의 사용량을 토대로 「1.1 연료의 사용」으로 산정되기 때문에, 본 항의 대상외 이다.

$$\text{배출량(kgCO}_2\text{)} = \text{전기사용량(kWh)} \times \text{배출계수(kgCO}_2\text{/kWh)}$$

라) 배출계수(IEA 2000)

각 전기사업자로부터 제공된 배출계수를 파악하는 것이 바람직하다. 특히, 일반 전기사업자이외의 전기사업자로부터 전기공급을 받고 있는 경우에는 전원구성에 큰 차이가 있기 때문에, 개별 배출계수를 파악해야만 한다.

전기사업자로부터 배출계수의 제공을 받지 않고 있는 경우에는 다음의 평균 배출계수를 이용한다. 이 배출계수는 수요 그룹의 배출계수이다. 이 배출계수는 매년 갱신하기 때문에 산정대상 년마다 배출계수를 갱신할 필요가 있다.

구 분	배출계수
Annex I Countries	871 gCO ₂ /kWh
Annex II Countries	926 gCO ₂ /kWh

자료: IEA, CO₂ Emissions from Fuel Combustion 1971~2001, 2003

마) 활동도 자료

① 전기사용량

각 전기사업자로부터의 청구서 또는 전기사용량이 명시된 서류(이하 「청구서 등」으로 한다)로 전기사업자별 전기사용량을 파악한다.

② 공용시설 등에 있어 전기사용량 추계

타 사업자와의 공동시설이나 대여 빌딩 등의 입주로 전기 사용량에 따르지 않고 전기사용 요금을 지불하는 경우에는 해당 사업자분의 전기사용량을 파악할 수 없다. 이때, 전기사용량은 추정 계산으로 가능하지만, 해당 사업자가 부담한 실지 전기사용 요금으로부터 전기사용량을 추정할 수 있다.

3) 열의 사용

가) 활동내용

열공급 사업자로부터 열공급을 받은 열의 양을 사용하는 것이다. 통상, 열공급 사업자는 연료를 연소시켜 열을 얻고 이 활동에 의해 CO₂가 발생한다.

나) 대상 온실가스 : CO₂(이산화탄소)

다) 산정식

열공급 사업자로부터 공급된 열의 사용량(MJ)에 배출계수를 곱하여 합산한다. 또, 자신들이 발생시킨 열의 사용량은 열발생에 이용한 연료의 사용량에 기초하여 「1.1 연료의 사용」항에서 산정한다.

$$\text{배출량(kgCO}_2\text{)} = \text{열사용량(MJ)} \times \text{배출계수(kgCO}_2\text{/MJ)}$$

라) 배출계수

각 열공급 사업자로부터 제공받은 배출계수를 파악하는 것이 바람직하지만, 열공

급 사업자로부터 배출계수의 제공을 받지 못하는 경우에는 다음의 배출계수를 이용한다.

No.	활동종류	배출계수
1	열공급 사업자로부터 공급된 열사용	0.067kgCO ₂ /MJ

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

마) 활동도 자료

① 열사용량

열공급자와의 계약종별이 종량제 계약에 대해서는 각 열공급자로부터의 청구서 또는 열사용량이 명시된 서류(이하 「청구서 등」 이라고 한다)로 열사용량을 파악한다.

② 공용시설 등에 있어 열사용량의 추계

타사업자와의 공동시설이나 빌딩의 입주 등으로 열사용량에 관계없이 열사용 요금을 지불하고 있는 경우에는 해당 사업자분의 열사용량을 파악할 수 없다. 이런 경우에는 열사용량은 추계에 의한다. 추계방법으로는 해당 사업자가 부담하는 열사용 요금 상당분으로 열사용량을 추계하는 것을 고려할 수 있다.

3.2 공정부문

1) 연료연소

가) 보일러에 있어 연료사용

① 활동내용

보일러에서 증기나 온수를 만드는데 연료를 사용한다. 이에 수반하여 CH₄ 및 N₂O가 발생한다. 연료를 연소시켜 CO₂를 발생시키는 활동은 「1.1 연료사용」에 포함되어 있다.

② 대상 온실가스 : CH₄(메탄), N₂O(일산화이질소)

활동구분		대상가스					
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆
연료연소	2.1 보일러에서 연료사용		○	○			
	2.2 전기로에서 전기사용		○	○			
	2.3 각종 정치형 기관에서 연료사용		○	○			
	2.4 기타 로에 있어 연료사용		○	○			
	2.5 자동차 주행		○	○			
연료로부터의 누출	2.6 원유정제		○				
산업공정 등	2.7 시멘트 제조	○					
	2.8 생석회 제조	○					
	2.9 석회석 및 dolomite 사용	○					
	2.10 암모니아 제조	○					
	2.11 각종 화학제품제조 (아지핀산, 에칠렌, 카본블랙 등)	○	○	○			
HFC 등 3가스의 생산과 제조	2.12 HCFC-22 제조에 따른 HFC-23 부생성				○		
	2.13 HFC 제조				○		
	2.14 PFC 제조					○	
	2.15 SF6 제조						○

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

③ 산정식

연료의 종류별 사용량(Kg; L)에 단위발열량 및 온실효과 가스별 배출계수를 곱하여 온실효과 가스별로 합산한다.

$$\text{배출량(kgCH}_4\text{)} = \text{연료사용량(kg;L)} \times \text{단위발열량(MJ/kg;L)} \times \text{배출계수(kgCH}_4\text{/MJ)}$$

$$\text{배출량(kgN}_2\text{O)} = \text{연료사용량(kg;L)} \times \text{단위발열량(MJ/kg;L)} \times \text{배출계수(kgN}_2\text{O/MJ)}$$

④ 대상이 되는 연료의 종류, 단위발열량 및 배출계수

단위발열량은 연료구입시에 개별적으로 직접 파악하는 것이 바람직하지만, 그것이 곤란한 경우에는 default 값을 이용한다. 단위발열량에는 고위발열량을 이용한다. 보일러에서 일반적으로 사용하고 있는 연료의 종류와 단위발열량 및 배출계수의 default 값을 다음 표에 나타내었다.

시설종류	연료종류	단위	단위발열량	배출계수	
				CH4[kgCH4/MJ]	N2O[kgN2O/MJ]
유동상 보일러이외 의 보일러	일반탄	kg	26.6MJ/kg	7.1×10-5	5.6×10-7
	코크스	kg	30.1MJ/kg		
	목재	kg	14.4MJ/kg		
	목탄	kg	15.3MJ/kg		
	원유	L	38.2MJ/L	1.4×10-8	
	B 중유	L	40.4MJ/L		
	C 중유	L	41.7MJ/L		
	펄프 폐액	L	13.9MJ/L	3.9×10-6	
A중유, 경유, 등유, 기체연료	-	-			
상압유동상 보일러	일반탄	kg	26.6MJ/kg	5.3×10-5	
	코크스	kg	30.1MJ/kg		
	목재	kg	14.4MJ/kg		
	목탄	kg	15.3MJ/kg		
가압유동상 보일러	일반탄	kg	26.6MJ/kg		5×10-6

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

⑤ 활동도 자료

연료종류별로 연료공급자의 청구서, 납품서 등이나 사업자에 의한 사용기록 또는 구입기록 등에 의해 파악한다. 연료의 사용량이 파악할 수 없는 경우에는 보일러 가동기록 등에 의해 추계한다.

나) 전기로에서 전기사용

① 활동내용

제강을 위해 전기로에서 전기를 사용한다. 이에 따라 로에서 CH4가 발생한다. 또한, 자가 연료를 연소시켜 발전하는 경우에 CO2가 발생하는 활동은 「1.1 연료사용」에, 타인으로부터 전기공급을 받아 CO2를 발생시키는 경우에는 「1.2 전기사업자로부터 공급된 전기사용」에 각각 포함되어 있다.

② 대상 온실가스 : CH4(메탄)

③ 산정식

전기로에서 전기사용량(kWh)에 배출계수를 곱하여 산정한다.

$$\text{배출량 (kgCH}_4\text{)} = \text{전기사용량 (kWh)} \times \text{배출계수 (kgCH}_4\text{/kWh)}$$

본 항에 있어 전기에 대해서는 전기로에 있어 사용된 모든 전기를 말하며, 타인으로부터 공급된 전기 및 자가 발전한 전기를 포함한다.

④ 배출계수

전기 이용형태(무엇을 용해시키는가)에 따라 배출계수가 다르다고 사료되므로, 개별적으로 파악하는 것이 바람직하지만, 이것이 곤란한 경우에는 다음 표에 나타낸 배출계수의 default 값을 이용한다. default값은 제강용 아크로, 제강용 저주파 유도로, 저주파 溝型 전기로, 고주파 도가니형 유도로의 실적치를 토대로 설정하고 있다.

No.	활동종류	배출계수
1	전기로에 있어 전기사용	$2.0 \times 10^{-5} \text{kgCH}_4/\text{kWh}$

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

⑤ 활동량

전기로에 이용한 전기사용량을 파악한다.

- 전기로에 이용한 전기사용량에 대해서 전기사업자로부터 청구서 등에 의해 파악할 수 있는 경우는 해당서류를 이용한다.
- 전기로에 이용한 전기에 대해서 자가 발전한 전기를 사용하는 경우에 대해서는 발전기록 등을 정리하여 파악한다.
- 전기로의 사용실적을 파악하고 있는 경우에는 사용실적을 토대로 전기사용량을 추계한다.

다) 각종 정치형 기관에 있어 연료사용

① 활동내용

전력이나 전기를 얻기 위해 각종의 정치형 기관에서 연료를 연소시키는 것이 해당된다. 이에 수반하여 CH₄ 및 N₂O가 발생한다. 또한, 연료를 연소시킴으로 발생하는 CO₂발생에 대한 활동은 「1.1 연소이용」에 포함되어 있다.

② 대상 온실가스 : CH₄(메탄), N₂O(일산화이질소)

③ 산정식

정치형 기관의 종류별로 연료별 사용량을 파악하고 단위발열량 및 온실효과 가스별 배출계수를 곱하여 온실효과 가스별로 합산한다.

· 배출량(kgCH₄) =

$$\text{연료사용량(kg:L:M}^3) \times \text{단위발열량(MJ/kg:L:m}^3) \times \text{배출계수(kgCH}_4 \text{ /MJ)}$$

· 배출량(kgN₂O)=

$$\text{연료사용량(kg:L:M}^3) \times \text{단위발열량(MJ/kg:L:m}^3) \times \text{배출계수(kgN}_2\text{O/MJ)}$$

④ 대상이 되는 정치형 기관과 배출계수 및 대상이 되는 연료와 단위발열량

<각종 정치형 기관에 있어 연료사용 배출계수>

기관종류	배출계수	
	CH ₄ , [kgCH ₄ /MJ]	N ₂ O, [kgN ₂ O/MJ]
가스터빈		2.8×10 ⁻⁸
디젤기관		1.6×10 ⁻⁶
가스기관 또는 가솔린 기관	5.4×10 ⁻⁵	6.0×10 ⁻⁷

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

<대상이 되는 연료종류 및 단위발열량>

연료종류	단위발열량	연료종류	단위발열량
원유	38.2MJ/L	석유 코크스	35.6MJ/kg
천연가스액(NGL)	35.3MJ/L	액화석유가스(LPG)	50.2MJ/kg
가솔린	34.6MJ/L	액화천연가스(LNG)	54.5MJ/kg
naphtha	34.1MJ/L	천연가스	40.9MJ/Nm3
제트연료유	36.7MJ/L	코크스로 가스	21.1MJ/Nm3
등유	36.7MJ/L	고로가스	3.41MJ/Nm3
경유	38.2MJ/L	轉爐가스	8.41MJ/Nm3
A 중유	39.1MJ/L	정유가스	44.9MJ/Nm3
B 중유	40.4MJ/L	도시가스	41.1MJ/Nm3
C 중유	41.7MJ/L	기타 석유제품	42.3MJ/kg
윤활유	40.2MJ/L		

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Coporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

⑤ 활동량

활동량은 연료종류별 연료사용 또는 구입기록 등을 정리하여 파악한다. 단위발열량에 default값 이용할 때, 기체의 경우에는 원칙적으로 표준상태에서 측정을 한 체적을 이용하지만, 이것이 곤란한 경우에는 측정값을 표준상태 값으로 환산한다.

라) 기타 로에 있어서 연료사용

① 활동내용

펠레트 소성, 시멘트 건조 등을 위해 「2.1.1 보일러에 있어 연료사용」에서 「2.1.3 각종 정치형 기관에 있어 연료사용」에 기재한 이외의 로에서 연료를 연소시키는 것이다. 이에 수반하여 CH₄ 및 N₂O가 발생한다. 연료를 연소시켜 CO₂를 발생시키는 활동은 「1.1 연료사용」에 포함되어 있다.

② 대상 온실가스 : CH₄(메탄), N₂O(일산화이질소)

③ 산정식

로의 종류별로 연료별 사용량을 파악하고 단위발열량 및 온실효과 가스별 배출계

수를 곱하여 온실효과 가스별로 합산한다.

· 배출량(kgCH₄) = 연료사용량(kg·L·M³) × 단위발열량(MJ/kg·L·m³) × 배출계수(kgCH₄ /MJ)

· 배출량(kgN₂O) = 연료사용량(kg·L·M³) × 단위발열량(MJ/kg·L·m³) × 배출계수(kgN₂O/MJ)

④ 대상이 되는 로와 배출계수 및 대상이 되는 연료종류와 단위발열량

<기타 로의 종류 및 배출계수>

로의 종류	연료종류	배출계수	
		CH ₄ , [kgCH ₄ /MJ]	N ₂ O, [kgN ₂ O/MJ]
가스발생로	고체연료		6.2×10 ⁻⁷
소결로(금속의 정련용 소결로) (동, 납 및 아연은 제외)	고체연료	2.9×10 ⁻⁵	6.2×10 ⁻⁷
	액체연료		9.3×10 ⁻⁷
	기체연료		4×10 ⁻⁸
펠레트 소성로(금속용, 비철금속용)	고체연료	5.4×10 ⁻⁸	6.2×10 ⁻⁷
	액체연료		9.3×10 ⁻⁷
	기체연료		4×10 ⁻⁸
금속의 단조, 압연 또는 금속, 금속제품의 열처리용 가열로, 요업제품 소성로(시멘트용을 제외)	고체연료		6.2×10 ⁻⁷
	액체연료		9.3×10 ⁻⁷
	기체연료		4×10 ⁻⁸
축매재생탑			7.2×10 ⁻⁶
골재건조로, 시멘트 건조로	고체연료	2.4×10 ⁻⁵	6.2×10 ⁻⁷
	액체연료		9.3×10 ⁻⁷
	기체연료		4×10 ⁻⁸
기타 건조로	고체연료	2.8×10 ⁻⁸	6.2×10 ⁻⁷
	액체연료		9.3×10 ⁻⁷
	기체연료		4×10 ⁻⁸
상기 이외의 로	고체연료	1.2×10 ⁻⁵	6.2×10 ⁻⁷
	액체연료		9.3×10 ⁻⁷
	기체연료		4.6×10 ⁻⁷

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

<대상이 되는 연료의 종류 및 단위발열량>

연료종류	단위발열량	연료종류	단위발열량
원료탄	28.9MJ/kg	경유	38.2MJ/L
일반탄(국내탄)	22.5MJ/kg	A 중유	39.1MJ/L
일반탄(수입탄)	26.6MJ/kg	B 중유	40.4MJ/L
무연탄 등	27.2MJ/kg	C 중유	41.7MJ/L
코크스	30.1MJ/kg	윤활유	40.2MJ/L
연탄 또는 두탄	23.9MJ/kg	석유코크스	35.6MJ/kg
목재	14.4MJ/kg	액화석유가스(LPG)	50.2MJ/kg
목탄	15.3MJ/kg	액화천연가스(LNG)	54.5MJ/kg
기타 고체연료	33.1MJ/kg	천연가스(LNG 제외)	40.9MJ/Nm ³
원유	38.2MJ/L	코크스로 가스	21.1MJ/Nm ³
천연가스액(NGL)	35.3MJ/L	고로가스	3.41MJ/Nm ³
가솔린	34.6MJ/L	轉爐가스	8.41MJ/Nm ³
naphtha	34.1MJ/L	정유가스	44.9MJ/Nm ³
연료유	36.7MJ/L	도시가스	41.1MJ/Nm ³
등유	36.7MJ/L	기타 석유제품	42.3MJ/kg
		펄프 폐액	13.9MJ/kg

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

⑤ 활동량

활동량은 연료종류별 연료사용 또는 구입의 기록 등을 정리하여 파악한다. 단위발열량에 default 값 이용시, 기체의 경우에는 원칙적으로 표준상태에서 측정을 한 체적을 이용하지만, 이것이 곤란한 경우에는 측정치를 표준상태의 값으로 환산한다.

마) 자동차 주행

① 활동내용

자동차의 주행을 위해 엔진에서 연료를 연소시키는 것이 포함된다. 이에 수반하여 CH₄ 및 N₂O가 발생한다. 연료를 연소시켜 CO₂가 발생하는 활동은 「1.1 연료사용」에 포함되어 있다.

② 대상 온실가스 : CH₄(메탄), N₂O(일산화이질소)

③ 산정식

- 배출량(kgCH₄) = 주행거리(km) × 배출계수(kgCH₄/km)
- 배출량(kgN₂O) = 주행거리(km) × 배출계수(kgN₂O/km)

<자동차 구분>

No.	자동차의 구분	용도	연료의 종류	구분약칭
1	보통·소형 자동차	승용 (정원 10인 이하)	가솔린 또는 액화 석유가스(LPG)	승용차
2	보통·소형 자동차	승용 (정원 11인 이상)	가솔린	버스
3	경자동차	승용	가솔린	경승용차
4	보통 자동차	화물	가솔린	보통 화물차
5	소형 자동차	화물	가솔린	소형 화물차
6	경자동차	화물	가솔린	경화물차
7	보통·소형·경자동차	특종	가솔린	특종 자동차
8	보통·소형자동차	승용 (정원 10인 이하)	경유	승용차
9	보통·소형자동차	승용 (정원 11인 이상)	경유	버스
10	보통 자동차	화물	경유	보통 화물차
11	소형 자동차	화물	경유	소형 화물차
12	보통·소형자동차	특종	경유	특종 자동차

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

④ 배출계수

No.	연료종류	구분약칭	배출계수	
			CH ₄ , (kgCH ₄ /km)	N ₂ O, (kgN ₂ O/km)
1	가솔린 또는 LPG	승용차	1.1×10 ⁻⁵	3.0×10 ⁻⁵
2	가솔린	버스	3.5×10 ⁻⁵	4.4×10 ⁻⁵
3	가솔린	경승용차	1.1×10 ⁻⁵	2.2×10 ⁻⁵
4	가솔린	보통 화물차	3.5×10 ⁻⁵	3.9×10 ⁻⁵
5	가솔린	소형 화물차	3.5×10 ⁻⁵	2.7×10 ⁻⁵
6	가솔린	경화물차	1.1×10 ⁻⁵	2.3×10 ⁻⁵
7	가솔린	특종 자동차	3.5×10 ⁻⁵	3.8×10 ⁻⁵
8	경유	승용차	2.0×10 ⁻⁶	0.7×10 ⁻⁵
9	경유	버스	1.7×10 ⁻⁵	2.5×10 ⁻⁵
10	경유	보통 화물차	1.5×10 ⁻⁵	2.5×10 ⁻⁵
11	경유	소형 화물차	8.1×10 ⁻⁶	2.5×10 ⁻⁵
12	경유	특종 자동차	1.3×10 ⁻⁵	2.5×10 ⁻⁵

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

⑤ 활동량

- 주행기록에 의한 파악

사업활동에 사용한 차량에 대하여 주행기록 등 주행거리에 관한 서류(이하 「주행 기록부」로 한다)에 의해 파악한다.

- 연료사용량으로부터의 추계

주행거리의 집계가 어려운 경우에는 연료사용량 데이터를 토대로 다음 식에 의해 주행거리를 환산할 수도 있다.

$$D = \sum_i Mf_i \times F_i$$

여기에서, D : 자동차 총 주행거리(km), Mfi : 자동차 i의 주행에 필요한 연료사용량(L), Fi : 자동차 i의 평균적 연비(km/L)를 나타낸다.

2) 연료로부터의 누출

가) 원유정제

① 활동내용

원유를 저장시설에 저장하고, 정제시설에서 가솔린, 중유 등으로 정제하는 것이 포함된다. 이 과정에서 CH₄가 누출된다.

② 대상 온실가스 : CH₄(메탄)

③ 산정식

$$\cdot \text{배출량}(\text{kgCH}_4) = \text{원유의 정제량}(\text{PJ}) \times \text{배출계수}(\text{kgCH}_4/\text{PJ})$$

④ 배출계수

No.	활동종류	배출계수
		CH ₄ , (kgCH ₄ /PJ)
1	원유정제	90.7

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

⑤ 활동량

원유정제 기록 등을 통해 생산량을 파악한다. 정제량은 저위발열량(PJ)으로 환산하여 나타낸다.

3) 산업공정

가) 시멘트의 제조

① 활동내용

석회석을 원료로 시멘트를 제조하는 것이 포함된다. 크링커 및 중간생성물의 제조에 있어 석회석을 로에서 가열할 때에 원료에 포함되어 있는 탄산칼슘이 화학반응을 하여 CO₂를 배출한다.

② 대상 온실가스 : CO₂(이산화탄소)

③ 산정식 : 시멘트 원료로 석회석의 사용량(t)에 배출계수를 곱한다.

$$\cdot \text{배출량(kgCO}_2\text{)} = \text{석회석 사용량(t)} \times \text{배출계수(kgCO}_2\text{/t)}$$

④ 배출계수

No.	원료종류	단위	배출계수
			CO ₂
1	석회석	t	417kgCO ₂ /t

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

⑤ 활동량

시멘트의 원료로 이용되는 석회석의 사용량을 활동량으로 한다. 활동량은 원료의 사용 또는 구입의 기록 등을 정리하여 파악한다. 활동량은 건조중량으로 하며, 습중량을 알고 있는 경우에는 건조중량을 다음과 같은 방법으로 산정할 수 있다.

$$\cdot \text{석회석의 사용량(건조중량)} = \text{석회석의 사용량(습중량)} \times (1 - \text{함수율})$$

함수율은 개별적으로 파악할 필요가 있지만, 곤란한 경우에는 default값으로 3.1%를 이용한다.

나) 생석회의 제조

① 활동내용

석회석 및 dolomite를 원료로 생석회를 제조한다. 이에 수반하여 CO₂가 배출된다.

② 대상 온실가스 : CO₂(이산화탄소)

③ 산정식

제품인 생석회의 종류별로 배출계수를 설정하고, 활동량으로 생석회의 제조량을 곱하는 것이 바람직하다. 단, 배출계수를 독자적으로 설정할 수 없는 경우에는 다음과 같은 방법을 이용한다. 원료별 사용량(t)에 배출계수를 곱하여 합산한다.

$$\cdot \text{배출량}(\text{kgCO}_2) = \text{원료사용량}(\text{t}) \times \text{배출계수}(\text{kgCO}_2/\text{t})$$

④ 배출계수

default의 배출계수를 다음 표에 나타내었다. 또한 원료종류는 동일하지만 default의 배출계수는 2.3.3 석회석 및 dolomite의 사용 부분과 다르다.

No.	원료종류	단위	배출계수
			CO ₂ , (kgCO ₂ /t)
1	석회석	t	428
2	dolomite	t	449

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

⑤ 활동량

생석회의 원료로 이용하는 석회석 및 dolomite의 사용량을 활동량으로 한다. 활동량은 원료별 원료의 사용 또는 구입기록 등을 정리하여 파악한다.

다) 석회석 및 dolomite 사용('96 IPCC Guideline)

① 활동내용

철강 및 소다석회 글라스의 제조시에 원료로 석회석 및 dolomite가 사용되며, 이 과정에서 CO₂가 발생한다.

② 대상 온실가스 : CO₂(이산화탄소)

③ 산정식 : 원료별 산정량(t)에 배출계수를 곱하여 합산한다.

$$\cdot \text{배출량}(\text{kgCO}_2) = \text{원료사용량}(\text{t}) \times \text{배출계수}(\text{kgCO}_2/\text{t})$$

④ 배출계수('96 IPCC Guideline)

No.	원료종류	단위	배출계수
			CO ₂ , (kgCO ₂ /t)
1	석회석	t	440
2	dolomite	t	477

자료: IPCC, Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reference Manual(Volume 2), 1996.

⑤ 활동량

철강 및 소다 석회 글라스 제조시의 석회석 및 dolomite의 사용량을 활동량으로 한다. 활동량은 원료종류별 원료사용 또는 구입기록 등을 정리하여 파악한다.

⑥ 비고

시멘트의 제조를 목적으로 석회석을 이용하는 경우는 「시멘트 제조」에, 생석회의 제조를 목적으로 석회석 및 dolomite를 이용하는 경우에는 「생석회 제조」에 따른다.

라) 암모니아 제조

① 활동내용

화석자원을 원료로서 공업적으로 암모니아를 제조하는 것이다. 이에 수반하여 CO₂가 발생한다.

② 대상 온실가스 : CO₂(이산화탄소)

③ 산정식 : 원료별 사용량에 배출계수를 곱하여 합산한다.

· 배출량(kgCO₂) = 원료사용량(kg:L:M³) × 배출계수(kgCO₂/kg:L:m³)

④ 배출계수

No.	원료종류	단위	배출계수
			CO ₂ , [kgCO ₂ /kg]
1	석탄	kg	2.4kgCO ₂ /kg
2	naphtha	L	2.22kgCO ₂ /L
3	석유 코크스	kg	3.3kgCO ₂ /kg
4	액화천연가스(LPG)	kg	2.94kgCO ₂ /kg
5	액화천연가스(LNG)	kg	2.77kgCO ₂ /kg
6	천연가스(LNG 제외)	Nm ³	2.1kgCO ₂ /Nm ³
7	코크스로 가스	Nm ³	0.850kgCO ₂ /Nm ³
8	석유계 탄화수소 가스	Nm ³	2.41kgCO ₂ /Nm ³

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

⑤ 활동량

활동량은 원료종류별 원료의 사용 또는 구입기록 등을 정리하여 파악한다.

마) 각종 화학제품(아지핀산, 에틸렌, 카본블랙 등)의 제조

① 활동내용

아지핀산, 초산, 에틸렌, 카본블랙, 코크스, 1-2-디클로로에탄 및 스틸렌을 공업적으로 제조한다. 이에 수반하여 CO₂, CH₄, N₂O가 발생한다.

② 대상 온실가스 : CO₂(이산화탄소), CH₄(메탄), N₂O(일산화이질소)

③ 산정식

4)에 기재된 제품별 제조량(t)에 배출된 온실효과 가스별 배출계수를 곱하여 온실효과가스별로 합산한다. 발생한 CO₂, CH₄, N₂O가 회수·파괴되는 경우에는 그 양을 배출량에서 뺀다. 빼는 방법으로는 회수·파괴량을 배출량에서 감소시키는 방법도 회수·파괴율을 고려하여 배출계수를 설정하는 방법이 있다.

- 배출량(kgCO₂) = 제품의 제조량(t) × 배출계수(kgCO₂/t)
- 배출량(kgCH₄) = 제품의 제조량(t) × 배출계수(kgCH₄/t)
- 배출량(kgN₂O) = 제품의 제조량(t) × 배출계수(kgN₂O/t)

④ 대상이 되는 제품의 종류 및 배출계수

대상이 되는 제품의 종류와 제품종류별 배출계수의 default 값을 다음 표에 나타내었다. 또한, 코크스에는 부생가스로 이용된 코크스로 가스는 포함하지 않았다. 아지핀산에 대해서는 N₂O의 회수·파괴율을 고려한 배출계수이다.

No	제품종류	단위	배출계수		
			CO ₂ , [kgCO ₂ /t]	CH ₄ , [kgCH ₄ /t]	N ₂ O, [kgN ₂ O/t]
1	아지핀산	t			101
2	초산	t			3.92
3	에칠렌	t	28	0.015	
4	카본블랙	t		0.35	
5	코크스	t		0.190	
6	1-2-디클로로에탄	t		0.005	
7	스틸렌	t		0.031	

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

⑤ 활동량

생산기록 등에 의해 생산량을 파악한다.

3) HFC 등 3가스의 생산과 제조

가) HCFC-22의 제조에 따른 HFC-23의 부생성

① 활동내용

냉매용, 불소계 수지원료 등으로 이용되는 HCFC-22를 제조하는 것을 말한다. 제조 과정에서 HFC-23을 부생성하여 HFC-23이 배출된다.

② 대상 온실가스 : HFC[HFC-23] (하이드로 플루오르 카본)

③ 산정식

클로로 디 플루오르 메탄(HCFC-22)의 생산량(kg)에 배출계수를 곱한 양(트리 플루오르 메탄(HFC-23)) 발생량)에서 트리 플루오르 메탄의 처리량을 뺀다.

· 배출량(kg) =

$$\text{HCFC-22의 생산량(kg)} \times \text{배출계수(kgHFC-23/kgHCFC-22)} - \text{HFC-23의 처리량(kg)}$$

④ 배출계수

No	활동종류	배출계수
		HFC-23, [kgHFC-23/kgHCFC-22]
1	HCFC제조에 수반되어 HFC-23의 부생성	0.011

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

⑤ 활동량

생산기록 등에 의해 생산량을 파악한다. 또, 트리 플루오르 메탄의 처리량을 처리 기록 등을 통해 파악한다. 냉매용 가스로써의 HCFC-22는 오존층 파괴물질로서 규제되어 있지만, 불소계 수지원료로서의 HCFC-22는 규제대상이 아니다.

나) HFC의 제조

① 활동내용

냉매, 발포제, 소화제용으로 각종의 HFC를 제조하는 것을 말한다. 제조과정에서 제조된 HFC가 누출한다.

② 대상 온실가스 : HFC(하이드로 플루오르 카본)

③ 산정식 : HFC별 생산량(kg)에 배출계수를 곱하여 합산한다.

· 배출량(kg) = HFC별 생산량(kg) × 배출계수(kg배출량/kg생산량)

④ 배출계수

배출계수의 default 값을 다음 표에 나타내었다. 배출계수의 default 값은 각 HFC에서는 공통이지만, HFC별 다른 배출계수를 설정할 수 있는 경우에는 그 값을 이용하는 것이 바람직하다.

No	활동종류	배출계수
		HFC, [kg 배출량/kg 생산량]
1	HFC의 제조	0.0050

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

⑤ 활동량

생산기록 등에 의해 HFC별 생산량을 파악한다. 단, 특정 HFC의 생산량이 지구온난화 계수의 정도를 고려하여도 미량인 경우에는 그 HFC를 제외할 수 있다.

다) PFC의 제조

① 활동내용

용제, 세정제용 등으로 각종의 PFC를 제조하는 것을 말한다. 제조과정에서 제품이 되는 PFC가 누출한다.

② 대상 온실가스 : PFC(과 플루오르 카본)

③ 산정식 : PFC별 생산량(kg)에 배출계수를 곱하여 합산한다.

$$\cdot \text{배출량(kg)} = \text{PFC별 생산량(kg)} \times \text{배출계수(kg배출량/kg생산량)}$$

④ 배출계수

배출계수의 default 값을 다음 표에 나타내었다. 배출계수의 default 값은 각 PFC 사이에서 공통이지만, PFC별 다른 배출계수를 설정할 수 있는 경우는 그 값을 이용하는 것이 바람직하다.

No	활동종류	배출계수
		PFC, [kg 배출량/kg 생산량]
1	PFC의 제조	0.079

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

⑤ 활동량

생산기록 등에 의해 생산량을 파악한다. 단, 특정의 PFC의 생산량이 미량인 경우에는 그 PFC를 제외할 수 있다.

라) SF₆의 제조

① 활동내용

절연가스용 등으로 SF₆를 제조하는 것을 말한다. 이에 수반하여 SF₆가 누출한다.

② 대상 온실가스 : SF₆(육불화 유형)

③ 산정식 : SF₆의 생산량(kg)에 배출계수를 곱하여 산정한다.

$$\cdot \text{배출량(kg)} = \text{생산량(kg)} \times \text{배출계수(kg배출량/kg생산량)}$$

④ 배출계수

No	활동종류	배출계수
		SF ₆ , (kg 배출량/kg 생산량)
1	SF ₆ 제조	0.0023

자료: WRI/ WBCSD, Japanese Edition of the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, 2003. 9.

⑤ 활동량

생산기록 등에 의해 생산량을 파악한다.

<부록 2> <온실가스 배출보고양식 사례>

온실가스 배출보고양식								
1. 일반사항								
제출인	①상호(사업장명칭)		②사업자등록번호		③대표자			
	④산업분류		⑤담당자					
	⑥사업장주소		⑦연락처					
경영지표	①주요 생산품관련 사항				② 종업원수	명		
	제품명	생산량	매출액					
				③ 기타 사항				
2. 배출원 정보								
주요 배출원 및 배출목록	①시설(배출원)명		②시설물(배출원)의 특성					
	③배출목록							
		활동구분	해당 목록	대상가스				
				CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC
		공통부분						
		1.1 연료사용	√	○				
		1.2 전기사업자로부터 공급된 전기사용	√	○				
		1.3 열공급사업자로부터 공급된 열 사용		○				
		연료연소						
		2.1 보일러에서 연료사용			○	○		
		2.2 전기로에서 전기사용			○	○		
		2.3 각종 정치형 기관에서 연료사용			○	○		
		2.4 기타 로에 있어 연료사용			○	○		
		2.5 자동차 주행			○	○		
		연료로부터의 누출						
	2.6 원유정제			○				
	산업공정							
	2.7 시멘트 제조		○					
	2.8 생석회 제조		○					
	2.9 석회석 및 dolomite 사용		○					
	2.10 암모니아 제조		○					
	2.11 각종 화학제품제조		○	○	○			
	HFC 등 3가스의 생산과 제조							
	2.12 HCFC-22 제조에 따른 HFC-23 부생성					○		
	2.13 HFC 제조					○		
	2.14 PFC 제조						○	
	2.15 SF ₆ 제조						○	

3. 배출량 정보(보고년도)											
①간접배출량	Baseline 산정기간	Baseline (평균배출량)	보고년도 배출량								
			CO ₂	N ₂ O	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	Unit		
전기소비량	~										
CHP에서 구매된 열량(열소비량)	~										
CHP에서 구매된 전기량(전기소비량)	~										
기타(지역냉·난방 등)	~										
총계	~										
②직접배출량	Baseline 산정기간	Baseline (평균배출량)	보고년도 배출량								
			CO ₂	N ₂ O	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	Unit		
Mobile Combustion	~										
Stationary Combustion	~										
Manufacturing process	~										
Fugitive Emission	~										
총계	~										
4. 배출원별 배출량 세부정보(보고년도)											
Source	연(원)료 종류	연(원)료 사용량	배출 계수	계산 방법	Total CO ₂	Total N ₂ O	Total CH ₄	Total HFC	Total PFC	Total SF ₆	Unit
보일러 1											
발전기											
트럭											
.											
.											
5. 사용된 계산방법, 배출계수, 배출원에 대한 설명											
계산방법											
배출계수											
배출원											
기타											
6. 기타 참고사항											
<p>온실가스 배출권거래제 모의거래 실행을 위한 온실가스 배출량을 보고합니다.</p> <p style="text-align: right;">년 월 일 (서명 또는 인) 귀하</p> <p style="text-align: center;">제출인(대표자)</p>											

용역과제 연구보고서

국내 온실가스 배출권 거래제도 시범사업 시행방안 연구

2004년 2월 인쇄

2004년 2월 발행

수행기관: 한국환경정책·평가연구원 외

발주기관: 환경부 지구환경담당관실

경기도 과천시 중앙동 1 정부 제2청사

전화 (02) 2110-6560

인쇄처: 명보정판 (전화 02-2274-4296)

- 정부의 동의없이 무단 전재 및 복제를 금합니다.
- 본 최종보고서에서 제시하는 연구내용은 연구수행자의 의견임을 밝힙니다.