

배출권 거래제가 전력시장에 미치는 영향분석에 관한 연구

오영진, 김발호
홍익대학교

The Study on domestic electricity system and emissions trading

Young-Jin Oh, Balho H. Kim
Hongik University

Abstract - One of the major pending issues regarding the Kyoto Protocol is to develop the domestic policies and measures for achieving GHG emission reduction target. The Kyoto Protocol can create the change of fuel-mix in generation company. This study analyzes the impact of introducing emission trading on the change in fuel mix in Korea generation market.

1. 서 론

최근 기후변화협약과 교토의정서의 후속 논의과정을 고려해 보면, 우리나라도 2013년(2차감축기간)부터는 구체적인 온실가스 저감의무를 지게 될 가능성이 크다. 특히 조만간 교토의정서가 발효될 것으로 예상되어 2008년도에 예정된 국제배출권에 대비한 각 선진국들의 노력이 가시화되고 각 국은 나름대로 국내배출권거래제의 조기 도입을 추진하고 있다. 지금의 세계시장의 흐름 속에 우리나라도 조만간 직접적인 영향권에 들어가게 될 것으로 예상되는바 국가는 국가적인 차원에서 기업은 기업대로 철저히 대비하지 않으면 우리나라 산업의 경쟁력에 상당한 타격이 우려된다. 부문별 에너지 소비구조를 살펴보면, 산업부문은 에너지다소비 산업의 성장이 점차 둔화되고, 유연탄의 소비비중 감소로 인하여 에너지소비증가율이 점진적으로 하락하여 온실가스 배출 비중이 축소될 전망이다. 그러나 전력부문은 지속적인 증가세를 보여, 2020년에는 2000년 대비 1.7배 수준인 57.9백만TC에 이를 전망이다. 또한 온실가스 중 이산화탄소가 전력·산업부문 전체 배출의 99.5%를 차지하고 있다. 이와 같은 경제성장과 온실가스 배출전망과 선발개도국의 감축의무 부담 가능성을 고려할 때, 기후정책의 우선순위를 전력부문과 이산화탄소 배출저감에 두어야 한다는 결론에 도달한다. 이러한 상황인식 하에 산업자원부는 우선적으로 전력부문을 대상으로 국내배출권거래 시범사업을 추진하고 있다. 이렇듯 국내 전력시장에 배출권거래제가 도입될 경우 기존의 전력수급기본계획과는 다른 발전연료조합 형태가 나타날 것으로 예상되므로, 본 논문에서는 배출권거래제의 기본 개념과 도입필요성을 간략히 설명하고 국내전력시장의 저감책무가 있는 발전회사의 대응방안과 발전연료조합에 미치는 영향을 분석하고자 한다.

2. 본 론

2.1 배출권거래제 개념 및 도입필요성

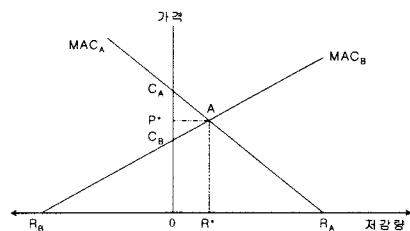
2.1.1 배출권거래제의 개념

배출권거래제는 배출권거래 참가자(국가, 기업 등)에게 배출권 즉, 배출할당량을 부여하고 목표 달성을 위해 할당량의 거래를 인정하는 제도이다. 미국에서는 산성비 문제를 해결하기 위하여 1995년 「산성비 프로그램(Acid

Rain Program)」을 도입하여 SO₂ 배출권거래(Allowance Trading System)를 시행하였고, 캘리포니아 주에서는 LA 지역의 스모그 해결을 위해 NOx와 SOx의 배출권거래제(Regional Clean Air Incentives Market: RECLAIM)를 1994년부터 시행하고 있다. 배출권거래제는 국지적인 환경오염문제를 해결하는데 이용되어 오염물질을 감소시키는데 기여한바 있다. 그러나 기후변화협약에서는 처음으로 온실가스를 대상으로 국가간 배출권거래제 도입을 추진하고 있다는 것이 특징이다.

기후변화협약의 배출권거래제는 지구온난화라는 국제적인 문제에 대응하기 위하여 지구온난화를 유발하는 이산화탄소(CO₂), 메탄(CH₄), 아산화질소(N₂O), 수소불화탄소(HFCs), 과불화탄소(PFCs), 육불화황(SF₆)의 6가지 온실가스를 대상으로 한다. 배출권거래 참가자는 배출권을 판매 또는 구입하여 자신의 배출권리를 충족할 수 있다. 배출권거래 전략은 각 참가자의 한계저감비용(marginal abatement cost)과 배출권 가격에 의해 결정된다. 즉, 한계저감비용이 높은 참가자는 내부 저감비용보다 낮은 가격에서 배출권을 매입하고, 한계저감비용이 낮은 참가자는 저감목표 이상으로 배출을 저감시키고, 배출권 잉여분을 저감비용보다 높은 가격에 매도한다. 따라서 배출권거래제는 배출권을 매매하는 모든 참가자에게 경제적 수단이다.

<그림 I-1>는 배출권거래제의 원리를 나타낸다. 참가자 A와 참가자 B의 배출권은 각각 (R_A), (R_B), 한계저감비용은 (MAC_A), (MAC_B)이며, A의 한계저감비용이 더 큰 것으로 가정하였다. A의 총저감비용은 (ΔR_AC_{A0}), B의 총저감비용은 (ΔR_BC_{B0})로 한계저감비용이 큰 A는 상대적으로 높은 저감비용을 부담하게 된다.



- RA : A의 배출권
- Rb : B의 배출권
- MACA : A의 한계저감비용
- MACB : B의 한계저감비용

<그림 I-1> 배출권거래제의 원리

배출권거래제하에서 참가자는 각자의 이윤을 최대화하는 수준의 저감을 하게 된다. 이를 위해서는 A와 B는 두 참가자의 한계저감비용이 일치하는 수준에서 의사결정을 하게 된다. 이 결과 A는 목표보다 낮은 저감 (R_A-R*)을 하고, 부족분(R*)을 구매하고, B기업은 배출

목표를 초과달성(R_B+R^*)하여 잉여분(R^*)을 판매한다. 이때 총 배출권($\square AP^*OR^*$)은 (P^*)의 가격으로 거래된다. A의 총저감비용은 ($\square AR_A R^* + \square AP^*OR^*$)으로 배출권거래($\Delta AC_A P^*$)의 이윤을 얻고, B의 총저감비용은 ($\Delta AR_B R^* - \square AP^*OR^*$)이 되어 ($\Delta AC_B P^*$)의 이윤을 얻어 사회 전체적으로는 ($\Delta AC_A C_B$)의 편익을 얻게 된다.

즉, 배출권거래는 한계저감비용이 낮은 참가자가 온실가스를 보다 많이 저감하도록 유도하여 모든 참가자에게 비용절감 효과를 유발하며, 사회 전체적으로는 비용효과적으로 배출목표를 달성하도록 하는 시장경제 정책 수단이다.

2.12 국내 도입의 필요성

산업부문의 기후변화대응 에너지정책은 크게 온실가스 배출량을 에너지 가격을 통하여 통제하는 탄소세가 있고, 온실가스 배출량을 부문별로 할당하여 배출권거래를 실시하는 방법이 있다. 엄격한 의미의 탄소세와 배출권거래는 도입되지 않은 단계이므로, 현재 진행중인 기후정책을 중심으로 개선사항을 지적하고자 한다.

현재 추진중인 산업부문의 기후변화 대응 에너지정책은 에너지효율개선과 에너지절약에 대한 투자 및 자금지원을 대폭 확대하고자 하는데 그 핵심이 있다. 2001년 8월 9일에 공고된 에너지이용합리화를 위한 자금지원지침(개정)은 자금지원 한도상향 조정 및 절전형기기 신규 지원으로 요약된다. 에너지이용합리화자금의 지원대상사업은 절약시설설치(VA지급 사업 포함), ESCO 투자, 주택단열 및 집단에너지공급 사업으로 1980-2000년 말까지의 지원실적은 3조 3,330억원이다.

그러나 이상의 보조금 운영은 단기적인 효과는 있으나 장기적인 차원에서 대산업의 대외경쟁력을 향상시키는 데는 부정적이다. 또한 온실가스 저감에 대한 대안이 소극적인 차원에서 그칠 소지가 높다. 즉, 에너지를 덜 쓰거나 연료대체 만이 대안이 될 뿐, 적극적인 저감기술에 대한 연구투자의 인센티브를 상실할 수 있다. 따라서 에너지절약 산업에 대한 온실가스감축 정책은 초기에는 가능한 감축목표를 자발적으로 수립하는 자발적 협약형태에서 시작하되 단계적으로 탄소세와 같은 조세정비 및 배출권거래와 같은 시장메커니즘을 도입토록 하는 것이 바람직하다.

이밖에 자발적 협약은 에너지절감과 온실가스절감을 목표로 하고 있으며, 1998년 다소비업체(3만 toe 이상) 15개 사업장을 포함한 시범실시 이래 2002년 8월까지 그 대상이 주로 금속이나 화학 업체들을 포함한 516개 사업장으로 확대되었다. 자발적 협약 체결업체에 대한 인센티브는 자금지원, 세제지원, 기술 및 홍보지원 등이 있다. 세제지원의 경우 향후 에너지세를 도입하면 이를 단계적으로 감면할 예정이다.

그러나 현재의 자발적 협약을 체결한 기업들이 제출한 온실가스 배출통계 및 감축비용에 대한 정보가 표준화되어 있지 않아 각 산업공정별 배출통계 및 비용을 동일하게 기준에서 도출하기는 어려운 상황이다. 이러한 상태에서는 bottom-up형태의 정책도출이 어렵기 때문에 자발적 감축행위를 모니터링할 방법이 없다. 즉, 공정한 모니터링이 수반되지 않는 자발적 협약은 잘 포장된 홍보물에 지나지 않는다. 따라서 정부는 자발적 협약업체들이 제출하는 통계자료에 대하여 일정형식을 제공하는 등 사후 관리에 역점을 두어야 할 것이다.

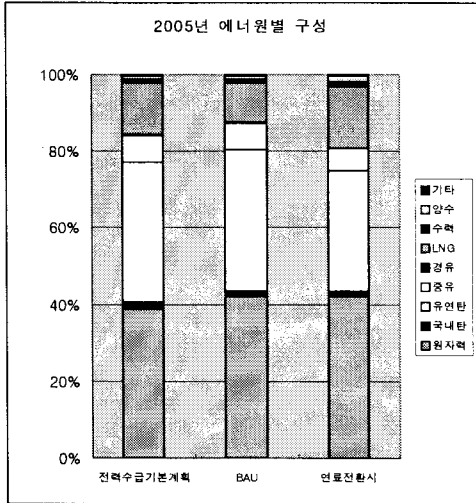
이상의 상황을 감안할 때, 배출권거래 도입은 산업계로 하여금 비용절감의 기회를 배출권거래라는 시장을 통하여 모색하게 될 뿐만 아니라, 특히, 감축여지가 높은 산업의 경우 기술개발을 통하여, 부문별, 산업공정별로 비용효율적 감축방안을 마련하는 기회를 부여하게 될 것이다.

2.2 전력부문의 CO2 저감방안

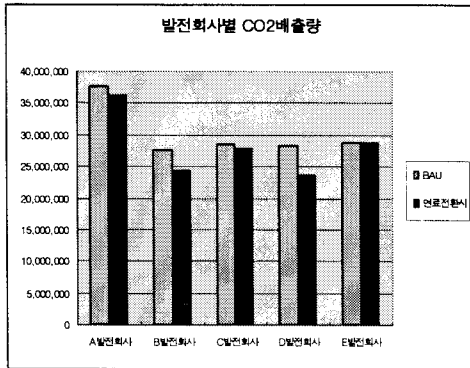
전력부문의 경우 온실화가스 저감책임은 CO2를 직접 발생시키는 발전업자와 에너지를 직접 소비하는 소비자에게 있으며, 전력부문에 일정한 CO2배출가능량 혹은 저감량이 배분되었을 경우 그 노력에 대한 주된 책임주체는 발전업자와 소비자이고, 발전업자는 CO2에 대한 배분에 대한 책무정도에 불과하다 할 수 있다. 발전사업에 대한 책무로 저탄소 혹은 무탄소연료 사용증대를 위해 신재생에너지, IGCC(Integrated Gasification Combined Cycle) 등의 고효율발전기술 적용 확대 및 CO2처리기술 적용 확대 등이 필요하다. 그러므로 발전업자는 환경친화적이면서 안정적 공급이 가능한 자원에 대한 우대정책이 필요하며 이 경우에도 경제성뿐만 아니라 환경 및 에너지안보(원별 안정적 수급구조) 등에 대한 조화적 고려가 필요하며 특히 발전량의 절반을 차지하는 원자력정책, 가스수급문제와 관련한 LNG에 대한 사실상의 교차보조(정책적인 LNG발전)와 대체에너지 및 열병합등 환경친화적인 분산형발전의 확대여부가 관건으로 대두된다. CO2발생요인중 발전효율향상, 연료선택, 가동률 및 발전방식선택은 결국 발전부문에 의하여 결정된다.

우리나라의 경우 현재의 발전부문은 6개 발전업자로 분할 되어있다. 이 중 1개사는 원자력발전사업자로서 시장의 절반을 차지하는 가장 중요한 CO2관련 결정자적 역할을 수행하게 된다. 이 6개사의 전원선택이 바로 우리나라의 기후변화협약 대응에의 결정적인 열쇠를 갖게 되나, 향후 전력수급기본계획과 같은 중앙집중식과 같은 중앙집중식의 지침이 통용되지 않는 상황이므로 시장이 자율적으로 CO2저감방식에 적합할 것인가에 대하여는 불확실성이 너무나 크다는 것이 중론이라고 할 수 있다. 기후변화협약에 의해 예상되는 의무를 부담하기 위해서는 이러한 시장기능에 인가한 발전업자의 자율적 선택으로는 적절한 수준의 CO2저감이 어려울 것으로 보인다. 그러므로 구조개편후의 시장기능이 적절한 CO2저감을 담보로 할 수 없을 것으로 예상되므로 이러한 환경친화적 CO2저감노력을 강요할 수 있는 발전부문의 규제방안이 필요하다. 발전업자는 발전효율을 향상시키기 위한 노력을 기울여야 한다. 이를 위해서는 신발전기술에 입각한 발전소 건설을 선택하여야 한다. 미국은 이와 관련 2010년까지 발전부문의 기술향상을 위하여 약 4%의 효율향상을 기대하고 있는데 이러한 예로서는 석탄가스화복합발전(IGCC), 유동층발전 등 다양한 기술적 Option이 있을 수 있다. 또한 최근 CO2 분리회수기술의 진전에 따라 10여년 이후 본격적인 분리회수시설의 적용도 예상되고 있다. 발전회사측면에서의 온실가스 저감방안은 신석탄발전기술의 개발, 송·배전효율의 향상 등 기술발전에 의한 것과 온실가스 배출량이 상대적으로 작은 저탄소 배출형 연료(예, LNG)로의 전환 및 수력·풍력·원자력의 발전비중을 제고시켜 전체 온실가스 배출량을 저감하는 방법 등이 있다.

이러한 상황 하에서 국내전력시장에 배출권거래제가 도입될 경우 전력부문에서는 우선적으로 발전연료조합(fuel-mix)에 영향을 미칠 것으로 예상된다. 그 영향을 간략하게 분석한 결과를 <그림 I-2>에 도시하였다. 이 데이터는 인센티브를 2만원으로 가정하였을 때의 각 발전회사별로 연료 전환을 시도한 에너지원별 구성비를 나타낸 것이다. 각 발전회사들은 인센티브 가격이 주어졌을 때 저감비용이 인센티브 가격보다 적은 범위 내에서 우선적으로 연료전환을 시도할 것이다. 발전회사들의 연료전환 형태는 주로 석탄, 석유의 연료사용을 줄이고 LNG와 양수의 사용 확대하였다. 이 때의 발전회사별 CO2 배출량의 변화는 <그림 I-3>과 같다.



<그림 I-2> 연료전환시 에너지원별 구성비



<그림 I-3> 연료전환시 CO2 배출량의 변화

각 발전회사별로 CO2감축량에 차이를 보이고 있다. D 발전회사가 감축량이 가장 크며, E발전회사는 전혀 감축이 이루어지지 않았다. 결국 CO2배출량은 인센티브 가격에 따라 그 감축량의 범위가 변화할 것이고, 동일한 상황에 배출권거래제가 도입되었을 경우 배출권가격에 따라 연료전환가능발전량과 감축량도 단순연료전환의 경우보다 감축목표량 달성도와 경제성 측면에서 모두 향상된 결과를 얻을 수 있을 것이다. 현재 3년간(2005년~2007년)의 모의거래 결과와 발전회사별로 제출된 자료를 바탕으로 배출권거래제가 발전연료조합에 미치는 영향을 분석하고 있으며, 배출권거래제와 전력부문의 영향을 분석할 수 있는 해외 Simulator를 조사하고 있다.

3. 결 론

기후변화협약과 관련하여 주요 선진국들은 자국의 온실가스 감축을 위한 정책수단을 도입하여 시행하고 있거나, 도입단계에 있다. 온실가스 감축을 위해 여러 가지 정책수단이 검토되고 있는데, 여러 가지 정책 수단 중에서 배출권거래제가 여러 선진국에서 활용되고 있어 도입이 긍정적으로 검토되고 있는 상황이다. 그러므로 향후 활발한 모의거래를 통하여 배출권거래제 전략적 대응방안을 수립하고, 배출권거래제의 영향으로 변화된 발전연료조합과 기후변화대응 에너지정책으로써 배출권거래제

의 경제적 효율성을 입증할 수 있도록 탄소세 도입시 변화된 발전연료조합, 감축목표량의 달성도를 함께 분석하여 국내배출권거래제가 전력시장에 미치는 영향을 다각적으로 분석하여 기후변화협약에 효율적으로 대처할 수 있는 방안을 마련해야 할 것이다.

감사의 글

이 연구는 산업자원부(에너지관리공단) 2003정책 과제 지원사업에 의해 수행된 것입니다.

[참 고 문 헌]

- [1] 에너지관리공단, “온실가스 배출권거래제 시범사업 연구”, 2003
- [2] 한국남부발전(주)발전처, “전력산업구조개편에 따른 전력부문 기후변화협약대응 방안수립”, 2001
- [3] 산업자원부, “전력산업 구조개편에 따른 대체에너지 기술 도입 정책, 환경 영향 평가 및 경제적 분석에 관한 연구”, 2003
- [4] 산업자원부, “제1차 전력수급기본계획”, 2002
- [5] IEA, “Trading CO2 and Electricity in the Baltic Sea Region”, 2002
- [6] IEA, “Implementing the flexible mechanisms of the Kyoto Protocol”, 2003