

배출권 거래가 현 전력시장에 미치는 영향

김광인* 김두중 문영권
한국전력거래소

Influences of Emission Trading on Current Electricity Market

Kwang-In KIM, Doo-Jung Kim, Young-Kwon Moon
Korea Power Exchange (KPX)

Abstract - 지구온실가스에 대한 배출권거래제가 도입될 경우에는 현 변동비반영 전력시장에는 새로운 발전비용 요소가 추가되고 이에 따른 발전비용 및 거래비용이 증가됨을 밝혔다. 배출권 거래비용은 석탄, 중유, LNG발전의 순으로 증가하며, 향후 도입될 배출권 거래제에 대한 3가지 시나리오를 설정하여 분석한 결과, 발전비용의 증가는 시나리오별로 연간 112억원~1336억원이 소요되고, 시장에서의 거래비용은 이보다 작은 39억원~450억원 수준으로 나타났다. 또한 현 변동비반영 가격결정체에서 배출권거래제를 도입하기 위해서는 기존배출비용을 산출하고 이를 조정하는 절차의 운영이 필요함을 밝혔다.

상배분방식(Grandfathering) 등이 있다. 대부분의 국가들이 배출권 할당에 채택하고 있는 방식은 무상배분 방식이다. EU의 경우 2005년 1월부터 20MW 이상의 모든 연소시설과 전력 등을 대상으로 배출권거래제를 시행하고 있으며, 배출권 할당은 총량방식으로서 초기인 2005~2007년에는 95%를 무상 배분하고 5% 이내의 경매가 허용되며 2008~2012년에는 10%까지의 경매(90% 이상 무상배분)가 허용된다. 할당방법은 각국 정부가 수립하고, 의무이행을 위한 벌칙으로서 1단계(2005~2007)년에는 CO₂ 톤당 40유로의 벌금이 부과되며, 이후 100유로로 벌금 수준이 강화될 계획이다.

1. 서 론

1992년 브라질 리우데자네이루에서 개최된 UN 환경회의에서 기후변화협약(UNFCCC)이 채택된 이후, 지구온실가스의 감축문제는 지구환경보전을 위한 인류의 최대 관심사가 되고 있다. 2005년에는 기후변화협약을 이행하기 위하여 국가별로 누가, 얼마만큼, 어떻게 지구온실가스의 배출을 줄이기를 결정하는 교토의정서가 발표되었다. 우리나라의 경우에 아직은 의무감축대상국에 포함되지 않았으나 멀지 않은 시기에 감축의무가 부여될 것으로 예상하고 있으며 이에 대한 대책을 수립하고 있는 중이다.

지구온실가스 배출량을 효율적으로 관리하기 감축하기 위한 방안으로서 대두된 것이 배출권거래제이다. 이 제도 하에서는 각 국가 또는 기업에 상당한 영향이 발생될 뿐 아니라 이를 수용할 수 있는 제도적인 장치 마련되어야 한다. 특히, 우리나라의 경우에는 실제변동비를 반영하여 시장가격을 결정하는 형태의 전력시장(CBP: Cost Based Pool)을 운영하고 있어서 배출권 구입비용을 전력시장의 가격결정에 반영할 수 있는 구체적인 방법에 대한 연구가 필요하다.

본 논문에서는 현 전력시장에서 배출권 거래비용을 발전기별 변동비로 반영하는 방법을 제시하였고, 배출권시장에 대한 여러 가지 시나리오를 설정하고, 각각에 대하여 전력시장의 가격 및 발전비용에 미치는 영향을 분석하였다. 아울러 배출권거래제가 활성화될 수 있도록 현 CBP 시장 운영체제를 개선하는 방안을 제시하였다.

2. 본 론

2.1 배출권 거래제도의 개념

배출권거래제란 오염물질(SO_x, NO_x, 먼지 등)이나 지구온실가스 등, 배출총량 규제대상 물질에 대하여 배출쿼터를 부여한 후, 배출쿼터의 거래를 허용하는 제도이다. 이 제도는 시장거래를 통하여 배출량에 대한 가치를 부여함으로써 효율적인 방법으로 배출 총량을 감축할 수 있는 수단으로 인식되고 있다.

배출권거래제는 크게 국내배출권거래제, 국제배출권거래제 및 지역배출권거래제로 구분할 수 있다. 또한, 배출할당량에 연계된 배출권만을 거래하는 협의의 배출권거래시장과, 배출량 감축 초과달성 등에 의해 획득한 크레딧까지 거래할 수 있는 광의의 시장으로 구분할 수 있다. 기후변화협약 부속서 1 국가 사이에 2008년부터 시행 예정인 배출권거래제는 배출권과 크레딧을 모두 거래할 수 있는 배출권시장이다.

배출권거래제에 참여하는 기업의 감축목표를 설정하는 방식으로서는 총량규제방식과 기준배출량-크레딧 방식이 있으며, 배출권 할당방식으로서의 거래 참여자가 입찰에 의해 초기 배출권을 할당받는 경매방식(Auction)과 과거 배출량을 기준으로 배출권을 비용 없이 할당받는 무

2.2 현 전력시장의 특성

시장에서의 가격결정은 수요곡선과 공급곡선의 균형점에서 이루어지며, 동일한 상품의 경우에는 거래시점별로 하나의 가격으로 결정되는 것이 일반적이다. 그러나 전력시장의 경우에는 동일한 상품임에도 불구하고 전기의 공급특성상 흔히 용량시장과 에너지시장이라는 이원화 구조의 시장이 운영되고 있다. 즉, 용량과 에너지가 별개의 상품처럼 구분되어 각각에 대한 수요-공급에 따라 가격이 결정된다.

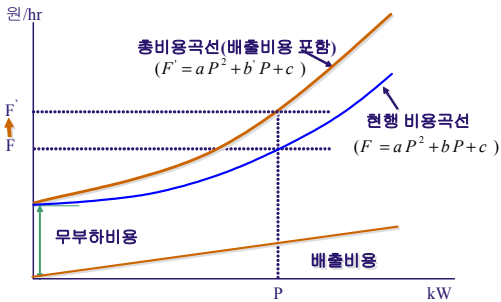
현행 우리나라 전력시장은 용량시장과 에너지시장을 별개로 운영하고 있지는 않지만, 전력시장의 가격구조에 이러한 용량시장과 에너지시장 요소가 반영되어 고정비적인 요소인 용량가격(CP)와 변동비적인 요소인 계통한계가격(SMP)으로 이원화된 체제로 운영되고 있다. 이 가운데 용량가격은 장기한계비용의 고정비적 요소로서 표준 첩두설비의 고정비를 바탕으로 설계되어 1년 단위로 결정되는 반면에 계통한계가격은 전력시장의 단기한계생산비용(Marginal Production Cost)을 바탕으로 하루 단위로 결정된다. 따라서 배출권 거래 등에 따른 전력생산비용 요소가 변동되면, 용량가격에는 영향을 주지 않지만 변동비적인 요소인 계통한계가격에는 영향을 주게 된다.

우리 전력시장에서 SMP(System Marginal Price)는 거래일 하루 전에 예측된 1시간 단위의 평균전력수요에 대하여 전력생산비용을 최소화하는 발전계획을 수립하고 해당 시간대의 전력수요 변동에 대응하는 발전기의 변동비로서 결정된다. 즉, 이러한 일간단위의 시간별 발전계획이 해당시간대의 공급곡선을 의미하게 된다. 대부분의 해외 전력시장에서는 시장 참여자가 가격입찰을 바탕으로 공급곡선이 작성된다. 그러나 우리나라의 변동비반영시장에서는 이러한 발전계획 수립에 필요한 각 발전기별 변동비 요소가 입찰가격이 아닌 실제비용을 바탕으로 결정된다. 즉, 연료비 등, 발전기 변동비요소는 매월 개최되는 비용평가위원회에서 전월의 실적자료 등을 바탕으로 확정한다. 따라서 시장가격 결정 과정에서 배출권거래비용의 추가 등에 따라 발전기의 변동비 요소에 변동이 있을 경우에는 일일이 이를 정량화하여 반영하여야 하는 불편함이 있을 뿐 아니라, 객관적인 정량화가 어려운 경우에는 이를 반영할 수 없는 경우도 발생하게 된다.

2.3 배출권 거래제도 도입영향 분석

2.3.1 배출권 거래제 도입에 따른 발전기 변동비의 변화

발전기의 총비용곡선은 발전량이 증가함에 따라 우상향하는 특성이 있으며, 이의 구성요소는 주로 발전에 소요되는 연료비이다. 배출권거래제가 도입될 경우에는 이러한 발전기별 변동비에 배출권거래에 따른 비용 요소가 추가된다. 발전기별 총 배출비용은 배출량이 많아질수록 증가하는데, 만일 배출권시장의 가격이 고정되어 있다고 가정하면, 발전기별 발전량과 배출비용의 관계는 선형관계가 있다. 즉, 기존의 발전기 변동비용에 일정한 배출비용 단가를 더하면 되는 것이다. 이 경우에 배출비용을 포함하는 총비용곡선은 <그림 1>과 같이 발전기 총비용곡선의 1차항의 계수만 변동하고(b→b') 무부하비용(c)이나 곡선의 2차계수(a)에는 영향을 주지 않는다. 그러나 배출비용은 발전기별로 달라지기 때문에 배출권거래에 따른 발전비용곡선의 변동은 발전기별 전력공급 순위, 발전량 및 전력시장 가격에는 영향을 미치게 된다.



<그림 1> 배출비용에 따른 발전기 변동비의 영향

2.3.2 배출권거래 시나리오

현재, 우리나라는 배출권 시범거래 등, 배출권거래제를 도입하기 위한 준비를 시행하고 있지만, 아직 이 제도에 대한 구체적인 설계나 시행방안은 발표되지 않고 있다. EU의 경우, 2005년부터 이산화탄소 배출권거래제를 시행하고 있는데, 배출권은 그동안 톤당 €10~30에 거래가 이루어졌다. 또한 초기단계에서는 각 국가별로 자국의 각 기업에 대하여 총배출권의 95% 이상을 무상으로 배분하였으며, 다음 단계인 2008년부터는 무상배분을 90% 수준으로 낮출 계획으로 있다. 이러한 상황을 고려하여 여기에서는 시장에서의 배출권가격과 배출권 배분 방식에 대하여 다음과 같이 3개의 시나리오를 설정하였다. 아울러 발전소들이 기존의 발전량을 유지한다는 전제 하에 이러한 각각의 시나리오에 대하여 배출권 구입비용을 전체 발전량에 할당하는 평균배출가격을 도입하였다.

<표 1> 배출권제도 시나리오

시나리오	기준배출권 (무상배분)	배출권가격 (원/C-톤)	평균배출가격 (원/C-kg)
시1	95%	50,000	2.5원/kg
시2	90%	100,000	10원/kg
시3	80%	150,000	30원/kg

2.3.3 시나리오별 영향

발전원별로 단위발전량당 탄소배출량(kg/kWh)은 발전원료별 탄소배출계수와 발전소의 효율, 즉 열소비율효율을 이용하여 산출할 수 있다. 여기에서 탄소배출계수라 함은 연료를 연소하여 1 GJ의 열량을 얻을 경우 배출되는 탄소의 양(C-kg/GJ)을 의미한다. 단위발전량당 배출비용은 평균배출가격과 단위발전량당 탄소배출량을 이용하여 산출되며 이 결과를 <표 3>에 나타냈다. 또한, 이 표에는 전력시장에서 중유, 석탄, LNG 발전소가 2006년도 전력시장가격(SMP)를 결정할 비율을 나타냈다.

<표 2> 발전형식별 배출비용 산출결과

연료	배출계수 (C-kg/GJ)	열소비율 (GJ/MWh)	배출량 (kg/MWh)	배출비용(원/kWh)			가격결정률(%)
				시1	시2	시3	
중유	21.1	9.46	199.6	0.5	2.0	6.0	18.1
석탄	25.8	9.46	244.1	0.6	2.4	7.3	16.7
LNG	15.3	7.20	110.2	0.3	1.1	3.3	65.2

배출비용의 반영에 따른 발전비용 증가금액은 발전형식별 발전량과 배출비용단가를 이용하여 산출할 수 있다. 2006년도 발전량을 기준으로 한 발전비용 증가금액을 <표 3>에 나타냈다. 이 표에서 나타낸 바와 같이 석탄발전소의 비용증가가 가장 크며, 시나리오별로 연간 총 112억원 ~ 1336억원 수준의 비용증가가 예상된다.

<표 3> 발전형식별 배출비용 산출결과

연료	발전량 (GWh)	비용증가(억원)			거래금액증가(억원)		
		시1	시2	시3	시1	시2	시3
중유	14,337	7.2	28.7	86.0	4.6	16.9	50.8
석탄	139,793	83.9	335.5	1020.5	14.0	56.0	170.4
LNG	69,402	20.8	76.3	229.0	20.8	76.3	229.0
계	223,532	111.9	440.5	1335.5	39.4	149.2	450.2

한편, 현 전력시장의 가격결정 구조에서 시장가격의 상승폭은 각 전원별 계통한계가격 결정시간에 해당 배출비용으로 결정된다. 배출비용을 반영할 경우에도 현 변동비 순위(석탄 < 중유 < LNG)가 변동하지 않는다고 가정하면, 시장가격 상승에 따른 각 전원별 거래금액의 증가내역은 <표 3>과 같이 산출된다. 여기에서 석탄발전기의 경우에는 현재의

기저상한가격이 그대로 유지되는 것으로 가정하였다. 이 경우에 LNG 발전소의 경우에는 배출비용을 시장에서 그대로 회수할 수 있으나, 중유 발전소의 경우에는 배출금액 증가분을 시장에서 충분히 회수할 수 없으며, 석탄발전소의 경우에는 회수금액이 배출비용에 크게 미달하므로, 기저상한가격 수준에 대한 조정이 필요한 것으로 나타났다.

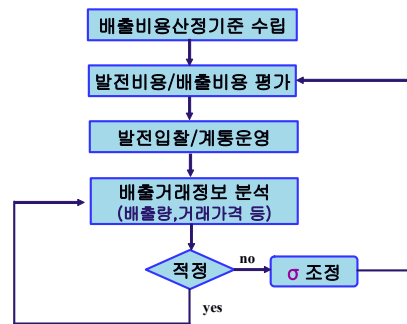
2.4 현 전력시장의 적용방안

현 전력시장에서 배출권거래비용을 발전비용 요소로 추가하기 위해서는 거래금액에 대한 평가가 필요하다. 그러나 각 발전회사별 배출권 구입에 소요된 거래금액을 발전소 변동비로서 그대로 인정할 경우에는 발전회사가 거래비용 감축을 위한 노력이 제대로 수행되지 않을 수 있다. 즉, 배출권 거래금액이 증가할 경우, 시장가격 상승에 따라 발전회사의 수익이 증가할 수 있는 것이다. 따라서 이에 대한 규제방안의 마련이 필요하다.

현 전력시장에서 배출권 거래비용을 효율적으로 관리하는 방안으로서 기준배출비용(α)을 설정하여 발전비용에 반영하는 것이 하나의 대안이 될 수 있다. 즉, 사전에 설정한 기준배출비용만을 발전비용으로 인정함으로써, 발전회사들은 배출권 구입비용을 감축시키는 노력을 수행하도록 유도하는 것이다. 그러나 실제 배출권 구입비용과 기준배출비용의 차이가 클 경우에는 전력시장 가격이 비효율적으로 결정될 수 있다. 이러한 문제를 해결하기 위해서는 배출권 거래정보에 대한 지속적인 분석을 바탕으로 주기적으로 기준배출비용을 조정할 필요가 있다.

다른 하나의 대안으로서 기준배출비용을 산출하는 과정은 동일하지만, 현물시장의 입찰과정에서 발전회사로 하여금 발전기들의 기존의 변동비와 기준배출비용을 합한 범위 내에서 가격입찰을 허용하는 것이다. 이 방식은 발전회사들의 입찰 자율권을 부분적으로 부여함으로써 발전원료의 확보 및 배출권 구입량을 효율적으로 조절할 수 있다는 장점이 있는 반면, 발전회사들이 게이밍을 통하여 시장가격의 변동성을 증가시킬 가능성이 있다.

<그림 2>는 현 전력시장 구조에서 적용 가능한 기준배출비용 산출 및 조정과정을 나타낸 것이다.



<그림 2> 기준배출비용 산출 및 조정과정

3. 결 론

본 논문을 통하여 우리나라에 지구온실가스에 대한 배출권거래제가 도입될 경우에 현 전력시장의 발전비용 요소 및 가격결정 구조에 변화가 필요하다. 배출권 거래비용은 석탄, 중유, LNG발전의 순으로 증가하며, 향후 도입될 배출권 거래제에 대한 3가지 시나리오를 설정하여 분석한 결과, 발전비용의 증가는 시나리오별로 연간 112억원~1336억원이 소요되며, 시장에서의 거래비용은 이보다 작은 39억원~450억원 수준으로 나타났으며, 중유와 석탄발전소의 경우에는 시장에서 배출비용의 증가분을 충분히 회수할 수 없는 것으로 나타났다. 또한 현 변동비반영 가격결정체에서 배출권거래제를 도입하기 위해서는 기준배출비용(α)의 설정이 필요하며, 이러한 기준배출비용은 실제 거래동향에 대한 분석을 바탕으로 주기적인 조정이 필요하다.

[참고 문헌]

- [1] 김영철, 조흥곤, "유럽연합(EU)의 온실가스 배출권 거래제 개발동향", 한국과학기술정보연구원, 2005. 12
- [2] 김발호, "배출권거래제가 전력시장에 미치는 영향과 발전회사 활용 전략 연구", 에너지관리공단, 2003
- [3] 김양일 외, "CO2 제약조건과 배출권 거래제를 고려한 급전계획", 에너지공학, 제16권 제1호, pp. 40-45, 2007
- [4] 김용진, "EU의 배출권 거래제도 추진동향 및 시사점", Green Samsung, 제73호, 삼성지구환경연구소, 2005.1
- [5] 전력거래소, "전력시장운영규칙", 한국전력거래소, 2007.1