

Impact of Carbon Costs on Wholesale Electricity Market

김 옥* · 박 중 배† · 이 주 원**
(Wook Kim · Jong-Bae Park · Joo-Won Lee)

Abstract - Carbon costs, either in the form of a carbon tax or through permit prices in an emissions trading scheme, would ultimately be reflected in higher electricity prices. This price "pass-through" is very critical to the effective design of new policies to curb the amount of carbon emissions. This paper sets out in a structured way the factors that determine price pass-through and how carbon costs would impact on the electricity market and the existing coal-fired power plants. It is shown that pass-through can vary drastically if the underlying dispatch potential of generators varies significantly across alternative emissions reduction scenarios. It can also vary depending on the availability of competing cleaner forms of generation. Pass-through as a measure of business performance is therefore hard to generalize across different circumstances and should be interpreted carefully.

Key Words : Carbon Cost Pass-Through, Carbon Tax, Emissions Trading Scheme, Electricity Market

1. 서 론

2005년 유럽 배출권 시장(EU-ETS)이 개설된 이후 일부 석탄화력 중심의 발전회사가 탄소 배출권 거래비용을 장기 계약을 통해 소비자에게 전가시키면서 폭리를 취했다는 문제가 유럽지역의 사회적 이슈가 되고 있다[1]. 일반적인 상식으로 탄소 배출권 거래 또는 탄소세 제도가 시행될 경우 이익이 크게 감소할 것으로 예상되는 석탄화력 발전소가 오히려 이익이 증가했다는 이러한 유럽지역의 현상은 상당히 특이한 상황이며 결코 바람직한 현상은 아닌 것으로 판단된다. 따라서, 가까운 시일 내에 탄소세 또는 탄소배출권 시장 제도를 도입하고자 하는 우리나라의 경우에도 동일한 문제가 발생할 가능성이 없는지 분석하여 보는 것은 큰 의미가 있을 것으로 판단된다.

발전회사가 탄소 비용을 정산가격에 얼마나 전가(Pass-Through)시킬 수 있는지에 대한 척도(measure)로는 일반적으로 다음과 같이 가격민감도 기반의 식이 많이 사용되고 있다[2].

$$r_i = \frac{\Delta P_i}{\Delta C_i} \quad (1)$$

본 논문에서는 이 비율을 '전가율(Pass-Through Rate)'이

라고 정의한다. 여기서, ΔP_i 는 발전기 i 가 전력시장으로부터 받는 정산가격의 증가분을 의미하며, ΔC_i 는 발전기 i 가 탄소시장에서 지불해야 하는 탄소배출권 가격 또는 탄소세의 증가분을 의미한다. 여기서 주의해야 할 점은 ΔP_i 가 전력시장 전체의 계통한계가격을 의미하는 것이 아니라 각 발전소별 정산가격의 증가분을 의미하기 때문에 급전 특성, 지리적 위치 및 탄소배출계수(즉, kWh당 탄소배출량)에 따라 발전소 별로 서로 상이한 전가율을 가지게 된다는 점이다.

이러한 탄소비용에 대한 전가의 문제는 이미 2005년부터 배출권 시장을 개설하여 운영하고 있는 유럽지역을 중심으로 활발하게 논의되고 있다. Sijm et al[2,3] 및 Reinaud[4]는 2005년 이후 개설된 EU-ETS의 배출권 가격과 도매전력 가격의 실적 데이터와 시뮬레이션 분석을 통하여 배출권 구매비용이 독일과 네덜란드의 전력시장에 미치는 영향을 분석하였는데 독일과 네덜란드의 전가율은 약 60~120%로 배출권 비용으로 인해 도매전력요금이 약 50~60% 정도 인상된 것으로 나타났다. Sijm[5] 및 Neuhoff et al[6]은 배출권 비용이 EU국가에 미치는 영향을 분석하였는데, EU 20개국의 전력시장의 배출권 비용 전가율은 약 174% 수준으로 추정하였다. Fell[7]은 CVAR (Cointegrated Vector Autoregressive) 분석을 통하여 노르드폴 전력시장의 배출권 비용 전가율이 약 100% 수준임을 추정하였다.

그러나, 전력시장에서 식(1)을 바탕으로 계산된 전가율을 해석할 때는 다음과 같은 점을 유의하여야 한다.

- 특정 발전기의 전가율이 1보다 큰 값을 가지면 탄소비용의 증가보다 시장으로부터 정산받는 수익단가의 증가가 더 커서 추가수익이 발생하는 경우가 일반적이다. 그러나, 탄소비용이 입찰가격 또는 발전원가에 반영되어 급

† 교신저자, 정회원 : 건국대학 전기공학과 부교수 · 공박
E-mail : jbaepark@konkuk.ac.kr

* 정 회 원 : 한국남부발전 발전처 과장 · 공박

** 정 회 원 : 건국대학 전기공학과 박사과정

접수일자 : 2009년 6월 8일

최종완료 : 2009년 11월 23일

전순위가 크게 변동되는 경우에는 전가율이 1보다 높다고 해서 반드시 전체 수익이 증가하는 것은 아니다. 이는 정산단가의 상승으로 인한 수익의 증가가 발전량의 감소로 인하여 상쇄되어 오히려 전체적인 이익은 감소할 수 있기 때문이다. 따라서, 배출권 거래비용의 반영으로 급전순위가 크게 변동하는 경우에는 발전량에 대한 분석이 반드시 포함되어야 한다.

- 특정 기간에 측정된 전가율이 미래시장에서도 동일하게 적용되는 것은 아니다. 즉, 전력시장 규칙이나 연료비가 동일하게 유지되더라도 전원믹스나 수요의 상황에 따라 전가율은 크게 변동될 수 있다.

본 논문에서는 현행 전력시장 규칙과 연료비의 상대적인 차이가 유지된 상태에서 우리나라에 배출권 거래 또는 탄소세 제도가 도입되었을 때, 전가율의 정확한 분석을 위하여 어떠한 요소들이 고려되어야 하는지를 논의하고 발전부문에 발생하는 탄소비용이 도매전력요금에 어느 정도 전가가 되는지에 대한 분석을 하고자 한다. 이를 위하여 우선 제2장에서는 간단한 사례분석을 통하여 전가율 계산 결과와 전가율에 영향을 미치는 요소들에 대해서 설명하고, 제3장에서는 전가율을 계산하기 위한 경제급전 모델에 대하여 설명하며, 제4장에서는 이러한 모델을 적용하였을 때의 우리나라의 2013년과 2020년의 시뮬레이션 및 전가율의 계산 결과를 제시한다. 마지막으로 제5장에서는 결론을 도출하고 전력부문에 대한 보다 합리적인 배출권 거래제도의 도입을 위하여 필요한 제도 개선을 제안한다.

2. 간단한 사례를 통한 전가율의 계산

탄소비용의 전가를 이해하기 위하여 표 1과 같은 간단한 사례를 가정한다. 표 1에서 사용된 발전소는 kWh당 탄소배출량이 0.9kg이며 단기한계비용(연료비)이 kWh당 10원인 석탄화력 발전소이다. 또한 모든 발전소는 단기한계비용을 기준으로 입찰을 하되, 탄소비용이 단기한계비용에 반영되어 탄소비용이 증가할수록 입찰가격이 증가하여 결과적으로 발전량이 감소하게 되는 상황을 가정하였다. 위와 같은 사례에 대하여 해당발전소의 변동비이익과 탄소비용의 전가율의 계

산 결과를 표 2에 나타낸다. 여기서 변동비이익은 각 발전기의 전력량 정산금에서 연료비를 차감한 이익을 의미한다.

표 1의 결과에서 주목해야 할 점은 해당 발전소의 탄소비용이 증가할 경우 급전순위가 높아짐에 따라 평균 정산단가가 시장가격보다 현저히 높아질 수 있다는 점이다. 즉, 배출권 구입으로 인한 비용이 발전원가에 반영됨에 따라 시장에서의 급전기회가 줄어들어 시장가격이 높아질 때 급전이 되는 빈도가 높아진다는 것이다. 표 2에서 탄소세나 탄소배출권의 가격이 60,000[원/CO₂톤]으로 증가한 경우를 살펴보면, 해당발전소의 탄소비용은 kWh당 54원이 증가하였지만 시장으로부터 회수되는 정산단가는 kWh당 70원이 증가하여 전가율이 약 1.3배가 된다. 이러한 척도를 기준으로 판단할 경우 해당 발전소는 이익이 큰 폭으로 증가하는 것으로 생각할 수 있으나, 실제로는 판매량의 감소로 인하여 오히려 실제 이익은 크게 감소하였음을 알 수 있다. 즉, 식(1)에 의하여 계산된 전가율이 1보다 현저히 크다고 해서 반드시 해당 발전소의 이익이 증가하지는 않는다는 점에 유의해야 한다.

위의 사례에서 볼 수 있듯이, 실질적인 탄소비용의 전가율은 다음과 같은 세가지 요소들의 상호관계에 의하여 크게 영향을 받는다.

- 1) **발전량의 변화** : 탄소비용이 변동비에 반영될 경우 그 정도에 따라 전력시장에서의 급전순위와 발전량이 변하게 되는데, 만약 상대적으로 탄소비용이 높아 급전순위가 크게 높아지면 발전량의 감소로 인한 수익의 감소폭이 시장가격의 상승으로 인한 수익의 증가폭보다 커져서 결과적으로 수익이 감소하게 된다. 다만, 현재의 전력시장에 적용되고 있는 연료가격의 구조를 살펴보면 기저부하용 연료(원자력, 석탄)의 가격과 중간부하 내지는 첨두부하용 연료(중유, LNG)의 가격 차이가 매우 커서 탄소비용의 반영으로 인하여 기저발전기와 첨두발전기의 급전순위가 뒤바뀌는 일은 거의 발생하지 않을 것으로 추정된다.
- 2) **정산가격의 변화** : 탄소비용이 변동비에 반영될 경우 전체적으로 평균시장가격이 상승하게 되므로 탄소비용의 증가로 인한 손실이 어느 정도 상쇄가 된다. 평균시

표 1 전가의 이해를 위한 간단한 사례(1)

Table 1 Illustrative Example for Understanding Pass-Through(1)

탄소비용 [원/CO ₂ 톤]	급전량 [MWh]	단기한계비용 [원/kWh]			평균시장가격 [원/kWh]	정산단가 [원/kWh]	수익금액 [천원]
		연료비	탄소비용	합계			
0	100	10	0	10	35	40	4,000
20,000	90	10	18	28	50	55	4,950
60,000	30	10	54	64	85	110	3,300

표 2 표 1의 사례에 대한 변동비이익 및 각종 전가의 계산결과(1)

Table 2 Net Pool Revenue and Pass-Through Results for Illustrative Example(1)

탄소비용 [원/CO ₂ 톤]	변동비이익 [천원]	Pass-Through 계산 결과		
		정산가격증가 [원/kWh]	정산가격증가 [원/CO ₂ 톤]	전가율(식(1))
0	3,000	-	-	-
20,000	2,430	15.0	16.67	0.83
60,000	1,380	70.0	77.78	1.30

장가격의 상승 수준은 어떤 발전기가 시장가격을 결정하는 한계발전기가 되느냐에 따라 많은 차이가 난다. 따라서, 이는 계통수요, 전원믹스, 연료비의 상대적인 차이 등 여러 가지 요소들의 상호작용에 의하여 결정된다. 현재 우리나라의 전력시장은 전체 기간 중 약 78%를 LNG가 시장가격을 결정하는 한계발전기 역할을 하고 있는데[8], 석탄화력은 이러한 LNG에 비하여 상대적으로 kWh당 탄소배출량이 많기 때문에 상당히 불리하다고 볼 수 있다. 즉, 탄소비용으로 인하여 자기 변동비가 크게 증가하는데 비하여 상대적으로 시장가격의 상승률이 높지 않아 시장에서 그 비용을 충분히 회수할 수 있는 기회가 많이 없을 것으로 예상되기 때문이다. 그러나, 반대로 2005년부터 2012년까지 시행되고 있는 유럽의 1단계 및 2단계 배출권거래시장[9]이나 2010년부터 개설될 예정인 호주와 같이 석탄화력에 대한 배출권을 무상지급하거나 보조금을 지급할 경우, 또는 신규건설되는 석탄화력발전소는 고효율 설비나 CCS(Carbon Capture and Storage)설비를 통하여 상대적으로 탄소배출계수를 낮게 유지할 경우 수익을 크게 증가시킬 수 있는 기회가 될 수도 있다.

3) **탄소배출계수(Emission Intensity)** : 탄소배출계수는 발전소가 사용하고 있는 연료 자체의 탄소함유량과 발전소의 효율과 관계가 있다. 즉, 연료의 탄소함유량이 높을수록 그리고 발전소의 효율이 낮을수록 탄소배출계수는 높아진다. 이러한 탄소배출계수가 상대적으로 낮으면 단위 전력량을 생산하는데 배출되는 탄소량이 감소하고 따라서 탄소비용이 감소하게 되며, 이는 곧 탄소세 또는 탄소배출권 가격이 상승할수록 전력시장에서 상대적으로 급전순위가 개선되어 급전기회 및 발전량이 늘어날 가능성이 높아진다. 만약 표 1의 사례에서 해당 석탄발전소가 전체 탄소배출량의 70%를 감축할 수 있는 CCS 설비를 보유하게 된다면 탄소배출계수는 0.9[kg/kWh]에서 0.27[kg/kWh]로 감소하게 되어 굳이 급전순위 상승으로 인한 발전량의 증가를 고려하지 않더라도 표 3의 결과와 같이 수익이 급증하게 되며, 전가율 역시 표 4와 같이 큰 폭으로 증가하게 된다.

3. 전가율의 계산을 위한 수학적 모델

본 논문에서 미래의 전력시장에서의 전가율의 수준과 발전기의 수익 변동을 추정하기 위하여 사용된 비선형 경제급전 모형[7,8]을 간단하게 설명하면 다음 식(2)로 표현되는 목적함수와 식(3)~(10)의 제약조건식으로 표현된다.

$$\begin{aligned}
 Cost_y = & \sum_{g,t} Gen_{g,t} \times (FuelCost_{g,t} + VarOM_{g,t} + CarbonCost_{g,t}) \\
 & + \sum_{g,t} Reserve_{g,t} \times ResCost_{g,t} \\
 & + \sum_{g,t} S_{g,t} \times StartUpCost_{g,t} \\
 & + \sum_t UnservdEnergy_t \times VoLL
 \end{aligned} \tag{2}$$

여기서,

g : 발전기 종류

y : 연도

t : 시간 ($t = 1, \dots, 8760$)

$Gen_{g,t}$: 발전기 g 의 시간 t 에서의 발전량[kWh]

$FuelCost_{g,t}$: 발전기 g 의 시간 t 에서의 연료단가[원/kWh]

$VarOM_{g,t}$: 발전기 g 의 시간 t 에서의 운전유지비[원/kWh]

$CarbonCost_{g,t}$: 발전기 g 의 시간 t 에서의 탄소배출권 구입 비용[원/kWh]

$Reserve_{g,t}$: 발전기 g 의 시간 t 에서의 예비력 할당량[kWh]

$ResCost_{g,t}$: 발전기 g 의 시간 t 에서의 예비력 단가[원/kWh]

$S_{g,t}$: 발전기 g 의 시간 t 에서의 기동상태 변화 변수

$StartUpCost_{g,t}$: 발전기 g 의 시간 t 에서의 기동비용[원]

$UnservdEnergy_t$: t 시간에서의 공급시장 전력량[kWh]

$VoLL$: 공급시장비용 단가[원/kWh]

위와 같은 목적함수를 최소화하는 급전계획을 수립할 때 다음과 같은 제약조건을 적용하였다.

1) t 시간의 발전기 g 의 출력 $Gen_{g,t}$ 는 다음과 같은 부등식 조건을 만족한다.

표 3 전가의 이해를 위한 간단한 사례(2)

Table 3 Illustrative Example for Understanding Pass-Through(2)

탄소비용 [원/CO ₂ 톤]	급전량 [MWh]	단기한계비용 [원/kWh]			평균시장가격 [원/kWh]	정산단가 [원/kWh]	수익금액 [천원]
		연료비	탄소비용	합계			
0	100	10	0	10	35	40	4,000
20,000	90	10	5.4	15.4	50	55	4,950
60,000	30	10	16.2	26.2	85	110	3,300

표 4 표 3의 사례에 대한 변동비이익 및 각종 전가의 계산결과(2)

Table 4 Net Pool Revenue and Pass-Through Results for Illustrative Example(2)

탄소비용 [원/CO ₂ 톤]	변동비이익 [천원]	Pass-Through 계산 결과		
		정산가격증가 [원/kWh]	정산가격증가 [원/CO ₂ 톤]	전가율(식(1))
0	3,000	-	-	-
20,000	3,564	15.0	55.6	2.78
60,000	2,514	70.0	259.3	4.32

$$\text{MinCap}_{g,t} < \text{Gen}_{g,t} < \text{MaxCap}_{g,t} \quad (3)$$

$$\text{Gen}_{g,t} - \text{Gen}_{g,t-1} < \text{RampUp}_g \quad (4)$$

$$\text{Gen}_{g,t-1} - \text{Gen}_{g,t} < \text{RampDown}_g \quad (5)$$

단, 여기서 $\text{MinCap}_{g,t}$ 및 $\text{MaxCap}_{g,t}$ 는 각각 발전기 g 의 최소출력용량 및 최대출력용량을 의미하며 RampUp_g 및 RampDown_g 는 발전기 g 의 최대 증감발을 의미한다.

2) 발전기의 기동/정지 상태를 나타내는 상태변수 $S_{g,t}$ 는 다음과 같이 정의된다.

$$S_{g,t} = \text{Max}\{S1_{g,t}, S2_{g,t}\} \quad (6)$$

단, $S1_{g,t} = U_{g,t} - U_{g,t-1}$, $S2_{g,t} = U_{g,t-1} - U_{g,t} = -S1_{g,t}$ 이며, $U_{g,t}$ 는 발전기가 기동상태이면 1, 정지상태이면 0의 값을 가진다. 이 때 각 발전기의 기동, 정지 상태는 다음과 같은 최소기동시간 및 최소정지시간 조건을 만족시킨다.

$$\sum_{t < tP < (t + \text{MinUpTime}_g)} U_{g,tP} \geq S1_{g,t} \times \text{MinUpTime}_g \quad (7)$$

$$\sum_{t < tP < (t + \text{MinDownTime}_g)} 1 - U_{g,tP} \geq S2_{g,t} \times \text{MinDownTime}_g \quad (8)$$

3) 우리나라의 전력계통을 크게 6개 지역(수도권, 강원, 충청, 호남, 경상, 제주)으로 구분하였으며 각 지역은 다음과 같은 수급조건을 만족시킨다.

$$\sum_{g,R} \text{Gen}_{g,t} + \sum_{r1,K} \text{Trans}_{r1,r,t} = \text{Demand}_{R,t} + \sum_{r1,K} \text{Trans}_{r,r1,t} \quad (9)$$

여기서, R 은 각 지역에 포함된 발전기들의 집합이며, K 는 해당 지역과 연결된 모든 선로의 집합을 의미한다. $\text{Demand}_{R,t}$ 는 최소 설비에비용을 감안한 지역 R 의 수요를 의미한다. $\text{Trans}_{r1,r,t}$ 는 모선 $r1$ 에서 모선 r 로의 송전량을 의미하며, 다음과 같은 가장 단순한 형태의 DC 조류계산 알고리즘을 사용하여 계산하였다. 단, 여기서 θ_i 는 i 모선의 부하각을 의미하며 X_{ij} 는 i 모선과 j 모선 사이의 리액턴스를 나타낸다.

$$\text{Trans}_{i,j} = (\theta_i - \theta_j) / X_{ij} \quad (10)$$

이 밖에도 계통 전체의 안정도를 위한 제약조건 등이 포함되어 있으나, 본 논문의 논의 범위를 벗어나므로 이에 대한 설명은 생략하도록 한다. 계통한계가격은 각 시간별로 식(9)의 $\text{Demand}_{R,t}$ 를 한 단위 완화시킴으로써 구할 수 있는 잠재가격(Shadow Price)을 통하여 계산하는 방법을 사용하였으며, 현행 전력시장규칙과의 일치성을 위하여 전력시장운영규칙 제2.4.2조의 한계가격결정 방식[10]과 동일한 방법으

로 무부하비용과 기동비용을 고려하였다. 또한, 식(2)의 각 항들과 각 발전기별 수익을 계산할 때에도 현행 전력시장규칙과 동일하게 송전손실계수를 적용하여 계산하였다.

위와 같은 경제급전 모델을 이용하여 계통한계가격과 각 발전기별 수익을 계산하였으며, 이러한 경제급전 모델을 포함하는 전체적인 전가율 계산 알고리즘을 그림 1에 나타낸다.

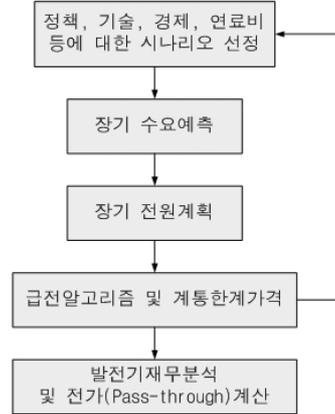


그림 1 전가율 추정 알고리즘

Fig. 1 Modelling Steps for Pass-Through Estimation

식 (2)와 그림 1로 표현된 본 논문의 전가율 추정모델은 비교적 간단하게 발전량, 시장한계가격 및 발전기별 수익을 추정할 수 있다는 장점이 있지만, 본질적으로 실급전 결과와는 다소간의 차이가 발생한다. 그러나, 본 논문의 성격상 전가율에 영향을 주는 주요 요소를 파악하고 그 요소들의 대략적인 영향을 분석하는 목적으로는 이러한 오차가 크게 문제가 되지 않을 것으로 판단된다.

4. 배출권 비용이 우리나라 전력시장에 미치는 영향

배출권 거래시장의 입장에서 우리나라의 전원구조는 크게 두가지 특이한 사항을 가지고 있다.

첫 번째는 원자력 발전소가 차지하고 있는 비중이 상당히 높은 편인데, 설비용량 기준으로는 '08년을 기준으로 전체 용량의 약 24.4%이며, 발전량은 전체의 약 35.6%를 차지하고 있다[11]. 탄소배출이 없는 원자력발전소의 높은 비중으로 인해 단위 발전량당 평균 탄소배출량(약 0.44 CO2톤/MWh)이 타 국가에 비하여 상당히 낮은 편이다.

두 번째는 현재 적용되고 있는 CBP 전력시장에서는 변동비만으로 급전순위를 결정하고 있기 때문에 전통적으로 원자력, 유연탄, 무연탄, 중유 및 LNG 순서로 급전되고 있다. 그러나, 특별소비세, 관세 및 수입부과금 등의 부대비용으로 인해 발전용 LNG의 가격이 유연탄 가격보다 상대적으로 크게 높음에 따라 배출권 비용을 고려하여 급전을 시행하더라도 석탄화력과 LNG 발전소의 급전순위가 바뀔 가능성이 거의 없다는 점이다. 이러한 점으로 인해 식(1)로 정의된 전가

율을 바탕으로 배출비용의 전가문제를 해석하는데 크게 문제가 없을 것으로 판단된다.

그림 2는 0[\$/CO2톤]에서 200[\$/CO2톤]까지 단계별로 변동되는 배출권 가격이 발전원가에 반영되었을 때의 발전부문에서의 배출량의 변화 추이를 제3절에서 설명한 모형을 이용하여 시뮬레이션한 결과를 나타낸다. 시뮬레이션에 사용된 연료비는 '06~'08년 3년간의 평균 연료비와 환율은 1,200(원/\$)를 적용하였으며, 수요예측, 발전소 건설/폐지 계획 및 수도권/비수도권/제주 지역간 송전용량의 제약조건은 제4차 전력수급기본계획[12] 안을 사용하였다.

시뮬레이션 결과 중 가장 주목할만한 사항은 그림 2에서 볼 수 있는 바와 같이 배출권의 가격이 75[\$/CO2톤]까지 상승하더라도 전체적인 배출량의 감소폭은 약 0.3% 수준으로 거의 변화가 없다는 점이다. 이는 그림 3에 나타낸 바와 같이 LNG와 석탄화력의 극단적인 가격차이로 인하여 배출권 비용이 발전원가에 반영되더라도 전원별 급전순위에는 큰 변화가 없기 때문이다.

표 5에는 시뮬레이션 결과에 대하여 시장한계가격의 변동, 판매회사 및 각 전원별 수익구조의 변동과 식(1)로 정의한 전가율의 계산결과를 나타낸다. 단, 이때 전력시장이용규칙 제1.1.2조 3항의 「계통한계가격 보정계수」는 적용하지 않았음을 밝혀둔다. 전체적인 배출량에는 크게 변화가 없지만, 배출권 가격의 변동에 따라 발전원간 수익구조는 크게 변하고 있는 것을 알 수 있다. 배출권 비용이 발생하지 않는 원자력이나 상대적으로 배출량이 적은 LNG 복합의 경우는 배출권 비용의 증가보다 시장한계가격의 증가폭이 커서 배출권 비용을 포함할 경우 오히려 이익이 크게 증가하나, 상대적으로 배출권 비용이 높은 석탄화력은 수익이 크게 감소하고 있음을 알 수 있다. 석탄화력과 LNG복합의 전가율은 각각 0.6과 1.2로 추정되는데, 이 값은 전원별 수익구조를 해석하는데 유용하게 적용될 수 있음을 알 수 있다.

반면에 전력시장 전체의 전가율은 1.1로 1보다 큰 값을 가지는 것으로 추정된다. 이는 탄소배출권 가격이 상승할수록 전체적인 시장가격의 상승폭이 더 크다는 것을 의미한다. 이러한 사실은 탄소비용으로 인해 비록 석탄화력 부분의 수익은 크게 감소하지만 원자력이나 LNG 복합 등의 수익이 상대적으로 더 크게 증가할 가능성이 있다는 것을 의미한다.

표 5 배출권 비용에 따른 전원별 수익구조의 변동 및 전가값 계산결과 (2013년)

Table 5 Financial Analysis Results and Pass-Through Rates with Different Carbon Prices in 2013

탄소비용 [\$/CO2톤]	SMP [원/kWh]	한전 총구입 비용[조원]		전원별 영업이익 변화 (조원)									계통전체 전가율
				원자력		석탄화력			LNG복합				
		금액 [조원]	증가율 [%]	금액 [조원]	증가율 [%]	금액 [조원]	증가율 [%]	전가율	금액 [조원]	증가율 [%]	전가율		
0	86.1	46.6	-	16.3	-	14.1	-	-	2.9	-	-	-	
25	100.8	53.6	15.1	19.1	16.9	11.9	△15.8	0.6	3.0	6.1	1.2	1.1	
50	115.9	60.9	30.7	21.9	34.3	9.7	△30.9	0.6	3.2	13.1	1.2	1.1	
75	132.6	68.9	47.8	25.0	53.3	7.9	△44.1	0.6	3.6	25.8	1.2	1.2	
100	151.1	77.8	67.0	28.5	74.5	6.3	△54.9	0.7	4.2	47.3	1.3	1.2	

※ 증가율은 탄소비용 미고려시(0 \$/CO2톤) 대비 증가율임

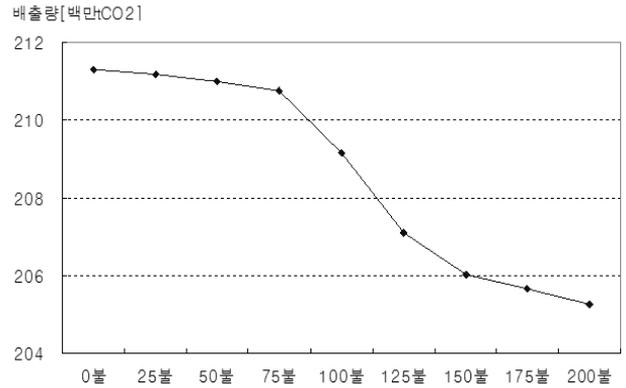


그림 2 배출권 가격에 따른 배출량의 변화 (2013년)
Fig. 2 Carbon Emissions with Various Carbon Prices in 2013

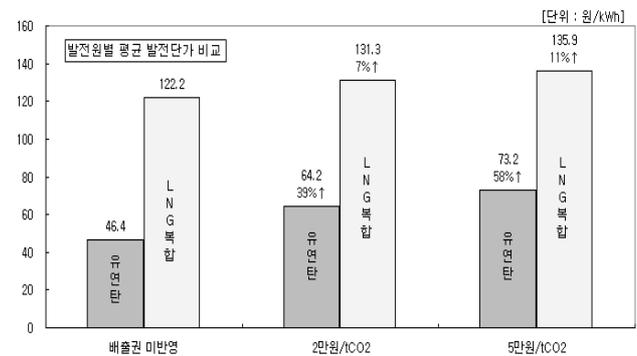


그림 3 배출권 가격에 따른 발전단가의 변화(예)
Fig. 3 Generation Costs with Different Carbon Prices(Example)

전원간 발전원가의 큰 차이로 인해 배출권 거래가 배출량 감소에 크게 영향을 주지 못하는 이러한 현상은 2013년 이후에도 지속될 것으로 판단된다. 그림 4와 표 6에는 2020년에 대한 시뮬레이션 결과를 나타낸다. 그림에서 볼 수 있는 바와 같이 2020년의 배출권 비용이 전력시장에 미치는 영향은 오히려 2013년보다 더 둔화되었음을 알 수 있다. 즉, 2013년에는 배출권 가격이 CO2톤당 75불 이상으로 상승하면 석탄발전량이 감소하고 LNG 발전량이 증가하기 시작하였지만, 2020년에는 배출권 가격이 CO2톤당 125불 이상으로

상승해야지만 이러한 현상이 발생하기 시작한다. 그 가장 큰 이유는 서천화력과 같은 대용량 무연탄 발전소가 2014년에 폐지되어 LNG와 무연탄 발전소간의 급전순위 역전현상이 발생하는 기회가 더욱 감소하기 때문이다.

또한, 표 6에 나타난 전가율의 계산 결과를 보면, 계통 전체의 전가 값은 2013년에는 1.1~1.2 수준이었으나 2020년에는 1.3~1.4로 크게 증가하고 있음을 알 수 있다. 이는 신고리, 신울진, 삼척화력 등의 신규건설로 기저 설비용량이 크게 증가함에 따라 석탄발전소의 가격결정 빈도수가 증가하는 것이 원인이라고 볼 수 있다. 석탄발전소가 가격결정을 하면 상대적으로 탄소배출권의 비용이 시장가격에 반영되는 수준이 높아지기 때문이다. 이는 2020년의 한전의 총 구입비용이 2013년에 비하여 크게 증가하지 않았음에도 불구하고 원자력발전소의 수익이 상대적으로 크게 증가함을 의미한다.

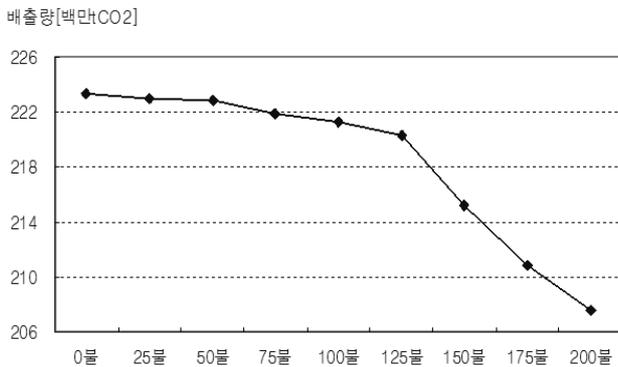


그림 4 배출권 가격에 따른 배출량의 변화 (2020년)
Fig. 4 Carbon Emissions with Various Carbon Prices in 2020

5. 결론

본 논문에서는 현행 전력시장 규칙과 연료비 구조가 그대로 유지된 상태에서 배출권 거래가 시행되었을 경우, 발전회사들의 배출권 구입비용이 전력시장에 어떠한 영향을 미치는지에 대하여 전가율(Pass-Through)의 개념을 통하여 분석

을 시도하였다. 결과적으로 우리나라는 석탄과 LNG의 연료비의 극단적인 차이로 인하여 배출권 구입비용이 발전원가 또는 입찰가격에 반영되더라도 현실적으로 CO2 배출량의 감축에 미치는 영향은 거의 없음을 알 수 있었다. 반면에 석탄 발전기들의 전가율은 0.6~0.7 정도의 값을 가지고 있어 배출권 거래제도가 도입될 경우 수익구조가 크게 악화가 될 것으로 예상되며, LNG 발전기들의 전가율은 1.0~1.2 정도의 값이어서 배출권 시행으로 인한 영향이 미미하거나 다소나마 수익구조가 개선될 것으로 예상된다. 반면에 배출권 구입비용이 없는 원자력 발전기들은 수익이 큰 폭으로 증가할 것으로 예상된다.

배출권 거래나 탄소세와 같은 제도를 시행하는 궁극적인 목적은 탄소배출에 대한 비용을 반영함으로써 실질적으로 탄소배출량을 감축하고자 하는 것이다. 그러나, 본문에서 설명한 바와 같이 우리나라 전력시장의 연료비 구조나 전원믹스의 상황으로는 이러한 제도의 단순한 시행만으로는 실질적인 전력부문의 CO2감축효과는 제한적일 수 밖에 없을 것으로 판단된다. 오히려, 원자력 발전소의 수익은 과다하게 증가하고 석탄화력은 수익이 크게 감소하여 전원간의 수익 불균형 문제가 대두될 가능성이 높아질 것으로 판단된다.

국제 에너지 기구(International Energy Agency)가 2008년 발표한 자료[13]에 따르면 2020년 기준으로 미국 전력분야에서 감축할 수 있는 전체 온실가스의 목표량 중에서 전기요금의 상승으로 소비자 측에서 효율개선 및 사용량 감소 등으로 감축하는 비중은 약 19~32%, 연료비의 상승으로 석탄과 가스간의 연료전환으로 인해 감축되는 비중은 약 52% 수준으로 예상되고 있다. 즉, 신재생에너지나 CCS 등의 설비투자를 통해서 감축되는 온실가스의 양은 전체 감축량의 약 16~29% 수준으로 상당히 낮은 편인 반면, 대부분의 감축은 발전원가에 배출권 비용이 반영됨에 따라 급전순위의 변동이나 전기요금의 상승으로 소비자측에서 발생하는 사용량의 감소 또는 효율개선이 절대적인 비중을 차지하게 된다는 것을 짐작할 수 있다. 이러한 수치는 많은 불확실성이 존재하고 전원믹스가 다른 우리나라에 그대로 적용될 수는 없지만, 우리나라의 경우도 전력분야에서 상당한 온실가스 감축이 이루어지기 위해서는 급전순위의 변동, 소비자 측의 효율개선을 통한 전력분야의 온실가스 감축을 유도하기 위

표 6 배출권 비용에 따른 전원별 수익구조의 변동 및 전가수준 계산결과 (2020년)

Table 6 Financial Analysis Results and Pass-Through Rates with Different Carbon Prices in 2020

탄소비용 [\$/CO2톤]	SMP [원/kWh]	한전 총구입 비용[조원]		전원별 영업이익 변화 (조원)									계통전체 전가율
		금액 [조원]	증가율 [%]	원자력		석탄화력			LNG복합				
				금액 [조원]	증가율 [%]	금액 [조원]	증가율 [%]	전가율	금액 [조원]	증가율 [%]	전가율		
0	79.3	47.3	-	17.8	-	15.7	-	-	2.2	-	-	-	
25	96.1	55.9	18.3	21.7	22.4	13.7	△12.6	0.7	2.3	1.7	1.0	1.3	
50	113.0	64.6	36.6	25.7	44.8	11.7	△25.2	0.7	2.3	3.3	1.0	1.3	
75	130.1	73.4	55.2	29.7	67.5	9.8	△37.5	0.7	2.3	5.9	1.0	1.3	
100	147.6	82.4	74.4	33.9	90.7	8.0	△49.2	0.7	2.4	10.0	1.0	1.3	
125	168.6	93.2	97.3	38.7	117.9	6.9	△56.1	0.7	2.8	27.4	1.1	1.4	
150	191.9	105.4	123.0	44.0	148.0	6.3	△60.0	0.8	3.6	64.7	1.2	1.5	

※ 증가율은 탄소비용 미고려시(0 \$/CO2톤) 대비 증가율임

하여 배출권 거래제도가 다음과 같은 제도와 병행되어 진행이 되어야 할 것으로 판단된다.

첫째, 배출권 구입비용으로 인해 상승되는 도매전력요금에 소비자요금에 반영되도록 소비자요금 제도가 개선되어야 한다. 표 5와 표 6에 나타난 바와 같이 배출권 구입비용으로 인해 시장한계가격이 상승하게 되는데, 이러한 시장한계가격의 상승이 소비자요금에 반영될 수 있도록 시장이 설계되면 소비자들의 합리적인 전기사용을 유인하여 전기사용량 및 탄소배출량의 감소로 이어질 수 있을 것이다.

둘째, 현재 발전량 LNG에만 부과되고 있는 특수세 및 수입부과금에 대한 세제개편을 검토할 필요가 있다. 이 경우 석탄화력과 LNG 복합화력의 발전단가의 차이가 크게 감소하여 보다 낮은 배출권 가격에서도 급전순위가 변경될 수 있어, 석탄화력 발전소들이 탄소배출량을 감축시키기 위한 유인효과로 작용할 것으로 판단된다.

셋째, 미래의 전원구성의 비율은 원자력, LNG, 신재생 등으로 전환이 필요하다. 이는 CCS 등과 같이 CO2 저감 옵션이 포함되지 않은 석탄발전기의 경우는 상당히 제한적으로 시장진입을 검토할 필요성이 있다는 것을 의미한다.

참 고 문 헌

- [1] J. Kanter, "Polluters' Windfall: Carbon into Gold", Newspaper Article in International Herald Tribune, Dec. 11th, 2008
- [2] J. Sijm, K. Neuhoff and Y. Chen, "CO2 Cost Pass-Through and Windfall Profits in the Power Sector", Climate Policy, Vol. 6, 2006, pp.49-72
- [3] J. Sijm, Y. Chen, M. Donkelaar, J.S. Hers and M.J.J. Scheepers, "CO2 Price Dynamics: a Follow-up Analysis of the Implications of EU Emissions Trading for the Price of Electricity", Energy Research Centre of the Netherlands, 2006
- [4] J. Reinaud, "CO2 Allowance & Electricity Price Interaction: Impact on Industry's Electricity Purchasing Strategies in Europe", IEA Information Paper, 2007
- [5] J. Sijm, "Options to Address EU-ETS Induced Increases in Power Prices and Windfall Profits", IEEE PES General Meeting Conference, 2007
- [6] K. Neuhoff, K. Keats and M. Sato, "Allocation, Incentives and Distortions: the Impact of EU-ETS Emissions Allowance Allocations to the Electric Sector", 2006
- [7] H. Fell, "EU-ETS and Nordic Electricity: A CVAR Analysis", Resources for the Future, 2008
- [8] 2008년 연간 전력시장운영실적보고서, 전력거래소, 2009년 1월
- [9] European Union Emissions Trading Scheme, 영국 DEFRA(Department for Environment, Food and Rural Affairs) 홈페이지
- [10] 전력시장운영규칙 2008.10.31 개정판, 한국전력거래소, 2009년 1월
- [11] 전력통계속보 제363호, 한국전력공사, 2009년 1월
- [12] 제4차 전력수급기본계획, 지식경제부, 2008년 12월
- [13] Energy Technology Perspectives 2008, International Energy Agency, 2008

저 자 소 개



김 욱 (金 煜)

1968년 2월 11일생. 1990년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1992년 동 대학원 전기공학부 졸업(석사). 1997년 동 대학원 전기공학부 졸업(박사). 현재 한국남부발전 발전처 과장.

Tel : 070-7713-8414

Fax : 070-7713-8274

E-mail : dr.wookkim@gmail.com



박 종 배 (朴 宗 培)

1963년 11월 24일생. 1987년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1998년 동 대학원 전기공학과 졸업(박사). 현재 건국대학교 공과대학 전기공학과 부교수.

Tel : 02-450-3483

Fax : 02-444-1418

E-mail : jbaepark@konkuk.ac.kr



이 주 원 (李 柱 元)

1979년 1월 7일생. 2005년 건국대 공대 전기공학과 졸업. 2007년 건국대학교 대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 건국대학교 대학원 전기공학과 박사과정.

Tel : 02-458-4778

Fax : 02-444-4179

E-mail : johnlee@konkuk.ac.kr