

## CO<sub>2</sub> 거래비용 변화에 따른 발전원가(변동비) 영향 분석

정영범\*, 이영일, 윤용범  
한전전력연구원 전력경영연구소 전력산업연구그룹

### A study of the effect on variable generation cost by the variation of CO<sub>2</sub> emission trading price

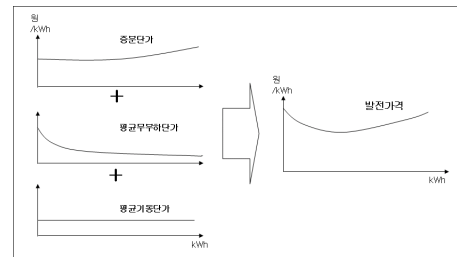
young-beom Jung\*, young-eal Lee, yong-beum Yoon  
Power Industry Research Group, Business Management Laboratory, KEPRI

**Abstract** - It is easily can be expected that Korea cannot be free under the regulation, because Korea is one of the major CO<sub>2</sub> emitter in the world.

Even though Korea currently doesn't have any obligation to mitigate the carbon emission, power industry needs to study the effect of that.

this paper aims to analyze the change of economic loading order for generation dispatch by various carbon price, looking at each plant's or generator's variable generation cost per unit electricity(kWh) that consists of basic generation price calculated by automatic generation system planning model, WASP 4.0, and CO<sub>2</sub> price per unit electricity generation.

- INPi : 발전기별 증분가격 (발전비용 함수를 미분한 형태)
- Avg.NLPi : 발전기의 발전시간 평균 무부하가격
- Avg.SUPi : 발전기의 발전시간 평균 기동가격



<그림 1> 현재 국내전력시장의 발전기별 발전가격

WASP 4.0의 기본발전비용분석 모듈에서는 발전기별 발전가격을 계산하기 위해서 각각의 평균 증분 열소비율(Heat Rate)과 열량단가를 곱하여 구한 순수발전비용과 발전원가에 포함되어있는 발전기 유지보수 비용 더하여 그 값을 아래의 (식 2)와 같이 구한다.

$$GPI = HRI \times (DFC + FFC) + FOM + VOM \quad (\text{식 } 2)$$

여기서,

- HRI : 발전기별 열소비율(kcal/kWh)
- DFC : 국내연료의 열량단가(cent/Gcal)
- FFC : 수입연료의 열량단가(cent/Gcal)
- FOM : 고정적인 유지보수비용(\$/kW-month)
- VOM : 변동적인 유지보수비용(\$/MWh)

한국은 유지보수비용을 인건비와 수선유지비, 경비, 본사공통비, 일반관리비로 고려하여 고정적인 비용으로 취급하므로 VOM은 적용하지 않는다. (식 2)에 포함되어 있는 발전가격계산을 위한 요소들은 모두 5년 이상의 통계치를 평균해서 얻은 값들이다. 따라서 장기적인 관점에서 외부비용(CO<sub>2</sub> 환경비용)의 영향을 검토하기 위해서는 현재 전력시장운영규칙에 따라 발전비용함수를 이용하여 시간에 따라 변동하는 특정시점의 발전가격을 적용하는 것 보다는 장기수급계획 최적전산모형의 평균화된 방식을 사용하는 것이 적합하다고 할 수 있다.

#### 2.1.2 발전원별 또는 발전기별 CO<sub>2</sub> 환경단가 계산

단위전력당 CO<sub>2</sub> 발생 비용을 계산하기 위해서 크게 두 가지 절차를 진행하여야 한다. 발전원별(또는 발전기별) 단위전력당 CO<sub>2</sub> 발생량을 구하여 CO<sub>2</sub> 거래가격에 곱하여 단위전력당 CO<sub>2</sub> 인해 추가되는 전력단가를 계산한다.

먼저, 단위전력당 CO<sub>2</sub> 발생량을 구하기 위해서는 다음과 같은 절차가 필요하다.

- 발전원별(또는 발전기별) 발열량계수(kJ/kg)를 구함
- 연료별 발열량계수(kJ/kg)와 IPCC 탄소배출계수(C-kG/GJ)를 이용하여 다음의 (식 3)과 같이 발전원별(또는 발전기별) 탄소배출량계수(C-kTon / fuel kTon)를 구함[4]

$$\text{탄소배출량계수} = \text{발열량계수} \times \text{탄소배출계수} \div 10^6 \quad (\text{식 } 3)$$

- 탄소배출량계수에 CO<sub>2</sub>와 탄소간의 질량비 44/12를 곱하여 CO<sub>2</sub> 배출량계수(CO<sub>2</sub>-kTon/fuel kTon or CO<sub>2</sub>-kg/fuel kg)를 구함
- 발전기별 열소비율(kcal/kWh)을 발전기 용량으로 가중평균하여 구한 발전원별 열소비율에 발열량계수의 역수(kg/kcal)를 곱하여 구한 단위

## 1. 서 론

1992년 기후변화에 관한 국제연합기본협약(UNFCCC)이 체결된 이후 온실가스 감축을 실질적으로 이행하기 위한 교토의정서가 1997년 채택되어 CO<sub>2</sub>의 5가지 온실가스 배출량을 줄이는 것을 목표로 2005년 2월부터 발효중이다. 현재 한국은 의무대상국으로 포함되어있지는 않지만 최근 EU 국가들 사이에 선발 개도국들에 대한 온실가스 감축 참여 문제가 제기되고 있는 가운데 한국이 온실가스 감축에 참여했을 때의 전력산업의 변화를 미리 고려할 필요가 있다.

본 연구에서는, 온실가스 감축을 경제적으로 이행하기 위한 교토메카니즘(공동이행제도(JI), 청정개발체제(CDM), 배출권거래제도(ET))[1] 중 배출권거래제도를 시행했을 경우를 가정하여 다음과 같은 절차로 그 영향을 분석하였다.

첫째, 전력수급최적화 모형인 WASP\_4의 Fixsys 모듈[2]의 방식을 통해 3차수급 기본계획을 토대로 발전원별 기본 발전단가를 구하고, 둘째, IPCC<sup>1)</sup> 탄소배출계수를 이용하여 단위전력당 CO<sub>2</sub> 발생계수(kg/kWh)를 유도해서 CO<sub>2</sub> 거래비용의 변화에 따른 발전원별 단위전력당 CO<sub>2</sub> 비용을 구하고, 이 두 번째 단가를 기본 발전단가에 반영하여 CO<sub>2</sub> 거래비용 변화에 대한 발전원들간의 변동비 변화와 급전우선순위에 대한 영향을 분석하고 이와 관련된 국내내 발전기에 대한 문제점을 논의하였다.

## 2. 본 론

### 2.1 발전원들간의 영향 분석

기본적으로 CO<sub>2</sub> 환경비용을 급전우선순위에 영향을 주는 변동발전비 단가에 포함하는 방법을 설명하기 위하여 발전기별 단위발전량당 CO<sub>2</sub> 배출계수(kg/kWh)를 발전원별로 단순화하여 표현하고 이를 이용한 영향을 분석한다.

#### 2.1.1 기본 변동 발전원가 계산

발전원들의 기본 변동 발전원가를 계산하기 위해서는 특정시점에서의 발전기별 비용특성자료를 이용하여 한국의 정산운영규칙[3] 절차에 따라 <그림 1>과 (식 1) 같이 직접 계산할수 있으나, 본 연구에서는 CO<sub>2</sub> 거래비용 또는 단가에 따른 평균적 특성을 이용한 장기적관점에서의 영향을 분석하는 것 이므로, 장기전원수급계획 수립시 사용하는 최적전산모형인 WASP의 기본발전비용분석 모듈을 사용하였다.

$$GPI = INPi + Avg.NLPi + Avg.SUPi \quad (\text{식 } 1)$$

여기서,

- GPI : 발전기별 발전가격 (가격결정발전계획용)

1) IPCC(Intergovernmental Panel on Climate Change) : 국제연합(UN)에서 1992년 기후변화에 대한 구체적인 연구를 위해 세계를 이끌어가고 있는 약 2,000개 과학자그룹으로 구성된 정부간조직

전력발생에 소모되는 연료량계수를 구함  
 - 단위전력당 소모연료량(kg/kWh)에 앞서 구한 CO<sub>2</sub> 배출량계수(kg/kg)를 곱하여 전원별 단위전력생산당 CO<sub>2</sub> 발생량계수를 구함

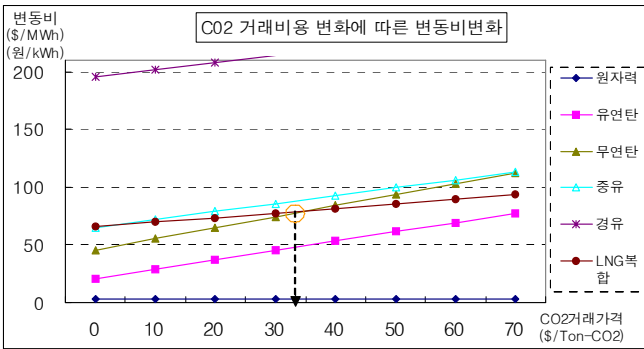
이 절차에 사용된 데이터와 발전원별 결과가 <표 1>에 나타나있다.

<표 1> 발전원별 CO<sub>2</sub> 발생량계수 차이

구분	유연탄	무연탄	LNG	중유	경유
발열량계수1 (kcal/kg)	5,911	4,613	12,996	9,900	9,088
발열량계수2 (kJ/kg)	24,748	19,314	54,412	41,449	38,050
탄소배출계수 (c kg/GJ)	25.8	26.8	15.3	21.1	20.2
탄소배출계수 (탄소 kTon/연료 kTon)	0.6385	0.5176	0.8325	0.8746	0.7686
CO <sub>2</sub> 배출량계수 (CO <sub>2</sub> kTon/연료 kTon)	2.3412	1.8979	3.0525	3.2068	2.8182
단위전력당 CO <sub>2</sub> 발생량 (CO <sub>2</sub> kg/kWh)	0.8095	0.9577	0.3967	0.6892	0.6034

2.1.3 발전원별 종합변동비 변화

발전기별 열소비를, 발열량계수를 가중평균하여 발전원별로 구한 연료 사용량에 IPCC 배출계수를 이용하여 도출한 단위전력당 CO<sub>2</sub> 발생량계수(kg/kWh)에 CO<sub>2</sub> 거래가격(\$/Ton or 원/kg)을 곱하여 얻은 CO<sub>2</sub> 환경비용을 기본발전단가(CO<sub>2</sub> 거래가격이 없을 때)에 더하여 그 합을 변동비라 할 때 <그림 2>와 같이 표현되었다.



<그림 2> 발전원별 외부비용을 포함한 변동비 변화

3차 수급기본계획을 반영한 이 분석에서 발전원별로 CO<sub>2</sub> 환경비용이 포함되지 않았을 때와 비교하여 급전우선순위에 큰 변화를 보이지 않았다. 하지만, CO<sub>2</sub>비용이 약 35 (\$/Ton or 원/kg)를 넘어가면서 무연탄보다 LNG복합 발전이 더 싸지는 경향을 보여주고 있다.

2.2 발전기별 종합변동비 변화와 급전우선순위에 대한 영향

“2.1.2 발전원별 또는 발전기별 CO<sub>2</sub> 환경단가 계산”과 기본적으로 같은 방법의 절차를 사용하였으나, 차이점은 3차 수급기본계획에 적용된 모든 발전기들을 특성이 같은 발전기들 가리 1 개로 취급하여 77개로 분류하여 고유의 인덱스를 부여하여 각각의 열소비를 사용하였다는 것이다.

<그림 3>은 77개로 분류된 각 발전단위들을 CO<sub>2</sub> 거래가격변화에 의하여 CO<sub>2</sub> 환경비용이 추가된 종합변동비에 따라 그 변동비가 작은 값부터 큰 값으로 아래에서 위로 나열한 그림이다. 왼쪽부터 CO<sub>2</sub> 거래 가격이 0, 10, 30, 50, 그리고 70 \$/Ton 일 때의 발전단위별 급전우선순위의 변화를 나타내고 있다.

발전기들을 가중평균된 하나의 특성을 가진 발전기로 평가한 <그림 2>에서 보듯이 CO<sub>2</sub> 거래가격 30 \$/Ton에서부터 무연탄 발전기들과 LNG복합 발전기들의 우선순위의 변화가 감지되고 있다. 또한, 발전원별 평가에서는 인지할 수 없었던 중유 발전기들과 LNG복합 발전기들의 변화를 주목할만하다. 중유 발전기들은 20 \$/Ton에서부터 변화가 시작되어 50 \$/Ton에서는 완전히 LNG복합 발전기보다 우선순위에 밀리게 되는 것을 관찰할 수 있다.

두 번째로 관심을 가질 만 한 부분은 무연탄 발전기들의 단위전력당 CO<sub>2</sub> 발생량계수가 <표 1>에 나타나듯이 대표 값만을 비교할 때에도 가장 큰 것을 관찰할 수 있듯이 CO<sub>2</sub> 거래가격 변화에 민감하게 반응하는 것을 알 수 있다. 현재 한국의 무연탄 발전기들의 전체 용량은 약 950MW로 2007년 5월 기준 총 설비용량 66,167MW에 비하여 아주 경미한 수준에 지나지 않으나, 무연탄 발전기는 앞으로 장기간동안 기저발전기로 의무 가동해야 하므로 CO<sub>2</sub> 거래가격 영향으로 비싸진 만큼 손해를 감당해야한다는 점을 무시해서는 안된다.

0	10	30	50	70
LO1 220	LO1 223.2	LO1 247.5	LO1 288.8	LO1 294.2
LO2 157.9	LO2 184.8	LO2 177.6	LO2 199.8	LO2 204.9
LO3 157.9	LO3 157.9	LO3 157.9	LO3 157.9	LO3 157.9
HO8 38.2	HO8 108.1	HO8 127.9	HO8 143.3	HO8 151.6
HO7 96.4	HO7 106.0	HO7 124.1	HO7 142.1	HO7 156.3
LN2 73.3	LN2 73.3	LN2 73.3	LN2 73.3	LN2 73.3
LN1 83.4	LN1 83.9	LN1 100.0	LN1 111.5	LN1 125.9
CHP# 88.3	CHP# 88.3	CHP# 88.3	CHP# 111.0	CHP# 126.5
HO1 74.1	HO1 81.6	HO1 86.1	HO1 100.1	HO1 124.5
HO9 73.8	HO9 81.2	HO9 85.1	HO9 100.8	HO9 124.5
HO10 73	HO10 73	HO10 73	HO10 73	HO10 73
LN15 73	LN15 73.9	LN15 73.9	LN15 73.9	LN15 73.9
LN7 97.7	LN7 91.4	LN7 82.9	LN7 71.6	LN7 60.4
LN6 72.3	LN6 71.1	LN6 71.1	LN6 71.1	LN6 71.1
LN18 72.2	LN18 77.0	LN18 77.0	LN18 77.0	LN18 77.0
LN7 70.7	LN7 76.9	LN7 76.9	LN7 76.9	LN7 76.9
LN4 70.5	LN4 75.4	LN4 75.4	LN4 75.4	LN4 75.4
LN8 63.7	LN8 75.2	LN8 86.7	LN8 100.9	LN8 114.7
LN9 63.3	LN9 75.3	LN9 85.5	LN9 98.7	LN9 114.4
LN16 63.2	LN16 73.9	LN16 73.9	LN16 73.9	LN16 73.9
HO9 63	HO9 73.3	HO9 84.8	HO9 97.3	HO9 112.2
LN5 61.5	LN5 73.9	LN5 84.5	LN5 96.7	LN5 109.2
HO11 67.2	HO11 73.9	HO11 73.9	HO11 73.9	HO11 73.9
LN3 60.9	LN3 64.9	LN3 64.9	LN3 64.9	LN3 64.9
LN2 60.9	LN2 64.9	LN2 64.9	LN2 64.9	LN2 64.9
HO8 60.8	HO8 64.9	HO8 64.9	HO8 64.9	HO8 64.9
LN21 58.7	LN21 63.7	LN21 63.7	LN21 63.7	LN21 63.7
LN12 58.2	LN12 63.1	LN12 63.1	LN12 63.1	LN12 63.1
LN25 58.9	LN25 62.8	LN25 62.8	LN25 62.8	LN25 62.8
LN14 58.7	LN14 62.6	LN14 62.6	LN14 62.6	LN14 62.6
LN24 58.3	LN24 62.2	LN24 62.2	LN24 62.2	LN24 62.2
LN22 58	LN22 61.9	LN22 61.9	LN22 61.9	LN22 61.9
D1 47.1	D1 47.1	D1 47.1	D1 47.1	D1 47.1
D2 47.9	D2 47.9	D2 47.9	D2 47.9	D2 47.9
D4 47.8	D4 47.8	D4 47.8	D4 47.8	D4 47.8
D5 46.6	D5 46.6	D5 46.6	D5 46.6	D5 46.6
D3 42.3	D3 42.3	D3 42.3	D3 42.3	D3 42.3
F2 31.4	F2 31.4	F2 31.4	F2 31.4	F2 31.4
F3 21.4	F3 21.4	F3 21.4	F3 21.4	F3 21.4
F4 21.2	F4 21.2	F4 21.2	F4 21.2	F4 21.2
F6 21.1	F6 21.1	F6 21.1	F6 21.1	F6 21.1
F9 20.8	F9 20.8	F9 20.8	F9 20.8	F9 20.8
F10 20.9	F10 20.9	F10 20.9	F10 20.9	F10 20.9
F11 20.8	F11 20.8	F11 20.8	F11 20.8	F11 20.8
F8 20.7	F8 20.7	F8 20.7	F8 20.7	F8 20.7
F12 20.7	F12 20.7	F12 20.7	F12 20.7	F12 20.7
F7 20.6	F7 20.6	F7 20.6	F7 20.6	F7 20.6
F5 20.1	F5 20.1	F5 20.1	F5 20.1	F5 20.1
F15 15.8	F15 15.8	F15 15.8	F15 15.8	F15 15.8
N1 3.4	N1 3.4	N1 3.4	N1 3.4	N1 3.4
N2 3.4	N2 3.4	N2 3.4	N2 3.4	N2 3.4
N3 3.4	N3 3.4	N3 3.4	N3 3.4	N3 3.4
N6 3.3	N6 3.3	N6 3.3	N6 3.3	N6 3.3
N9 3.3	N9 3.3	N9 3.3	N9 3.3	N9 3.3
N10 3.3	N10 3.3	N10 3.3	N10 3.3	N10 3.3
N11 3.3	N11 3.3	N11 3.3	N11 3.3	N11 3.3
N7 3.2	N7 3.2	N7 3.2	N7 3.2	N7 3.2
N8 3.2	N8 3.2	N8 3.2	N8 3.2	N8 3.2
N12 3.2	N12 3.2	N12 3.2	N12 3.2	N12 3.2
N4 2.2	N4 2.2	N4 2.2	N4 2.2	N4 2.2
N5 2.2	N5 2.2	N5 2.2	N5 2.2	N5 2.2

N# : 원자력      HO# : 중유  
F# : 유연탄      LO# : 경유  
D# : 무연탄      LN# : LNG가스  
LN# : LNG복합      CHP# : 열병합

<그림 3> 외부비용을 포함후 발전기별 변동비 변화(급전우선순위)

3. 결 론

본 연구는 멀지않은 미래에 한국에서 배출권거래제가 일어날 것을 가정하여 CO<sub>2</sub> 환경비용을 기본발전단가가 더하여 종합발전단가의 영향을 분석해보았다. 장기 전력수급기본계획에 사용하는 최적전산모형인 WASP 4 의 기본발전비용분석 모듈을 이용하여 장기적인 발전기 특성을 고려한 변동비단가를 구하고 발전기별과 발전원별 단위전력당 CO<sub>2</sub> 발생량계수 차이에 의하여 생기는 CO<sub>2</sub> 환경비용의 영향을 각각 기본발전비용단가에 더하여 종합변동비의 변화를 관찰하였다. 모든 발전기들의 기본발전비용단가와 CO<sub>2</sub>환경비용단가를 구하는 방법을 설명할 수 없으므로 발전원별 영향분석에서 그 과정을 비교적 상세히 설명하고 전력관계 회사들과 계통운영기관에게 관심사항이 될 수 있는 CO<sub>2</sub> 배출권거래제로 인한 급전우선순위의 변화를 현실적으로 검토하기위해 발전기별로 분석을 시행하였다.

원자력-유연탄 까지의 기저 발전원들은 CO<sub>2</sub> 환경비용에 영향을 받지 않는 것으로 나타났지만, CO<sub>2</sub> 거래비용이 상승함에 따라 LNG복합은 아래쪽으로 중유는 위쪽으로 급전우선순위상 양쪽으로 분리되는 형태를 나타냈다. 또한 무연탄은 그 용량이 비록 미미하지만 CO<sub>2</sub> 거래비용에 민감하게 반응하여 이들을 지금과 같이 필연적으로 운영해야 할 경우 무연탄 발전량만큼 발생하는 CO<sub>2</sub> 비용에 대한 보상방법 분석이 전력판매회사 입장에서 고려되어야 할 것으로 여겨진다.

[감사의 글]

본 연구는 한국수력원자력(주)의 지원에 의하여 전력연구원 주관으로 수행된 과제임

[참고 문헌]

- [1] 산업자원부, 에너지관리공단, “[기후변화협약]과 우리의 대응”, 2005년 2월
- [2] IAEA, A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning, WASP-IV, User’s Manual, 2004
- [3] 한국전력거래소, “전력시장운영규칙”, 2006년 1월
- [4] 한전전력연구원, 한국수력원자력(주), “원자력발전의 적정역할 분석을 위한 통합평가 시스템 개발”, 중간보고서, 134p, 2006년 6월