

## 화력발전소에 CO<sub>2</sub> 저감기술로써 화학적 흡수법 도입에 따른 경제성 평가 -시스템 다이내믹스를 이용하여

전수영<sup>1</sup>, 신승복<sup>1</sup>, 박종진<sup>1</sup>, 박진원<sup>1,\*</sup>, Dal Chand Spah<sup>1,2</sup>, 채윤근<sup>3</sup>, 신호철<sup>4</sup>

<sup>1</sup>연세대학교 화학공학과,

<sup>2</sup>Department of chemistry, Government College, Gohana,  
Maharishi Dayanand University Rohtak,

<sup>3</sup>동경공업대학교 화학공학과, <sup>4</sup>에너지관리공단  
(jwpark@yonsei.ac.kr\*)

## Economical assessment of chemical absorption for CO<sub>2</sub> reduction technology on the thermal power plant using System Dynamics

Sooyoung Jun<sup>1</sup>, Seungbok Shin<sup>1</sup>, Jongjin Park<sup>1</sup>, Jin-Won Park<sup>1,\*</sup>,

Dal Chand Spah<sup>1,2</sup>, Yoon-Keun Chae<sup>3</sup>, Hocheol Shin<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Department of Chemical Engineering, Yonsei University,

<sup>2</sup>Department of chemistry, Government College, Gohana,  
Maharishi Dayanand University Rohtak,

<sup>3</sup>Department of Chemical Engineering, Tokyo Institute of Technology,

<sup>4</sup>Korea Energy Management Corporation  
(jwpark@yonsei.ac.kr\*)

### 서론

본 연구는 신규 발전원의 경제성 분석을 위한 연구로, 기존의 경제성 분석에 환경 비용을 고려한 새로운 분석 방법을 제안하고자 하며, 환경 비용 절감 노력의 일환으로 제기되고 있는 저감 기술 가운데 화학 흡수법 도입의 타당성을 분석하는데 초점을 맞추고 있다. 화학적 흡수법은 대기 배출가스를 amine계열 염기성 흡수제를 직접 접촉시켜 선택적으로 산성가스인 H<sub>2</sub>S 와 CO<sub>2</sub>를 분리하는 방법으로 대표적으로 알칸올아민법이 이용된다. 경제성 분석을 위한 수단으로는 설비, 연료비, 운전유지비, 폐기물 저장 및 처리비, 발전소 폐지비용을 이용하여 발전원가를 도입 및 평가 하였다. 또한 발전원가의 구성요소 및 관련인자들의 영향도가 표시되어 있는 연속형 시뮬레이션 모형을 구축하여 크게 두 가지로 분류하여 경제성 평가를 분석하였다. 첫째, 발전소 설비이용률에 따라 이산화탄소 흡수공정 도입 및 유연탄과 LNG 화력발전소간의 경제성과 기존 화력발전소와 이산화탄소 흡수공정 도입후의 화력발전소간의 경제성 평가 둘째, 이를 통한 저감기술의 효율성을 제고해보고자 한다.

### 본론

#### 1. 경제성 분석 과정

##### (1) 경제성 분석 방법

일반적으로 신규 발전원 경제성 평가의 경우 명확한 선택 기준에 의해 유사 발전소를 선정 후 발전소를 건설하여 상업 운전하는데 필요한 건설기간 중의 모든 자본적 지출인 건설 공사지를 산정하여 운전유지비, 연료비, 등과 함께 발전원가를 구성하여 경제성을 분석한다. 본 연구에서는 온실가스 감축을 위한 저감기술 중 대표적인 화학적 흡수법을 화력발전설비 공정에 설치했을 경우에 기존의 발전소와의 경제성 분석을 행하였다.

##### (2) 발전원가 산정

발전원가란 단위전력량[1kwh]을 생산할 때 소요되는 비용으로 크게 고정비와 변동비

부분으로 구성되어있다. 본 연구에서는 발전원가 산정시 고정비 부분과 변동비 부분으로 나누어서 계산하는데 고정비 부분은 총건설비에 고정비율로 계산하고 운전유지비는 총건설비에 운전 유지비율로 계산한다.

변동비인 연료비는 열소비율 곡선법을 이용하였고, 수식은 다음과 같다.

$$\text{연료비} = \text{열소비율(Kcal/Kwh)} \times \text{발전량(Kwh)} \times \text{열량단가(원/Kcal)}$$

	유연탄 화력	LNG 발전
발열량(Kcal/Kg)	6300	13000
연료 가격(원/Kg)	38.025	221.777
열량 단가(원/Kcal)	6.04	17.01
열소비율(Kcal/Kwh)	2174	1740

[표 1] 연료비 산출을 위한 자료

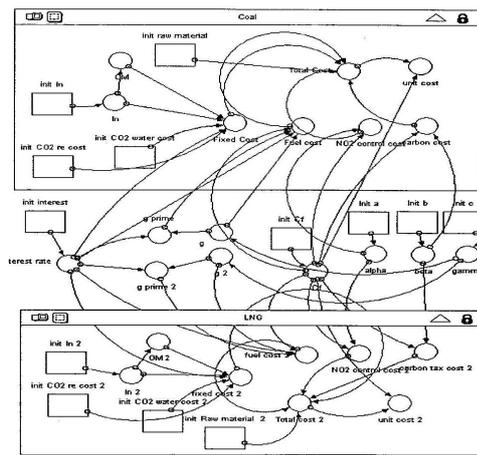
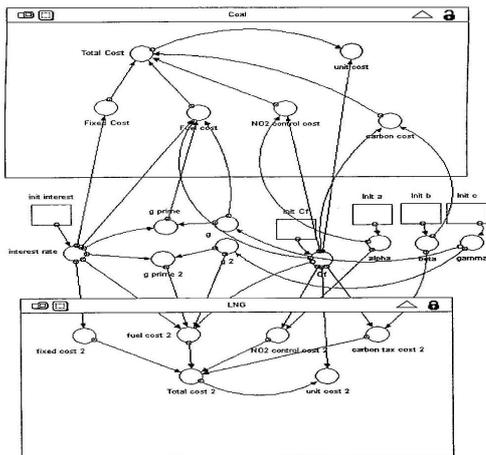
또한 발전량은 발전송내 소비율을 제외하고 시설용량에 이용률 및 연간 발전기간을 곱하여 산정한다. 발전원가는 고정비, 운전유지비, 연료비 및 탄소세의 합계액을 발전량으로 나누어 구한다.

$$\text{발전원가(원/Kwh)} = \frac{I \times (Fx + m)}{Gn \times H \times Cf \times (1 - Ap)} + Hr + Fp + \frac{Ct}{1 - Ap}$$

I: 총건설비, Fx: 고정비율(%), m: 운전유지비율(%), Gn: 시설용량(Kw), H: 발전시간(연간 8760시간), Cf: 설비 이용률(%), Ap: 소내소비율(%), Hr: 평균 열효율(Kcal/Kwh), Fp: 연료비(원/Kcal), Ct: 탄소세(원/Kwh)

2. 발전설비 원가 모형구축 및 분석

본 연구에서는 주로 시스템 다이내믹스를 분석하는 소프트웨어 스텔라 5.0을 사용하여 모형을 구축하였고 분석내용은 유연탄과 LNG화력의 경제성 비교수단으로 발전원가를 계산하여 발전원간 경제성을 비교하는 것으로써 발전원가의 구성요소 및 관련인자들의 영향도가 표시되어 있다.



[그림 1] 저감기술 도입전 발전설비 원가 모형 [그림 2] 저감기술 도입후 발전설비 원가 모형

unit cost: 발전원가, Total cost: 발전비용, Fixed cost: 고정비, fuel cost: 연료비, NO2 control cost: NO2 처리비용, carbon tax cost: 탄소세, init interest: 초기할인을 부여, init Cf: 초기설비 이용률, init a: 초기 NO2 처리기준 비용. init b: 초기탄소세 기준 비용, init c: 초기연료비 기준, alpha: NO2 처리기준비용 대비 비율, bcta: 탄소세 대비 비율, gamma: 연료가격 변동률 대비 비율, Cf: 설비 이용률, g: 유연탄 변동률 3%에 대한 등비급수 변화율, g2: LNG 연료 가격 변동률 3%dp에 대한 등비급수 변화율, g\_prime: 유연탄 화력의 등비 지불 계수의 이자율, g\_prime2: LNG등비 지불계수의 이자율, interest rate: 할인율

모형에서 각 비용을 계산 하는 방법을 보면 고정비는 “초기 투자비×(자본회수 계수+법인세 고정비율+운전유지비율)” 으로 표현되며, 저감기술 도입후에는 초기 투자비와 운전 유지비에 흡수공정에 사용된 CO<sub>2</sub> 분리기술과 액화기술의 건설비가 포함된다.

발전량은 “연간 가동시간×시설용량×(1-소내소비율)×이용률” 로 계산되며, 공정 도입후에서는 발전소내 소비전력이 기존방법에 비하여 5~10배 정도로 추정되기 때문에 소내소비율 값이 바뀌게 된다.

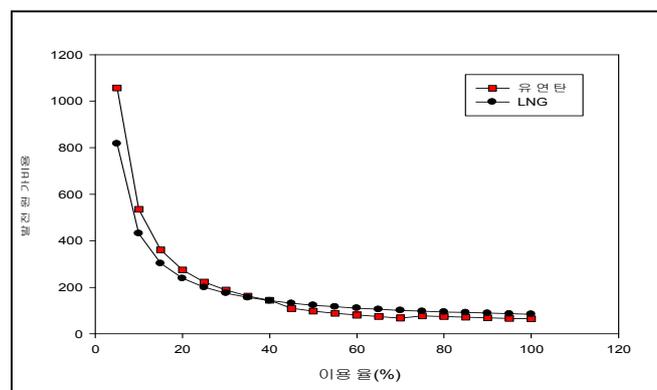
연료비는 매년 똑같은 비용이 발생한다고 가정하는 균등화 발전비용법을 이용하므로 “열량단가/(1+인상률)×등비지불계수×열소비율×발전량” 으로 계산하는데 화학흡수법의 재생(CO<sub>2</sub> 회수)에는 다량의 열을 필요로 하기 때문에 열량단가가 기존 방식에 20%가 더 필요한 것으로 추정하였다.

또한 NO<sub>2</sub> 저감설비비용은 “NO<sub>2</sub> 처리비용×발전량×(1-소내소비율)” 로 계산할 수 있는데 저감기술 도입 시에는 유연탄의 경우 35%, LNG의 경우 10%로 앞서 추정하였다.

탄소세 비용의 경우에는 소내소비율을 포함하지 않는 원래 발전량으로 계산하여야 하므로 “탄소세×발전량/(1-소내소비율)” 와 같이 표현될 수 있다. 여기서 화학흡수법 공정이 도입되면 발생하는 CO<sub>2</sub>중 90%이상이 제거되는 것으로 알려져 있으므로, “탄소세×발전량×(1-CO<sub>2</sub> Recovery)/(1-소내소비율)” 로 정의할 수 있다.

### 3. 결과

본 연구에서는 발전소 설비이용률을 0.00에서 1까지 각 단위를 0.05씩 20단계로 나누어 실제 설비이용률에 따라 CO<sub>2</sub> 흡수공정 도입시 LNG와 유연탄 화력발전소간 경제성을 분석하였다. 또한 같은 방식으로 기존화력발전소와 이산화탄소 흡수공정 도입이후의 화력발전소 간의 경제성 평가도 수행하였다.

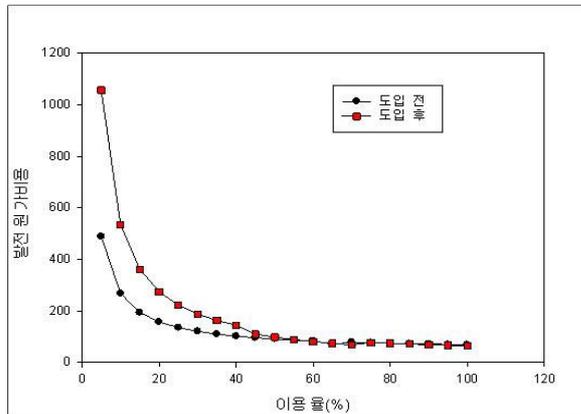


[그림 3] 흡수공정 도입후의 발전원가 산정모형비교

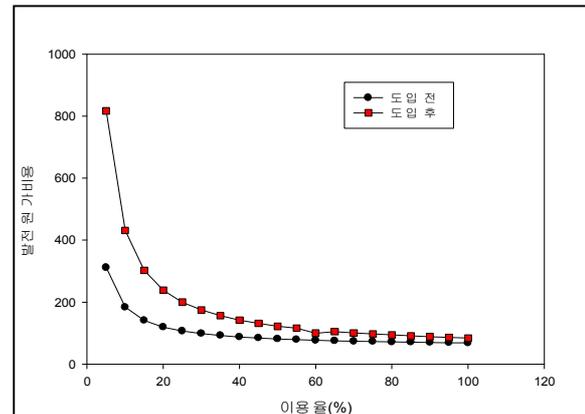
[그림 3]에 흡수 공정 도입후의 발전원가에 따른 선정 모형을 비교하여 나타내었다. 설비이용률이 낮을 경우, 발전원가 산정모형이 유연탄의 경우, 훨씬 높은 값을 나타내다가 점차 설비이용률을 증가함에 따라 그래프가 뒤바뀌는 것을 확인할 수 있다. 즉 45% 정도에서 두 발전간의 순익 분기점이 바뀌는 것을 확인할 수 있다.

[그림 4]과 [그림 5]는 각 발전소간 저감기술 공정 도입전과 도입후의 발전원가 비용을 분석한 결과이다. CO<sub>2</sub> 흡수공정 도입했을 경우 전반적으로 발전원가 비용이 훨씬 크게 나타났다. 이는 CO<sub>2</sub> 분리기술과 액화기술을 위한 초기 설비가 실제 발전원가에 크게 영향을 미치고 있다는 것을 반영하는 결과라고 사료되어진다. 하지만, 유연탄 발전소 경우 발전소 이용률을 증가시켜, 이산화탄소 배출량이 증가하면 점차 그 비용의 상쇄가 이루어지게 되고, 현재 설비이용률 50%에서 60%정도로 이용률을 높게 가져갈 경우, 완전

dominate 됨을 알 수 있다. [그림 4]에서 유연탄 발전소와는 달리, 아직까지 흡수공정을 도입하는 것에 대한 경제성이 약하게 나타나고 있음을 그래프를 통해 알 수 있다. 하지만 이 경우에도 설비이용률이 증가함에 따라 그 비용 차이가 점차 줄어드는 경향이 두드러지므로, 향후 CO<sub>2</sub> 배출단위당 탄소세 비용이 증가하게 되면, 손익 분기가 발생할 가능성이 충분하다고 본다.



[그림 4] 기존 유연탄 발전소와 흡수공정 도입후의 발전원가 비교



[그림 5] 기존 LNG 발전소와 흡수공정 도입후의 발전원가 비교

## 결론

본 연구에서는 크게 두 부분으로 나누어 발전원가를 도입하여 설비이용률에 따른 저감 기술이 도입한 유연탄과 LNG 발전소간의 경제성과 기존 화력발전소와 저감 공정 도입 후의 발전소간의 경제성을 분석하였다. 자료의 한계로 인하여 기존설비와 이산화탄소 흡수 공정 도입할 경우의 경제성만 비교하였지만, 새로운 저공해 발전설비도 포함하여 장기적인 발전원간 경제성 비교가 필요한 것으로 보이고, 발전원가 이외의 기술적 요소 및 환경적, 정책적 고려사항을 포함한 종합적인 발전설비 평가가 뒤따라야 할 것으로 사료된다.

## 참고문헌

1. 마용선, “에너지원간 대체가 탄소 배출에 미치는 효과 분석”, 연세대학교 석사논문, (2000)
2. 신회성 외, “이산화탄소 배출량 저감을 고려한 국내 에너지공급시스템 분석: 시장 분배모형의 응용”, 산업공학회지 18권 1호, (1993)
3. John D. Sterman, “Business Dynamics”, Irwin, (2000)
4. Iam FR, Lawrence LA, “Incorporating externalities into a full cost approach to electric power generation life-cycle costin” Energy, **29**, 2125-2144, (2004)
5. Komatsuzaki H., “An analysis on cost structure of Japan’s electric utilities and subjects”, Energy in Japan, **135**, 31-39, (1995)
6. Abboud N, Chaaban FB, Tabanji W., “Economic evaluation of alternative fuels to reduce SO<sub>2</sub> emissions from power plants”, Int J Environ Studies, **57**(3), 225-38, (2000)