

연소 후 CO₂ 포집공정이 적용된 500 MWe 석탄화력발전소의 성능 및 경제성평가

이지현 · 김준한 · 이인영 · 장경룡 · 심재구[†]

한전 전력연구원 녹색성장연구소
305-760 대전시 유성구 문지로 65
(2010년 8월 12일 접수, 2010년 10월 11일 채택)

Performance and Economic Analysis of 500 MWe Coal-Fired Power Plant with Post-Combustion CO₂ Capture Process

Ji Hyun Lee, Jun-Han Kim, In Young Lee, Kyung Ryoung Jang and Jae-Goo Shim[†]

Green Growth Laboratory, KEPCO Research Institute, 65 Munji-Ro, Yuseong-gu, Daejeon 305-760, Korea
(Received 12 August 2010; accepted 11 October 2010)

요 약

연소 후 CO₂ 포집기술이 적용된 500 MWe 석탄화력발전소의 경제성평가를 수행하고 CO₂ 저감비용(Cost of CO₂ avoided)을 산출하였다. 본 연구에서 고려된 CO₂ 포집기술은 이미 상업적으로 적용이 가능하고, 기존의 화력발전소에 적용이 용이한 화학 흡수법을 기초로 하였으며 투자비용 산출을 위해 IEA Greenhouse Gas R&D Programme에서 제시하는 데이터를 활용하였다. 또한 CO₂ 포집공정 중 가장 많은 발전효율 저하를 가져오는 재열기(리보일러)에 투입되는 열에너지(재생에너지)를 대상으로 민감도분석을 수행하고 각각의 경우에서의 CO₂ 저감비용을 산출하였다. 분석결과 CO₂ 포집공정에 적용될 흡수제로 MEA(모노에탄올아민)가 사용되고 재생탑에서 필요한 재생에너지가 3.31 GJ/tonCO₂ 인 경우 발전효율은 CO₂ 포집설비 설치 전의 41.0에서 31.6%로 9.4% 감소하고 이때의 CO₂ 저감비용은 43.3 \$/tonCO₂로 산출되었다. 그러나, 흡수제 재생에너지를 변수로 한 민감도분석에서 재생에너지가 2.0 GJ/tonCO₂로 낮아질 경우 CO₂ 저감비용은 36.7 \$/tonCO₂까지 낮아질 것으로 분석되었다.

Abstract – In this study, performance and economic analysis of 500 MWe coal-fired power plant with CO₂ capture process was performed. For this purpose, chemical absorption method which is commercially available and most suitable for thermal power plant was studied and a criteria for technical and economic assessment of power plants suggested by IEA Greenhouse Gas R&D Programme was used. And we performed the sensitivity analysis focused on regeneration energy which exceed half of the total capture energy. Based on MEA(Monoethanolamine) as a main chemical solvent and 3.31 GJ/tonCO₂ regeneration energy in the stripper, net power efficiency was reduced from 41.0% (no capture) to 31.6%(with capture) and the cost of CO₂ avoided was estimated 43.3 \$/tonCO₂. And in case of 2.0 GJ/tonCO₂ regeneration energy, the cost of CO₂ avoided was calculated as 36.7 \$/tonCO₂.

Key words: CO₂ Capture, Chemical Absorption, Flue Gas, Monoethanolamine, Economic Evaluation

1. 서 론

온실가스 저감을 위한 다양한 방안 중 화력발전소에서 배출되는 배가스 중의 CO₂를 포집하여 해양 혹은 지중에 저장하는 연구가 많이 진행되고 있으며 국제적으로 대규모 실증이 추진 중이다. CO₂ 포집기술은 크게 연소 후(Post-combustion), 연소 전(Pre-combustion) 및 순산소연소(Oxyfuel combustion)로 분류할 수 있는데 이중 기존 발전소에서 배출되는 배가스 중의 CO₂를 포집하는 기술은 연소 후 기술에 해당이 된다. 연소 후 기술은 다시 아민계열 혹은 암모니아 계열 흡수제를 활용한 화학 흡수법, 기존의 흡수용액 대신 고체 흡

수제를 활용한 건식 흡수법 및 CO₂ 분리막을 활용한 막분리법 등으로 나누어진다[1]. 이러한 다양한 CO₂ 포집 방법 중 아민흡수제를 이용한 화학 흡수법은 발전 배가스와 같이 CO₂의 농도가 10~20% 수준의 저농도 가스 처리에 적합하며 상업적으로 이미 오랜 기간 활용되어 성능이 확인되었을 뿐만 아니라 기존 발전소에 적용이 용이하다는 장점이 있기 때문에 향후 화력발전소 적용에 있어 가장 적합한 기술로 평가되고 있다[2]. 그러나 화학흡수법은 다른 CO₂ 포집기술과 마찬가지로 공정의 운용에 상당한 양의 에너지가 소비되기 때문에 500 MWe 급 석탄화력발전소에 실제 적용될 경우 전체 발전효율이 약 10% 저하되는 것으로 발표되고 있다[3]. 따라서 많은 연구자들은 발전효율 감소가 최소화될 수 있는 CO₂ 포집기술 연구와 함께 다양한 기술 옵션을 대상으로 한 경제성평가를 통해 향후 실규

[†]To whom correspondence should be addressed.
E-mail: jgshim@kepri.re.kr

모의 CO₂ 포집공정 적용 시 전력생산 비용을 예측하고, 이를 기반으로 다양한 기술에 대한 평가의 척도로 활용하고 있다[4,5].

본 연구에서는 500 MWe 석탄화력발전소에 아민 흡수제를 이용한 연소 후 CO₂ 포집기술이 적용될 경우 화력발전소의 성능변화를 예측하고 이때의 CO₂ 저감비용을 계산하였다. 또한 CO₂ 포집공정에서 가장 많은 에너지가 소비되는 리보일리의 흡수제 재생에너지를 대상으로 민감도분석을 수행하고 각각의 경우에 대하여 CO₂ 저감비용을 산출하여 흡수제의 성능이 전체 발전효율 및 발전원가에 미치는 영향을 분석하였다.

2. 공정 개요

2-1. 연소 후 CO₂ 포집설비가 설치된 화력발전소

일반적인 석탄화력발전소의 공정 개략도는 다음과 같다(Fig. 1). 보일러에서 연료의 연소 후 발생된 배가스는 대기로 배출되기 전 집진, 탈황 및 탈질공정을 거쳐진다. 배가스 중의 CO₂ 농도는 대략 10~15%이며, 대기압 수준으로 배출이 된다. 배가스 중의 CO₂를 포집하기 위한 공정은 주요 불순물이 대부분 제거된 탈황공정 이후에 위치하는데 CO₂ 포집공정을 통해 CO₂가 제거된 가스는 스택을 통해 대기 중으로 배출되고 공정에서 포집된 고농도의 CO₂는 이후 압축을 거쳐 해양 혹은 지중저장된다.

2-2. 연소 후 CO₂ 포집을 위한 아민공정

다양한 연소 후 CO₂ 포집기술 중 아민흡수제를 이용한 화학흡수 공정은 연소 후 CO₂ 포집기술의 대표 기술로서 오랜 상업운전을 통해 기술 및 공정의 안정성이 확보되어 있다. 따라서 대부분의 연소 후 CO₂ 포집공정의 경제성평가 역시 아민공정을 대상으로 이루어

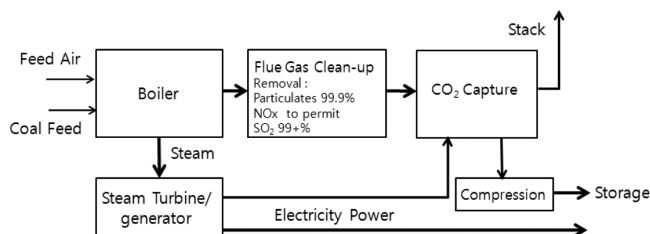


Fig. 1. Post-combustion CO₂ capture.

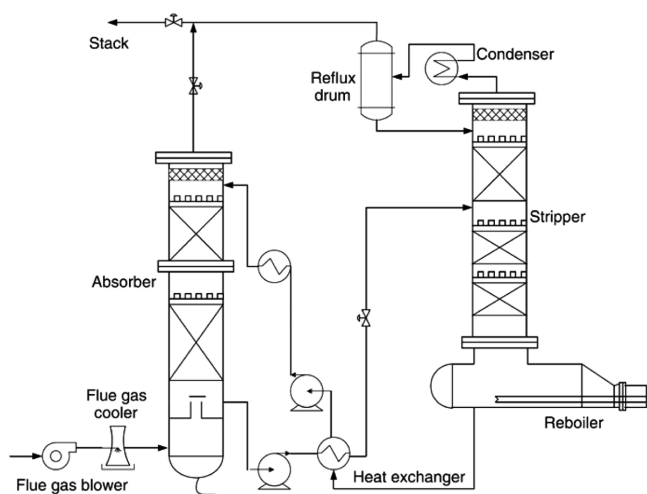


Fig. 2. Process flow diagram for CO₂ recovery from the flue gas with amine absorbents.

지고 있다.

공정은 크게 흡수탑과 재생탑으로 구성이 된다(Fig. 2). 보일러에서 배출되는 배가스는 가스 송풍기를 거쳐 흡수탑 하단으로 투입하게 되고 흡수탑 상단에서 투입되는 아민 흡수제와 반응하여 가스 중의 CO₂는 흡수제와 화학결합을 한 후 재생탑으로 이송된다. 재생탑에서는 하부 또는 별도의 재열기에 투입되는 고온의 열에 의해 흡수제와 CO₂의 화학결합이 절단되면서 재생이 된다. 재생된 흡수제는 다시 흡수탑으로 이송되고 재생탑에서 분리된 고순도의 CO₂는 이후 압축공정을 거쳐 해양 혹은 지중에 저장되게 된다.

다른 CO₂ 포집공정과 마찬가지로 아민공정은 공정운전을 위한 전력사용(펌프 및 송풍기 가동, 압축공정 운용등) 및 스팀 사용(재열기)을 위해 많은 에너지가 소비되는데 해당 에너지는 보일러에서 발생되는 에너지에서 추출해야 하므로 결국 전체 발전소의 발전효율이 저하되게 된다. MIT의 연구결과에 따르면 초초임계 발전소의 경우 CO₂ 포집 설비 설치 시 재열기에 투입되는 열에너지 소비에 의한 발전효율 감소가 5.0%, 압축 및 공정운용을 위한 전력사용에 의해 각각 3.5%, 0.7%로 전체적으로는 CO₂ 포집설비 설치 전의 발전효율 43.3%에서 포집설비 설치 후 34.1%로 대략 9.2%의 발전효율이 감소될 것으로 예측하였다[3].

3. 경제성평가 방법 및 비용산정

3-1. 경제성평가 방법

본 논문에서는 경제성 평가 방법으로 순현재가치법(Net Present Value method, NPV) 및 내부수익률(Internal Rate of Return, IPR)을 활용하였으며, CO₂ 포집공정에서 발전효율 저하의 가장 큰 부분을 차지하는 흡수제 재생에너지를 대상으로 민감도분석을 실시하였다.

NPV란 자본예산기법의 하나로 투자금액을 투자로부터 산출되는 순현재가치의 현재가치로부터 차감한 것이며, IPR은 당초 투자에 소요되는 지출액의 현재 가치가 그 투자로부터 기대되는 현금 수입액의 현재 가치와 동일하게 되는 할인율을 의미한다[6].

3-2. 비용 산정

3-2-1. 투자비 정의

경제성 분석에 적용되는 비용요소는 크게 투자비와 운용비(Operating Cost)로 구분이 된다. 전체 투자비용(Total Capital Requirement, TCR)은 총 건설비용(Total Plant Cost, TPC), 초기 출자(Start Up), 초기 운전비용(Initial Working Capital), 건설기간 중 이자(Interest

Table 1. Total Capital Requirement(TCR) summary

Total Capital Requirement, TCR	·Total Plant Cost, TPC
	- Direct materials
	- Labour and other site cost
	- Engineering fee
	- Contingency
	·Start up
	·Initial working capital
	·Interest during construction
	·Owner's cost
	- Feasibility study
	- Land purchase
Total Capital Requirement, TCR	- Obtaining permits
	- Arranging financing
	- Miscellaneous cost

Table 2. Operating cost summary

Operating cost	·Variable cost
	- Fuel
	- Chemicals (MEA make-up)
	·Fixed cost
	- Cost of operators
	- Maintenance
	- Insurance and local taxes
	- Administrative and support labor
	- CO ₂ transport and storage cost

During Construction) 및 소유주 비용(Owner's Cost)으로 구분이 된다. 총 건설비용에는 직접재료비 및 인건비(Direct Materials, Labour and Other Site Cost), 엔지니어링 수수료(Engineering Fee) 및 임시 비용(Contingency)이 포함되며, 소유주 비용에는 적합성 조사비(Feasibility Study), 부지비용(Land Purchase), 인허가(Obtaining Permits), 금융비용(Arranging Financing) 및 기타 부대비용(Miscellaneous Cost)이 포함된다[7].

3-2-2. 운용비 정의

운용비(Operating Cost)는 생산량에 비례하는 변동비(Variable Cost)와 그렇지 않은 고정비(Fixed Cost) 항목으로 분류가 된다. 변동비 항목에는 연료(Fuel) 및 약품 사용량(흡수제 Make-up 비용 등)이 포함되며, 고정비 항목에는 인건비, 수선유지비 및 제세 공과금 등이 포함된다.

CO₂ 이송 및 저장 비용(CO₂ Transport & Storage) 역시 고정비 형태로 매년 일정하게 비용이 발생된다고 가정하였다.

Table 3. Key criteria for technical and economic assessment of power plants with CO₂ capture process

1. TPC (Total Plant Cost)	To be estimated by the contractor
2. Capital cost	
·Owner's costs	7.0% of TPC
·Start-up costs	
- Labour	3.0 Months
- Maintenance materials	1.0 Months
- Chemical and consumables	1.0 Months full load
- Fuel cost	0.25 Months full load
- Plant modifications	2.0% of TPC
·Plant cost expenditure	
- Year 1	20.0% of TPC
- Year 2	45.0% of TPC
- Year 3	35.0% of TPC
·Fuel storage	30.0 days
·Chemicals storage	30.0 days
3. Operating cost	
·Discount rate	8.0%
·Load factor (year 2-25)	85.0%
·Load factor, year 1	60.0%
·Insurance and local taxes	2.00% of TPC/year
·Maintenance	1.50% of TPC/year
·Cost per operator	60.0€/k/y
·Number of operators	130
·Administrative and support labor	30% of operators cost
·Administrative and support labor	30% of maintenance cost
·CO ₂ transport and storage cost	5.0€/tonCO ₂ stored

3-2-3. 비용 산정

현재까지 개발된 연소 후 CO₂ 포집기술은 대부분 소규모 파일럿 스케일 규모에 그치기 때문에 실증 규모 경제성평가를 위한 투자비 및 공정 운용비 데이터는 보고된 바가 거의 없다. 이에 본 논문에서는 2009년 IEA Greenhouse Gas R&D Programme에서 발표한 연소 후 CO₂ 포집기술이 적용된 석탄화력발전소의 기술/경제성 평가 기준을 이용하여 분석을 실시하였으며 세부 평가기준은 Table 3과 같다.

4. 석탄 화력발전의 경제성분석

4-1. CO₂ 저감비용(Cost of CO₂ avoided)

CO₂ 포집공정의 경제성평가는 주로 전력생산 비용(Cost of Electricity, COE)이나 CO₂ 저감비용(Cost of CO₂ avoided)으로 평가될 수 있는데 이러한 값들은 다양한 CO₂ 포집기술의 정량적 비교에도 유용하게 활용된다.

이 중 CO₂ 저감비용은 다음의 식 1과 같이 계산된다. 식에서 Electricity Cost_{CCS}와 Electricity Cost_{References}는 각각 CO₂ 포집설비가 설치된 발전소와 CO₂ 포집설비가 없는 종래 발전소의 전력생산 비용(단위: €/kWh)을 나타내며, Emissions_{CCS}와 Emissions_{References}는 CO₂ 포집설비가 설치된 발전소와 CO₂ 포집설비가 없는 종래 발전소의 CO₂ 배출량(단위: €/tonCO₂)을 나타낸다.

$$\text{Cost of CO}_2 \text{ avoided} = (\text{Electricity Cost}_{\text{CCS}} - \text{Electricity Cost}_{\text{References}}) / (\text{Emissions}_{\text{References}} - \text{Emissions}_{\text{CCS}}) \quad (1)$$

4-2. CO₂ 포집설비 적용에 따른 효율감소 계산

CO₂ 저감비용을 산출하기 위해서는 CO₂ 포집설비 적용 시 발전 효율이 얼마나 저하되는지가 계산되어야 한다. 이를 위해 동일 규모 이상의 공정 데이터를 활용하여 유추할 수 있으나 실제로 100 MWe 이상 규모의 화력발전소에 CO₂ 포집 설비가 설치된 경우는 거의 없기 때문에 이러한 접근 방법에는 한계가 있다. 다른 방법으로 화력발전소와 CO₂ 포집설비를 통합적으로 구성한 후 상용 공정 시뮬레이터를 활용한 방법도 가능하지만 이 방법은 정확한 계산을 위해 대단히 복잡한 공정 구성이 필요하고 많은 열역학모델 등을 풀어야 하는 문제점이 있어서 접근이 용이하지 않다. 이에 본 논문에서는 CO₂ 포집설비 적용 시 발생하는 발전효율 감소를 Power Equivalent Factor(PeF) 활용하여 유추하는 방법을 도입하였다. 이 방법은 압축 및 기타공정 가동을 위한 전력사용(펌프 및 블로워 가동)과 재생에너지에 소비되는 스팀 사용(재열기)에 따른 발전출력 감소를 공정에 관여하는 다양한 화학종의 보존 방정식 계산을 통해 해당 공정에서의 에너지 소비량을 계산함으로써 예측하는 방식이다[8].

해당 문헌치를 활용하여 각각의 공정에서의 출력 감소량을 예측한 후 최종적으로 다음의 식 2를 통해 CO₂ 포집 설비가 추가될 경우 발전 효율 감소를 계산할 수 있다. 여기서 Eff_{with capture}는 CO₂ 포집 설비 추가 시 발전 효율(%)이고 NP_{out, no capture}는 CO₂ 포집 설비가 없는 경우 순출력량(Net Power Output, MW), Ploss는 CO₂ 포집 설비 추가에 따른 출력 감소량 (kWh/kgCO₂), MCO₂는 CO₂ 포집 설비에서 포집된 CO₂ 량(kgCO₂/MWh), Ffuel은 연료 투입량(MW)이다.

$$\text{Eff}_{\text{with capture}} = (\text{NPout}_{\text{no capture}} - \text{Ploss} \times \text{MCO}_2 \times \text{NPout}_{\text{no capture}} / 1000) / \text{Ffuel} \quad (2)$$

4-3. Baseline study

앞서 언급된 CO₂ 포집설비 추가에 따른 발전출력 감소 계산 방법과 IEA Greenhouse Gas R&D Programme에서 제시한 화력발전의 기술/경제성 판단기준에 근거하여 CO₂ 포집설비가 설치된 500 MWe급 석탄화력발전소의 성능 및 경제성평가를 수행하였다.

4-3-1. 발전효율 감소 계산

CO₂ 포집설비 적용에 따른 발전효율 계산을 위해 Power Equivalent Factor(PeF)을 도입하였으며 결과값을 동일한 방법으로 계산한 문헌치와 비교하였다[5].

다음의 Table 4에 계산을 위한 주요 가정을 제시하였다. 주요 내용으로 CO₂ 포집설비 설치 전 발전효율을 41.0%로 가정하였고 재열기에서 소비되는 흡수제 재생에너지는 3.31 GJ/tonCO₂로 하였다. 이 값은 기존의 MEA 흡수제를 사용한 경우(4.0 GJ/tonCO₂)보다는 낮고, 현재 세계 최고 수준의 흡수제 중 하나로 평가되고 있는 일본 MHI의 KS-1 성능(2.9~3.1 GJ/tonCO₂) 대비는 다소 높은 수준이다.

계산 결과, 500 MWe 석탄화력발전소에 연소 후 CO₂ 포집공정이 적용될 경우 전체 발전효율은 41.0%에서 31.6%로 대략 9.4%가 저하되었으며, 본 논문에서 계산한 값은 문헌치와 거의 차이가 없음을 확인하였다(Table 5).

4-3-2. 경제성분석 기준

경제성분석을 위해 앞서 언급한 IEA Greenhouse Gas R&D Programme에서 제시한 기준을 근거로 하였다. 이 외에 건설기간 중의 이자율(Interest rate)은 건설기간에 의해 계산이 되는데 할인율(Discount rate)과 동일하다고 가정하였으며 폐기물 처리비용(Waste disposal), 발전소 매각비용(Decommissioning cost) 및 부산물 비용(By-product)은 발생되지 않는다고 가정하였다. 또한 공사기간은 3년, 총 운전기간은 25년으로 가정하고 현금흐름분석(Cash Flow Analysis) 방법을 활용하여 계산하였다.

CO₂ 저감비용 계산을 위해 CO₂ 포집설비가 없는 종래 발전소의 전력생산비용(Electricity cost_{reference}, 4.36 ¢/kWh), CO₂ 배출량(Emission_{reference}, 830 g/kWh)과 CO₂ 포집설비를 포함한 총 발전소 건설비용(총 건설비용 = 1,780 \$/kWe)은 초임계 화력발전소에 관한

Table 4. Key assumptions for the basic analysis

·Power output (no capture, MWe)	500
·Efficiency (no capture)	41.0%
·CO ₂ removal rate (%)	90
·CO ₂ emission factor (tonCO ₂ /GJ)	0.09
·Thermal energy absorption process (GJ/tonCO ₂)	3.31
·Equivalent power requirement of solvent regeneration energy (MWh/tonCO ₂)	0.184
·Power requirement of capture process and compression (MWh/tonCO ₂)	0.138

Table 5. Results from overall analysis of energy performance

	Feron (2007)	This work (2010)
CO ₂ emission (tonCO ₂ /MWh, no capture)	0.792	0.790
Efficiency (% , with 90% CO ₂ capture)	31.6	31.6
CO ₂ -emission (tonCO ₂ /MWh, with 90% CO ₂ capture)	0.103	0.103

Table 6. Results of Technical and economical analysis of coal-fired power plant with CO₂ capture process

	no Capture	with Capture
Performance		
Net power output (MWe)	375	289
Efficiency	41%	31.6%
CO ₂ emission, g/kWh	830	103
Costs		
Total Plant Cost, \$/kWe		1,780
Cost of electricity, ¢/kWh	4.36	7.507
Cost of CO ₂ avoided, \$/tonCO ₂		43.3

문헌치 데이터를 활용하였다[3,9].

기타 CO₂ 공정운동을 위해 보충해 주어야 하는 MEA와 관련된 비용산정은 문헌치를 참고하여 MEA 보충비용은 1.5 kg/tonCO₂, MEA 단가는 1,000 €/ton으로 가정하고 계산하였다[10].

CO₂ 포집공정 추가 시 발생하는 전력생산 비용(Electricity Cost_{ccs})은 총 운전기간(25년) 중 발생하는 매출(전력판매 비용)과 투자비 및 운영비 지출을 계산한 후 이자율(8%)을 고려한 순현재가치법을 통해 25년간 NPV 값이 제로가 되는 값으로 결정하였다.

Table 7에 현금흐름분석을 통해 총 건설기간(3년) 및 운전 기간(25년)동안 발생하는 매출과 지출 흐름을 나타내었다.

4-3-3. 경제성분석 결과

상기 방법 및 분석 기준을 바탕으로 계산된 경제성분석 결과 및 건설/운전 연도별 분석결과를 Table 6, 7에 나타내었다. Table 6에 나타난 것처럼, 500 MWe 화력발전소에 연소 후 CO₂ 포집공정이 적용될 경우 흡수제 재생에너지 3.31 GJ/tonCO₂ 하에서 발전효율은 9.4% 감소하며 전력생산 비용은 4.36에서 7.507 ¢/kWh로 증가하고 CO₂ 저감비용은 43.3 \$/tonCO₂로 산출되었다.

5. 민감도분석

5-1. 공정변수별 민감도분석

앞서 개발된 경제성분석 모델을 가지고 민감도분석을 실시하였다. 민감도분석은 연소 후 CO₂ 포집공정 중 가장 많은 발전효율 저하를 가져오는 재열기의 흡수제 재생에너지를 대상으로 계산하였으며 그 결과는 Table 8과 같다.

Base case에 비해 흡수제 재생에너지가 낮아질 경우 발전효율은 최대 2% 정도 향상이 가능하며 (Case 2), CO₂ 저감비용은 39.2 \$/tonCO₂ (Case 1) 및 36.7 \$/tonCO₂ (Case 2)로 낮아지는 것으로 분석되었다.

6. 결 론

연소 후 CO₂ 포집기술이 적용된 500 MWe 화력발전소의 경제성평가를 수행하고 CO₂ 저감비용(Cost of CO₂ avoided)을 산출하였다.

CO₂ 포집공정에 적용될 흡수제로 MEA(모노에탄올아민)가 사용되고 재열기에서 필요한 흡수제 재생에너지가 3.31 GJ/tonCO₂인 경우 발전효율은 CO₂ 포집설비 설치 전의 41.0%에서 31.6%로 9.4% 감소하고, 이때의 CO₂ 저감비용은 43.3 \$/tonCO₂로 산출되었다. 그

Table 7. Cash flow analysis of a baseline case

CASH FLOW ANALYSIS (Million €)														
	Year	Load factor (%)	Revenue		Operating Cost			Owner's cost	working capital	Interest during construction	Start-up cost	Total cash flow (yearly)	Total cash flow (cumulative)	
			Electricity	Fuel	Fixed Operating Cost	MEA Make-up	Plant cost							
Constr uction	2008	000	-	0.0	0.0	-	0.0	-123.4	-43.2	0.0	0.0	0.0	-166.6	-166.6
	2009	00	-	0.0	0.0	-	0.0	-277.7	0.0	0.0	-13.3	0.0	-291.0	-457.6
	2010	0	-	0.0	0.0	-	0.0	-216.0	0.0	-6.0	-36.6	-17.5	-276.0	-733.5
Operat ion	2011	1	60%	114.0	-34.6	-42.8	-2.3	-733.53					-699.2	-699.2
	2012	2	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	-632.8
	2013	3	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	-566.4
	2014	4	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	-500.0
	2015	5	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	-433.6
	2016	6	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	-367.2
	2017	7	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	-300.7
	2018	8	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	-234.3
	2019	9	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	-167.9
	2020	10	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	-101.5
	2021	11	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	-35.1
	2022	12	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	31.3
	2023	13	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	97.7
	2024	14	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	164.2
	2025	15	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	230.6
	2026	16	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	297.0
	2027	17	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	363.4
	2028	18	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	429.8
	2029	19	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	496.2
	2030	20	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	562.6
	2031	21	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	629.1
	2032	22	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	695.5
	2033	23	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	761.9
	2034	24	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	828.3
	2035	25	85%	161.6	-49.1	-42.8	-3.3						66.4	894.7
	2036	26												894.7

Table 8. Sensitive analysis of coal-fired power plant with CO₂ capture process

Criteria	Base case	Case 1	Case 2
Regeneration energy, GJ/tCO ₂	3.31	2.5	2.0
Sensitivities		-25%	-40%
Net power output, MWe	289	301	309
Efficiency(no capture)	41%	41%	41%
CO ₂ -emission(no capture, g/kWh)	790		
Efficiency(with 90% CO ₂ capture)	31.6%	32.9%	33.7%
CO ₂ -emission(with 90% CO ₂ capture, g/kWh)	103	98	96
Cost of electricity (COE, ¢/kWh)	7.507	7.227	7.052
Cost of CO ₂ avoided, \$/tonCO ₂	43.3	39.2	36.7

러나 재생에너지를 변수로 한 민감도분석에서 재생에너지가 2.0 GJ/tonCO₂로 낮아질 경우 CO₂ 저감비용은 36.7 \$/tonCO₂까지 낮아질 것으로 분석되었다.

감 사

본 연구는 2009년도 지식경제부의 재원으로 한국에너지 기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구과제입니다(No. 2009101010006B).

참고문헌

1. Lee, C.-K., "Advances of Carbon Capture Technology," *KIC News*, **12**(1), 30-42(2009).
2. Rao, A. B. and Rubin, E. S., "A Technical, Economic and Environmental Assessment of Amine-based CO₂ capture Technology for Power plant Greenhouse Gas Control," *Environ. Sci. Technol.*, **36**, 4467-4473(2005).
3. An Interdisciplinary MIT study, "The Future of Coal," (2007).
4. Rubin, E. S., Chen, C. and Rao, A. B., "Cost and Performance of Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Capture and Storage," *Energy Policy*, **35**, 4444-4454(2007).
5. Feron, P. H. M., "The Potential for Improvement of the Energy Performance of Pulverized Coal Fired Power Stations with Post-combustion Capture of Carbon Dioxide," *Energy Procedia*, **1**, 1067-1074(2009).
6. Park, J.-W., Kweon, Y. J., Kim, H. J., Jung, H. and Han, C., "Economic Evaluations of DCL/ICL Processes," *Korean Chem. Eng. Res. (HWAHAK KONGHAK)*, **47**(6), 781-787(2009).
7. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "Criteria for Technical and Economic Assessment of Plants with Low CO₂ Emissions," International Energy Agency ed., Gloucestershire, U.K.(2009).

8. Bolland, O. and Undrum, H., "A Novel Methodology for Comparing CO₂ Capture Options for Natural Gas-fired Combined Cycle Plants," *Adv. Environ. Res.*, **7**, 901-911 (2003).
9. Rubin, E. S., Rao, A. B. and Chen, C., "Comparative Assessments of Fossil Fuel Power Plants for CO₂ Capture and Storage," *Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*(2004).
10. Abu-Zahra, M. R. M., Niederer, J. P. M., Feron, P. H. M. and Versteeg, G. F., "CO₂ Capture from Power plants Part II. A Parametric Study of the Economical Performance Based on Monoethanolamine," *Int. J. Greenhouse Gas Control*, **I**, 135-142(2007).