



연소 후 습식 CO₂ 포집기술 개발 현황 및 전망



백형평
한국중부발전(주) 발전처 동반성장추진팀 차장

1. 개황

2011년은 전 세계가 재난의 해라고 불릴 만큼 많은 재해가 발생하였다. 기후변화행동연구소에 따르면 국제적

손해보험기업 뮤니크 리(Munich Re)가 집계한 2011년 상반기 자연재해 피해액은 2,650억 달러로, 이는 허리케인 '카트리나'로 기준 최대 재산피해액을 기록했던 2005년의 2,200억 달러를 이미 초과한 수치다. 미국 동부

에서 발생한 허리케인 ‘아이린’, 100년만의 대홍수 등 전 세계 각지에서 수많은 자연재해로 큰 피해가 발생하였다. 이러한 자연재해의 원인은 지구온난화로 대표되는 기후변화문제이며, 특히 우리나라는 화력발전소가 주요 온실가스 배출원으로 지적되고 있다.

현재 전 세계적으로 화력발전소를 대상으로 하는 CO₂ 포집기술 연구가 상당 부분 진행되고 있으며, 한국 중부발전은 2002년 서울화력발전소에 CO₂ 포집기술 개발을 시작으로 한전 전력연구원 등 다수의 기업과 공동으로 2011년 0.1MW급 운영과 2012년 현재 10MW급 CO₂ 포집 Pilot Plant 건설 과제 등을 수행하고 있다.

이러한 CO₂ 포집기술은 크게 3가지로 구분할 수 있다. 연소 후(Post-combustion), 연소 전(Pre-combustion) 및 순산소 연소(Oxyfuel combustion)로 분류하고 있으며, 이중 화력발전소에서 배출되는 배기가스 중의 CO₂를 포집하는 기술은 연소 후 기술에 해당 된다. 연소 후 CO₂ 포집 기술은 아민 계열 또는 암모니아 계열의 흡수제를 활용한 화학(습식)흡수법, 고체 형태의 흡수제를 활용한 건식 흡수법(한국남부발전, 전력연구원 등에서 연구과제

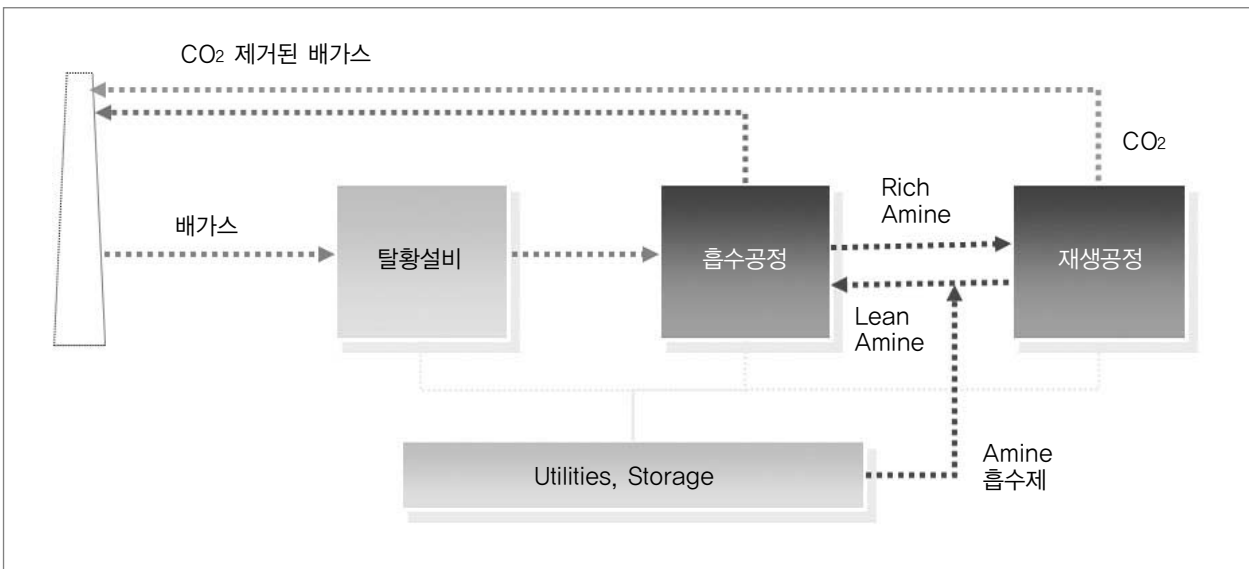
시행 중), 분리막을 활용한 막분리법 등으로 분류하고 있다. 이 중 아민계열 흡수제를 사용한 화학흡수법은 발전 배기가스와 같이 CO₂의 농도가 10~20% 수준의 저농도 가스처리에 적합하며, 상업적으로 이미 오랜 기간 활용되어 성능이 확인되었다.

뿐만 아니라 기존 발전소에 적용이 용이하다는 장점이 있기 때문에 향후 화력발전소 적용에 있어 가장 적합한 기술로 평가받고 있다.

2. 현황

가. 연소 후 CO₂ 포집공정

연소 후 CO₂ 포집 기술이 적용된 석탄화력발전소의 개략도는 그림 1과 같다. 보일러에서 연료의 연소 후 발생된 배기가스는 대기로 배출되기 전 NO_x를 질소와 물로 분리하는 탈질공정과 미세먼지를 포집하는 전기집진 공정, 황을 제거하는 탈황공정을 거치게 된다. 석탄화력발전소의 배기가스 중의 CO₂ 농도는 대략 10~15%정도이며, 송풍기에 의해 대기로 배출된다. 연소 후 배기



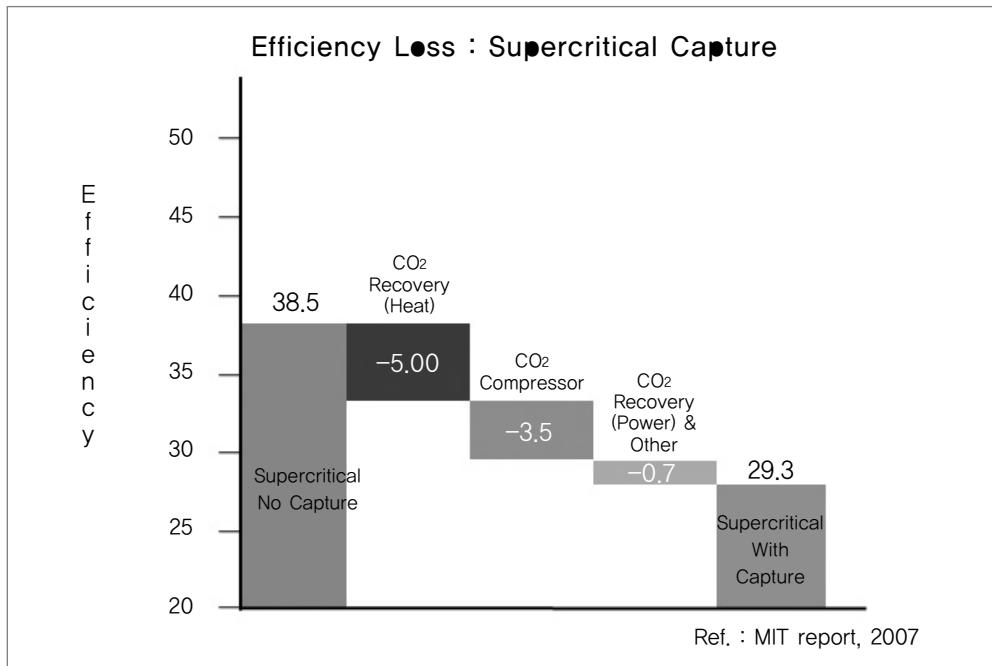
[그림 1] 연소 후 CO₂ 포집 공정의 개략도

가스 중의 CO₂를 포집하기 위한 공정은 배기가스 중에 있는 주요 불순물이 대부분 제거된 발전소의 마지막 공정인 탈황공정 이후에 위치한다. CO₂ 포집공정을 통해 CO₂가 제거된 가스는 연돌을 통해 대기 중으로 배출되고 공정에서 포집된 고농도의 CO₂는 압축 및 수송공정을 거쳐 해양지중 또는 지하에 저장하게 된다.

다양한 연소 후 CO₂ 포집기술 중 아민흡수제를 이용한 화학흡수 공정은 연소 후 CO₂ 포집기술의 대표 기술로써 오랜 상업운전을 통해 기술 및 공정의 안정성이 확보되어 있기 때문에 전 세계적으로 많은 연구가 진행되고 있다. 그러나 습식 아민공정은 다른 CO₂ 포집공정과 마찬가지로 단위 공정기기(펌프 및 블로워 가동, 압축공정 운용 등) 운영을 위한 전력사용 및 재생탑 리보일러에서 흡수제 재생을 위한 스팀 사용을 위해 많은 에너지가 소비되는데 해당 에너지는 중앙-저압 터빈 크로스오버 부분에서 추출해야 하므로 결국 전체 발전소의 발전 효율이 저하된다. 2007년 MIT에서 작성된 보고서

(The Future of Coal, 2007)의 연구결과에 따르면 초초 임계압 발전소의 경우 CO₂ 포집설비 설치 시 재열기에 투입되는 열에너지 소비에 의한 발전효율 감소가 5.0%, 압축 및 기타 공정운용을 위한 전력사용에 의해 각각 3.5%, 0.7%로 전체적으로는 CO₂ 포집설비 설치 전의 발전효율 38.5%에서 포집설비 설치 후 29.3%로 대략 9.2%의 발전효율이 감소될 것으로 예측하였다.

재열기에 투입되는 스팀 사용에 의한 감소가 전체 발전소 출력 감소분의 54% 이상을 차지하므로 이러한 스팀 사용량을 획기적으로 줄일 수 있는 고효율 흡수제 및 저에너지형 공정개발은 전체 CO₂ 포집공정의 경제성을 좌우하는 핵심이라고 할 수 있다. 이와 관련하여 전 세계 관련 연구진들은 CO₂ 포집공정의 경제성 향상을 위해 재생에너지 소비가 낮은 고효율 흡수제 개발에 주력하고 있는데 주로 반응열이 낮은 아민 후보 물질탐색, 열화물 생성 억제 및 부식성 방지를 위한 다양한 방지제 등에 대한 연구가 진행되고 있다. 전 세계 주요 연구기관에서 개발 혹은 개발 중인 흡수제는 표 1과 같다.



[그림 2] CO₂ 포집 공정 추가 시 발전소 발전효율 감소 예측

[표 1] 전 세계 주요 연구기관의 개발 흡수제 현황

흡수제 명	조 성	개발기관 (국가)
KS-1, -2, -3	hindered amine	MHI (일본)
RS-1,2,3	amine	U. of Regina (캐나다)
Pz	고농도 Piperazine	U. of Texas Austin (미국)
CASTOR-1,-2	amine	CAESAR (유럽)
RITE-4,-5,-6	-	RITE (일본)
MEA	MEA 40% + 부식/열화 방지제	IFP (프랑스)

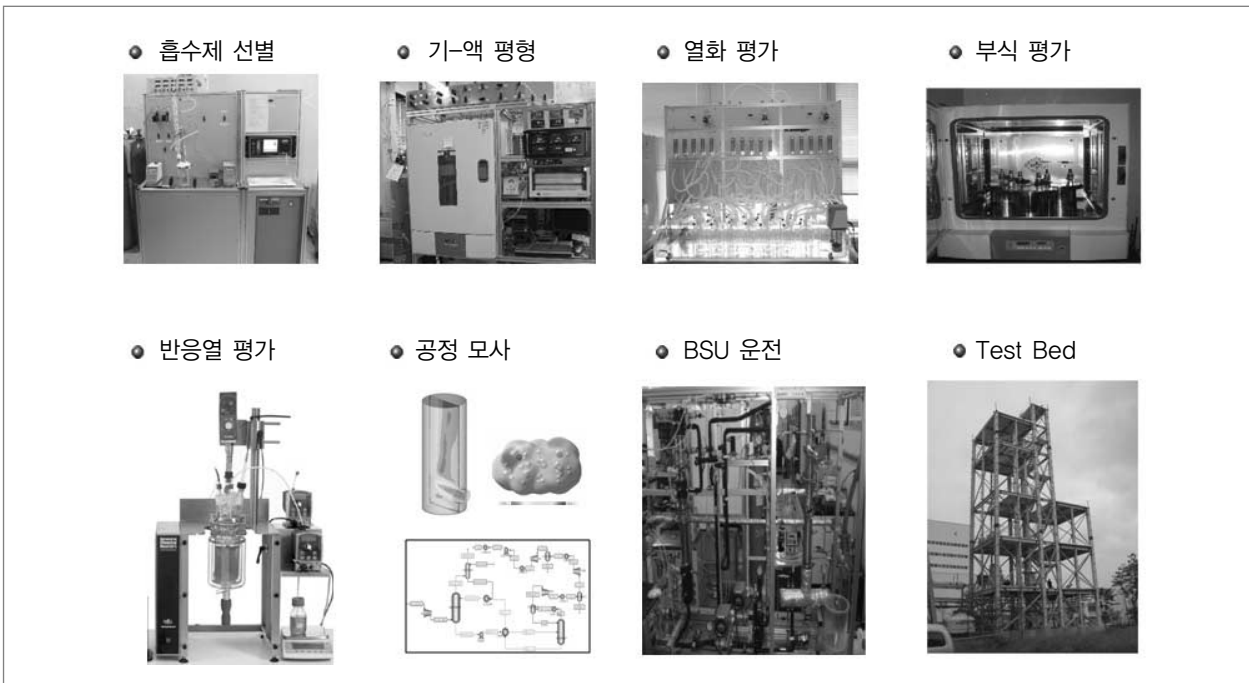
나. 국내 실증 포집기술

습식 CO₂ 포집기술 개발과 관련하여 국내에서도 많은 연구가 진행 중에 있다. 이중 한국중부발전과 한전 전력연구원 등은 공동으로 2008년 11월 지식경제부 전력산업연구개발사업으로 연소 후 CO₂ 포집기술에 대한 연구를 착수하였다. 사업의 구성은 고효율 CO₂ 흡수제 개발 및 기본 공정안 도출은 한전 전력연구원에서 수행하였고, KEPCO E&C에서 공정설계 및 0.1MW급 습식 CO₂ 포집 Test bed를 보령화력본부에 2010년에 건설하였으며, 한국중부발전을 포함하여 한국서부발전, 한국동서발전

에서 공동으로 참여하였다. 구체적인 개발 내용은 다음과 같다.

1) 고효율 CO₂ 흡수제(KoSol-3) 개발

한전 전력연구원에서 개발된 흡수제는 국제에너지기구 청정석탄센터(IEA CCC)에서 제시하는 흡수제의 성능 평가 기준을 근거로 하여 흡수제의 내구성(내열화도 및 내부식도), 재생에너지, 휘발도, 흡수 및 재생 속도 등을 고려한 설계를 바탕으로 개발되었다. 이를 위해 흡수제 기본 물질 평가, 기본 물성 및 열역학적 물성 분석, 평가



[그림 3] 흡수제 개발 인프라 및 보령화력 0.1MW Test Bed

등을 포함하는 CO₂ 흡수제 개발 인프라와 방법론을 구축하였다.

이러한 인프라를 바탕으로 2009년 독자 개발된 고효율 습식 CO₂ 흡수제(KoSol-3)는 내구성 측면에서 기존 상용 흡수제인 MEA(Mono Ethanol Amine) 대비 50% 이상 향상이 되었으며, 재생에너지는 20% 이상 저감되었고 기타 휘발도, 흡수, 재생속도는 MEA와 유사한 수준이다.



[그림 4] 전력연구원 개발 CO₂ 흡수제(KoSol-3, 4)

2) 0.1MW 습식 CO₂ 포집 Test Bed

개발된 고효율 CO₂ 습식 흡수제를 기반으로 하여 석탄 화력발전소 실 배기가스를 활용한 2ton CO₂/d 용량 (발전용량 기준 0.1 MW급)의 습식 CO₂ 포집 Test bed를 보령화력본부에 설치 완료하였다. 0.1MW 시험설비는 다양한 흡수제 및 공정성능을 평가할 수 있도록 설계 되었으며, 10MW Pilot Plant 설비 및 향후 용량 격상을 위한 기본 자료로 사용될 수 있도록 하였다.



[그림 5] 보령화력본부 0.1MW CO₂ 포집 설비

[표 2] 0.1MW Test bed 주요 설계 기준

항 목	내 용	비 고
배가스 처리용량	350 sm ³ /hr	-
CO ₂ 포집용량	2 ton CO ₂ /day	발전용량 기준 0.1MW급
적용 흡수제	KoSol (Korea Solvent)	-

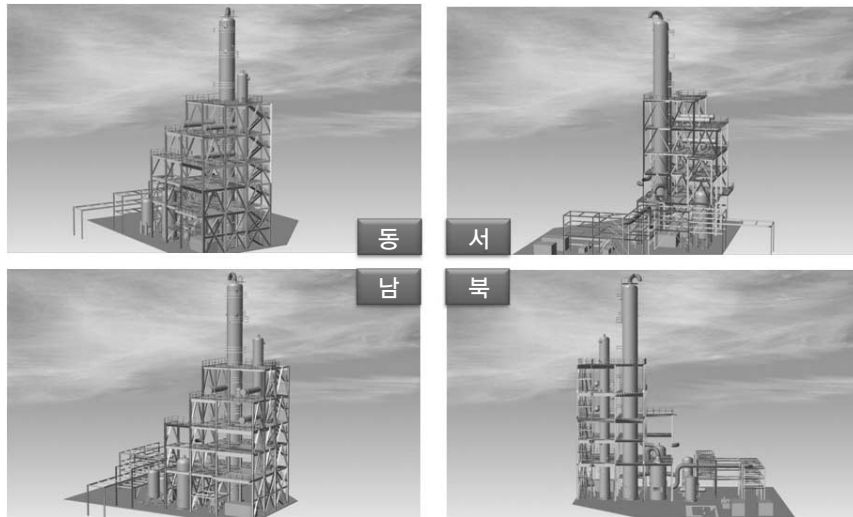
0.1MW CO₂ 포집 Test bed에서 5개월 간 총 96건의 변수운전을 실시하여 기존 상용 흡수제(MEA) 및 개발 흡수제(KoSol-3)의 최적 조건 및 주요 운전 변수별 영향도를 파악한 후, 탐색된 최적조건을 바탕으로 1,000 시간 무정지 장기 연속운전을 실시하였다(Test 기간 : 2011. 4. 2 ~ 5. 14). 국내 최초로 실시된 석탄화력배기 가스를 대상으로 한 무정지 장기연속운전을 통해 CO₂ 제거율 90% 이상, 재생에너지 소비량 3.0~3.3GJ /tCO₂의 우수한 성능을 입증함으로써 기술의 신뢰성 및 안정성을 확보하였다.

3) 연소 후 10MW 습식 CO₂ 포집 Pilot Plant 건설

개발된 흡수제(KoSol-3) 및 0.1MW CO₂ 포집 Test bed의 운전결과로부터 10MW급 CO₂ 포집 Pilot plant



[그림 6] 1,000시간 무정지 장기연속운전 성공

[그림 7] 10MW급 습식 CO₂ 포집 Pilot Plant 3D Modelling

건설을 위한 사업이 진행 중에 있다. 해당 사업은 2010년 11월 한국에너지기술평가원의 ‘에너지 자원 기술개발 사업’의 일환으로 시작되어 2014년 9월까지 총 4년간 진행될 예정이다. 한전 전력연구원이 총괄 및 세부 주관 기관을 맡고, 세부과제별로 발전 5사 및 대림산업, 포스코 건설, KEPCO E&C, 에너지기술연구원, 숭실대학교, 부산대학교, 서울대학교 등이 참여하고 있으며, Pilot Plant 건설은 한국중부발전과 포스코건설이 공동으로 수행하고 있다.

10MW급 CO₂ 포집 Pilot plant는 2013년 3월 건설을 목표로 현재 터파기 작업을 진행하고 있다. 2014년까지 개발흡수제(KoSol-4)를 적용한 공정 최적화 및 장기 연속 운전이 진행될 예정이다. 1차년도인 2011년에는 10MW급 Pilot plant 설계를 위한 기본 공정안이 확정되었고, 건설부지(보령화력발전소 8호기 옆)에 대한 지질조사 및 기본설계가 완료되었다. 2차년도인 2012년에는 1차년도에 수행된 기본설계를 바탕으로 10MW급 실증설비 건설을 위한 상세설계가 진행 중이며, 동시에 실증설비 주요 기기에 대한 발주 및 기기 제작이 현재 진행 중이다.

3. 향후 계획

한국중부발전과 한전 전력연구원에서는 0.1MW Test bed의 연구결과와 현재 진행 중인 10MW급 Pilot plant에서의 실증을 통해 기술의 신뢰성 및 경제성을 입증한 후, 2015년 이후 100MW급 이상의 상용급 규모 보령화력 발전에 개발 흡수제(KoSol) 및 공정 기술을 적용할 예정이다. 또한, 기존의 발전분야 뿐만 아니라 석유, 제철, 시멘트, 석유화학 공장 등에도 관련기술을 확대 적용할 계획이다. 연소 후 CO₂ 회수 분야에 대한 연구는 국내는 물론 국제적으로도 빠르게 그리고 대규모로 진행되고 있다. 이러한 기술 동향에 따라 현재 연소 후 CO₂ 회수 분야의 많은 기술들은 대규모 실증 사업에 참여하기 위하여 더욱 경쟁이 치열할 것으로 예상된다. 한전 전력연구원에서도 현재 확보한 세계 최고 수준의 흡수제 성능을 지속적으로 개선하고 있으며, 동시에 저에너지 소비형 공정개발에 대한 연구 및 적용을 추진 중에 있다. 이를 통해 향후 한국중부발전은 상용급 화력발전소의 실증 사업에 능동적으로 대처할 수 있는 기반을 마련하고 CCS-CDM 비즈니스 기회를 선점함으로써 녹색기술 산업의 신 성장 동력을 확보해 나갈 것이다. KEA