

CO₂제로배출에 도전하는 석탄가스화 복합발전기술



김형원

hwonkim@empas.com

한양대학교 공과대학 화학공학과 졸업
한국과학기술정보연구원 ReSEAT
프로그램 전문연구위원

1. 개요

1.1. 석탄에너지 활용기술의 중요성

최근 에너지생산비의 급등과 원전불안감 등에 의한 국제 에너지위기로 몰리면서 석탄자원의 효율적 활용에 관심이 더욱 높아지고 있다. 전 세계의 석탄 가채연수는 석유의 2배인 100년을 넘으며 2010년 말 기준 가채광량은 8,610억 톤 이상이며 그중 아시아 대양주는 2,658억 톤으로 30.7%이다. 그러므로 혁신적인 석탄가스화 기술의 개발은 이러한 현재의 국제 에너지 문제를 해결하기 위한 필수 불가피한 기술이다.

약 30년 전 미국 및 독일을 중심으로 개발이 시작된 석탄가스화 복합발전(IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle)은 석탄을 고온/고압 조건에서 산소

Plant Technology



또는 증기와 반응시켜 수소 및 일산화탄소가 주성분인 합성가스(CO+H₂)로 전환시키는 가스화 공정과 유해가스를 정제하는 정제공정, 가스터빈 및 증기터빈을 통해 전력을 생산하는 발전공정 등의 공정이 융합된 차세대 에너지 전환기술이다. 석탄을 가스화 함으로서 이를 이용하여 전력을 생산하는 복합사이클 발전기술은 고급 청정에너지 사용에 대한 국가적 요구에 부응하고 기존 화력발전시장에서 사용하지 않는 kg당 3,800 cal의 저급탄소 연료들을 고급 청정에너지의 전환을 가능하게 하여 현재의 고유가의 문제를 해결할 수 있는 가장 현실적 대안이 되고 있다.

많은 연구결과 CO₂포집 및 저장(CCS)설비를 갖춘 역청탄-기반의 IGCC플랜트는 종전의 표준 분쇄석탄(PC) 증기발전시스템에 비해 비용이 적게 들고 고효율 발전시스템으로 경제성이 높다는 것이 증명되었다. 또한 IGCC플랜트는 CO₂의 배출을 획기적으로 줄일 수 있어 더욱 각광을 받고 있다. IGCC기술은 향후 연료전지와 연계한다면 50%에서 최고 60% 송전단효율도 가능할 것으로 예측하고 있다.

현재 세계적으로 많은 IGCC발전의 실증 플랜트가 운전 중에 있으며 최근 에너지용량 450~500 MW급 플랜트가 다수 설치되고 있고 우리나라도 태안에 300 MW급 발전소가 건설되고 있다. 청정신생에너지 기술의 하나인 IGCC기술은 고유가시대의 대체에너지 전략으로 매우 중요하며 이에 관련된 CO₂의 포집 및 저장(CCS)과 이산화탄소의 산업적 활용기술은 여기에서 더욱 중요한 역할을 하고 있다.

1.2. 석탄가스화 복합발전(IGCC) 기술개요

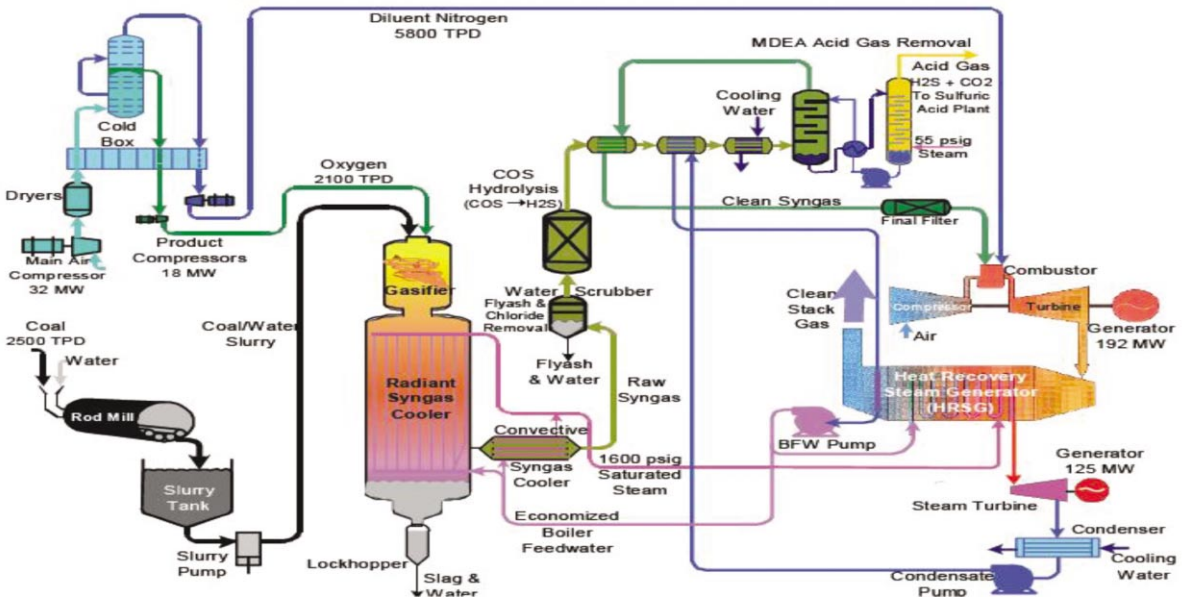
1.2.1 석탄으로부터 합성가스의 생성

전 세계적으로 매장량이 많은 화석연료인 석탄을 사용하는 화력발전에서 나오는 배출가스 중 CO₂의 제거는 부피도 크고 비용이 많이 들어 발전 당 CO₂의 생산량을 줄이고 전체 효율을 높일 수 있는 발전기술이 필요하다. IGCC플랜트는 산소가 부족한 상태에서 석탄을 가스화하여 가압된 수소-강화된 합성가스(CO+H₂)를 얻어 이의 연소를 통한 발전시스템이다. 가스화 반응은 가스화 반응기(gasifier)안에서 1,400℃, 30 kgf/cm² 이상에서

석탄분말 또는 슬러리, 산소 및 스팀이 반응하여 합성가스를 만들며 이는 대부분 (CO+H₂)이며 일부 CO₂, CH₄, H₂S, COS 등을 함유한다.

1.2.2 일반적인 IGCC의 복합공정(그림 1)

IGCC플랜트에서 석탄분말은 공기분리기(ASU)에서 공급되는 산소와 함께 부분산화 반응기(PXO gasifier)에서 가스화되어 원료합성가스(Raw syngas)가 생성되고 원료합성가스는 산성가스에 의해서 유황성분이 제거되어 정제합성가스가 발생된다. 이 정제합성가스는 수성가스 반응기(shift reactor)에서 CO가스가 물과 반응하여 합성가스인 CO₂와 H₂가스로 전환되고 전환된 합성가스는 CO₂와 H₂S 포집기에서 MDEA (Mono Diethanol Amine)에 의해 CO₂와 H₂S를 흡수·제거한다. 수소-강화 합성가스는 연소하여 가스터빈을 돌려 1차 전기를 발생, 또한 가스터빈 배출가스의 고온 폐열보일러(HRSG)에서 열을 증기로 회수하여 스팀터빈을 돌려 2차 전기를 생산한다. 이와 별도로 선택적으로 설치된 CO₂포집 및 저장(CCS)설비를 통해 CO₂가 분리 및 저장되어 별도 공정을 통해 산업적으로 이용된다.



[그림 1] IGCC플랜트의 개략 공정흐름도^[1]

1.2.3 IGCC의 고효율 청정 발전시스템

기존의 직접연소 방법 대신 가스화를 통한 석탄가스화 복합화력발전(IGCC)플랜트는 종래 석탄화력발전에 비해 약 35% 효율을 개선하여 50%대의 고효율을 이루며 또한 NO_x, SO_x의 미발생 및 저 CO₂배출의 청정석탄 발전시스템이다. 종래의 석탄화력의 경우에는 회를 플라이 애쉬(fly ash)로 처리하였으나 IGCC에서는 슬러그 상으로 처리하여 회 용적을 50% 이하로 줄이고 유리질에 금속류 용출이 없어 유용하게 이용하며 회 처리 장소면적도 크게 감소시키는 장점이 있다.

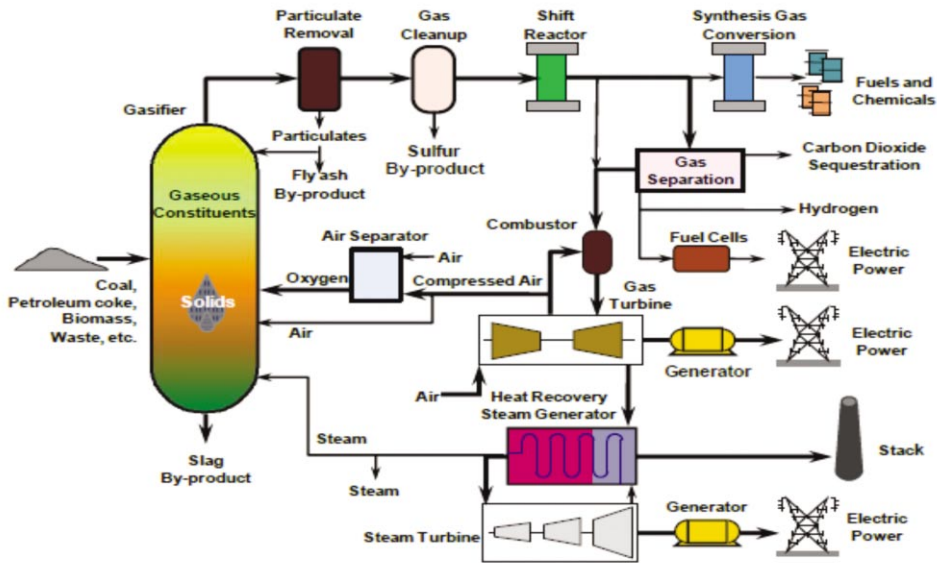
현재 상용화급 석탄가스화 복합발전 600 MW급의 송전단 효율은 46%(HHV base, 습식 gas정제, 1,500°C 급GT)~50%(HHV base, 건식 gas정제, 1,500°C급 GT)로 알려져 있다. 장기적으로는 고온인 1,700°C급 가스터빈과 SOFC(고체전해질 연료전지)를 결합한 IGFC(Integrated coal Gasification Fuel Cell) 개발로 약 65%의 효율도 달성할 수 있을 것이다.

1.2.4 복합재생자원의 활용에 의한 Poly generation(그림 2)

IGCC 복합공정(Poly generation)기술은 탄소연료로 석탄이외에 가스나 오일, 석유코크스, 바이오메스, 도시폐기물 등의 재생자원을 복합적으로 사용할 수도 있어 값싼 재생자원의 활용도가 높다. 또한 합성가스는 발전 이외에 간접액화에 의한 디젤, 가솔린, LPG 등과 같은 합성연료와 메탄올, 비료, 대체천연가스(SNG), C1화학기초원료 등의 화학제품 생산에도 이용될 수 있다.

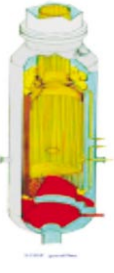
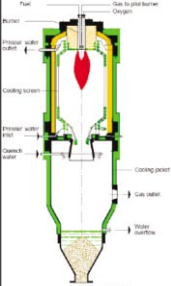
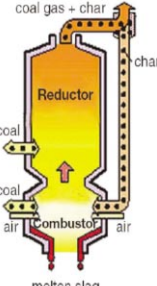
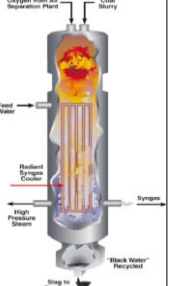
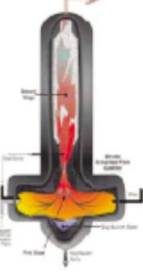

1.2.5 가스화 및 가스화 반응기(표 1)

가스화 반응기는 분류상(entrained flow), 유동층(fluidized bed), 고정층(fixed bed) 또는 이동층(moving bed)의 세 가지 형태로 구분되며 이 중에서 분류층 반응기가 주류를 이루고 있다. 가스화기는 반응기, 가스 냉각, slag 처리, ash 처리 등을 포함하며 대표적인 가스화기는 5~6가지 형태가 있으며 Shell, GE, Conoco-Phillips는 산소를 사용하고, Mitsubishi는 공기를 사용한다. 또한 석탄연료 주입 시 Shell과 Mitsubishi는 석탄분말을 GE와 Conoco-Phillips는 물과 혼합한 석탄 슬러리를 사용한다. 또한 가스화기에 따라 내화재 형태도 달라져 GE와 Conoco-Phillips는 내화벽돌을, Shell



[그림 2] 복합자원 가스화를 통한 Poly generation 공정흐름도^[1]

<표 1> 석탄가스화기 종류

Type	Shell	Siemens	MHI	GE Texaco	Conoco-Phillips	GE Dir. Quench
Reactor	1단1실	1단1실	2단2실	1단1실	2단2실	1단1실
Coal	Dried	Dried	Dried	Slurry	Slurry	Slurry
Oxidants	Oxygen	Oxygen	Air feed	Oxygen	Oxygen	Oxygen
Feed	Side	Top	Side	Top	Side	Side
Burners	4	1	2	1	1	1
Wall	Membrane	Membrane	Membrane	Refractory	Refractory	Refractory
Gasifier concept						

과 MHI는 수냉 멤브레인을 사용한다.^[1]

2.1 국내 기술현황

1.2.6 기타 새로운 가스화 기술

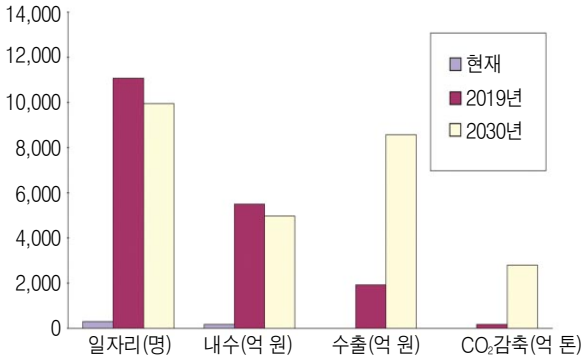
최근 새로운 가스화기의 하나는 이동반응가스화기 (Transport reactor gasifier)로 유동층과 분류상 가스화기의 중간혼합 형태이며 50 μ m 미분탄을 사용하며 반응은 회 용융온도 이하인 900~1,050 $^{\circ}$ C에서 운전하기 때문에 클링커생성을 방지할 수 있다. 석탄은 유동상태에서 탈휘발화, 가스화 및 숯의 연소에 의해 탄소전환 효율을 높이며 냉가스효율도 높인다. 또 다른 개발 중의 가스화 기술은 촉매증기가스화 기술(catalytic steam gasification)과 플라즈마가스화 기술(plasma gasification)로서 촉매증기가스화는 촉매하의 상압부근에서 증기가스화에 의해 수소/메탄이 생산되며 통상 알칼리 촉매를 사용한다. 플라즈마가스화는 가스화 원료를 전기로 발생하는 플라즈마 20,000 $^{\circ}$ C에 공급하여 700~820 $^{\circ}$ C에서 반응시킨다.

2. 석탄가스화 복합화력발전(IGCC) 기술현황

2.1.1 국가전략 에너지 로드맵

국가의 전략 에너지 로드맵 2011년에 따르면 300 MW급 IGCC 실증 플랜트, 가스화정제 핵심설비 및 기자재, 500 MW급 IGCC의 플랜트건설 및 표준화, 하이브리드 IGCC 등 4대 전략을 선정하고 관련정책을 수립하고 있다. 핵심기술의 확보와 설비용량 증대를 한 후 바이오연료 및 탄소포집 등 다양한 기술과 융합할 계획이다.^[17]

포스코파워(주)는 8조 원을 투자, 삼척시 원덕읍에 ‘클린 복합에너지(Clean Energy Complex) 산업단지’를 조성할 계획이며 이로서 삼척은 미래 종합에너지 메카로 재탄생이 기대된다. 이 단지는 2016년 준공을 목표로 저가석탄을 유동층 고온/고압에서 가스화공정을 거쳐 신개념의 에너지를 생산하는 2,000 MW(1,000 MW \times 2기)의 IGCC와 함께 석탄액화(CTL: Coal To Liquid), 합성천연가스(SNG) 등의 개발을 병행하여 추진한다. 포스코파워(주)는 이에 따라 Fisher-Tropsch (FT)합성기술에 의해 저가석탄으로부터 고부가가치의



[그림 3] IGCC사업의 경제적 효과^[15]

청정액화연료인 디젤, 가솔린, LPG 및 Naphtha와 DME 등의 제품을 함께 생산할 예정이며 또한 광양 SNG사업(50만 톤/년, 2014년 준공)도 함께 추진 중이다.^[15]

태안 IGCC 실증 플랜트를 시작으로 2020년까지 3기의 IGCC, 2기의 SNG 플랜트 건설이 예정되어 있어 시장규모는 5조~7조 원 정도로 지속적인 확대가 예상된다. 특히 온실가스 규제 현실화 및 탄소포집저장 기술의 상업화, 노후 석탄발전 설비 대체수요를 고려하면 2020년을 기점으로 관련 기술이 급격히 성장해 2030년경에는 약 250 GW(약 8,300억 달러)의 거대시장을 형성할 것으로 본다.^[17](그림 3)

2.1.2 IGCC를 위한 기술개발 계획

300 MW급 태안 IGCC는 2015년 완공예정이며 핵심 설비와 기자재 및 공정설계의 국산화를 추진하고 있다. 이에 관련 운영기술은 추가로 건설될 IGCC 2호기(2017년 완공) & 3호기(2019년 완공)에 레퍼런스로 활용할 예정이다. 환경규제 시장을 대비해 태안 IGCC 실증플랜트를 통해 IGCC/CCS 연계기술 개발을 추진한다.

종합설계, 제작, 건설, 운영 등 일괄도급(EPC 턴키방식)의 상용화 기술개발에 주력해 한국형 IGCC 표준모델을 마련하고 2015년 이후 해외시장에 진입한다는 계획이다. 1992년부터 2000년까지 3단계에 걸친 정부의 G7사업으로 「석탄가스화 복합발전 기술개발사업」과

「대체에너지 기술개발사업」으로 300억 원 이상을 투자하여 1톤일 및 3톤일급 석탄가스화 반응장치를 설계, 건설 및 운전하여 시스템설계 건설 및 운전 관련 기반기술을 확보하였다. 한국형 300 MW급 IGCC 플랜트의 실증사업을 통해 EPC 시장진출 기반이 확립되면 그 다음 목표는 500 MW급 수출용 IGCC의 개발이다. 2015년부터 진행하는 500 MW급 IGCC의 개발은 타 발전기술과 융합하는 하이브리드 IGCC와 함께 추진하며 300 MW급 실증 플랜트에서 얻은 가스화, 저온, 고온 탈황기술 등을 적용할 것이다.^[15]

2.1.3 IGCC를 위한 상용화 및 소재기술 개발

2006년 12월 산업자원부를 중심으로 차세대 청정석탄기술 상용화를 통한 한국형 IGCC 설계기술을 국산화하고 실증 플랜트건설을 위한 대형 프로젝트에 착수했다. 이를 위해 가스화기용 고온용 내화재, 분진필터, 분리막, 고온 환원촉매 등의 부품 및 소재기술 개발이 매우 중요하다. 고온용 가스화기 소재의 개발은 소재의 파손과 부식에 의한 손실을 막을 수 있어 내구성과 수명 및 효율을 높일 수 있다. 치명적 파손은 구성소재에 크게 의존하며, 현재 국내에서도 단일체 산화물, 단일체 SiC, 섬유 강화 세라믹 복합체 등의 소재개발 프로그램이 진행 중에 있다.

국내에서 석탄가스화 복합발전용 부품소재를 위해 산업자원부(에너지관리공단)의 신재생에너지사업의 일환으로 세라믹 고온가스 필터개발, 고온 탈황용 촉매개발 및 수소분리 금속 분리막소재 기술개발 등이 이루어졌다. 2009년도에 시작한 원천기술개발사업에 IGCC용 부품소재로 가스화기용 내화재 및 금속관 소재개발이 있으며 이는 KIST가 중심이 되어 3년 계획으로 시행되고 있다. 순환유동층 하강관을 이용한 석탄가스화기 및 고온/고압 석탄가스 정제용 집진기, 고온 건식용 징크 티탄산염(titanate)계 탈황제와 그 제조방법 등 다수의 가스화 및 소재개발의 상용화가 이루어지고 있다.^[12]

2.2. 국제 기술동향

2.2.1 수소-강화 혼합가스(Hydrogen rich gas mixture) 제조기술

탄소원료로 석유류(탄소)90wt%), 갈탄, 역청탄, 무연탄 또는 바이오매스를 포함하는 저가의 탄소원료를 사용한다. 유황 및 할로겐화물 함유 석탄을 산소-함유 운반체 가스와 혼합하여 가스전환 반응기에 공급하여 건조기준 50 vol% 이상의 H₂와 CO 혼합물의 합성 가스를 얻는다. 이 가스 혼합물은 급냉가스 또는 급냉액체와 접촉하여 온도를 900℃ 이하로 낮춘다. 50~1,000 ppm의 할로겐화물 함유하고 CO에 대한 수증기의 몰 비율이 0.2 : 1에서 0.9 : 1의 가스혼합물을 얻는다.

이렇게 얻어진 가스혼합물은 촉매가 충전된 일련의 고정층의 수성가스 전환 반응기에서 CO의 일부 또는 전부는 수증기와 반응하여 CO함량을 5~1 vol%의 수소-강화 혼합가스를 만든다. 적절한 촉매는 운반체와 산화물 또는 몰리브덴(Mo)의 황화물을 포함하며 바람직한 촉매는 Mo, Co, Cu, W, Ni의 산화물과 황화물 혼합물을 포함한다. 운반체는 알루미늄, MgAl₂O₄, MgO-Al₂O₃-TiO₂ 등이 있다. 수성가스 전환반응을 통해 CO함량을 1 vol% 이하로 낮추고 그 만큼 수소-함량을 높인 수소-강화 가스혼합물은 화학제품 응용의 원료 또는 고효율 IGCC플랜트의 가스터빈 연료에 사용된다.^[10]

2.2.2 공기분리 기술

석탄가스화에 필요한 산소공급 장치인 극저온의 공기분리장치(ASU)는 IGCC플랜트 자본비용의 약 15%를 차지하고 ASU도 IGCC플랜트 총출력의 10~15%를 소비한다. 최근 이온변환 멤브레인(ITM)은 산소생성에 유망한 극저온 기술이다. ITM은 800~900℃ 사이에서 작동되는데 낮은 압력에서는 투과흐름의 순수한 산소를 그리고 높은 압력에서는 비투과 흐름의 충분한 질소를 생성한다.

2.2.3 가스정제 기술

재래식 습식정제는 Wet scrubber를 이용하고 있으

나, 운전 중 효율의 감소로 최근에는 세라믹필터로 전환되고 있는 실정이다. 탈황공정은 저온가스 정제에서는 40~150℃에서 운전되며, 불순물을 제거하기 위하여 물 또는 다른 액상용매를 사용한다. 저온공정은 적은 투자비로 산성가스 및 불순물을 낮은 수준까지 제거할 수 있으나, 가스 온도를 40℃ 이하까지 낮춰야 함으로 열교환기 등의 투자비가 증가하고 열손실이 많다.^[9]

최근 산성가스 제거기술로 직접 유황성분을 흡착하는 기술이 개발되고 있다. 산성가스 제거를 위한 여러 용매흡착기술 중에 MDEA Rectisol 및 Selexol 공정이 널리 사용되고 있다. Rectisol 공정은 CO₂보다 H₂S를 선택적으로 흡수하며 또한 COS 흡수능력이 우수하다. 특히 화학원료 또는 비료합성에 이용될 경우 발전소에 사용되는 합성가스보다 고도의 정제가 필요하다. 합성가스 중의 불순물을 제거하기 위해 이동층 고온가스필터 및 세라믹 캔들필터가 개발되고 있다.

2.2.4 석탄복합발전 기술

신기술을 활용한 IGCC는 선진국은 물론이며 신흥국에 있어서도 복음이다. 일본의 고베제강소와 미쓰비시중공업은 이들 저품질의 석탄을 수분비율을 절반으로 낮추어 연소효율을 높인 IGCC를 개발 중이다. IHI는 장치설비비를 종래의 석탄화력 설비수준으로 낮추어 건조갈탄의 고효율 신형 보일러를 제품화하여 신흥국 등에서 1,000억 엔의 수주를 목표로 하고 있다. 원자력 발전소 1기와 같은 수준의 100만 KW급의 발전도 가능하다. IHI는 2013년 효고현 사업소에 10억 엔을 투입하여 IGCC를 건설하고 2014년도에는 30억 엔을 투입하여 갈탄의 매장량이 많은 인도네시아에 IGCC플랜트를 건설할 예정이다.

최근에는 미국방위산업체에서 개발한 가스화복합연료전지(IGFC: Integrated Gasification Fuel Cell)가 높이 평가받고 있다. IGFC는 석탄가스화, 가스터빈 및 연료전지의 3종류를 조합한 발전형태로 구성되어 있다. 제3세대 IGFC 기술은 발전효율이 현재의 43.9%에서 55%로 상승되며 투자비를 US\$1,408/kW에서 US\$1,049/kW로 획기적으로 줄일 수 있을 것으로 전망한다.

<표 2> 가스화 반응기 형태별 경제성비교^[10]

발전방식	IGCC/IGFC	A-IGCC/A-IGFC
복합형 방식	가스 방식	액서러지 재생형
가스화 방식	고온부분산화 (1,100℃~1,500℃)	수증기 개질 (700℃~1,000℃)
가스화로	분류상	고농도 고속순환 유동층
발전효율	46~48%	53~57%

구분	Conventional	Advanced
Plant 용량	300 MW급	500 MW급
발전효율	<45%	45% <
연료 다양성	석탄	석탄, 잔사유, 바이오매스, 폐기물
운전비	석탄화력+20%	석탄화력과 동일
설비비	석탄화력+30%	석탄화력과 동일

일본은 안정적인 공급이 가능한 차세대 고효율 가스화발전공정(A-IGCC/A-IGFC)을 개발하고 있다. A-IGCC/A-IGFC 공정은 흡열반응 수증기개질 가스화로, 가스터빈, 연료전지에서 발생하는 배출열을 재순환하는 에너지재생형의 차세대 발전기술로 평가되고 있다. 이 기술은 1,700℃ 가스터빈을 채택할 경우 A-IGCC는 53%, A-IGFC는 57%로 높은 발전효율이 기대되고 있다.^[9]

<표 3> 2nd G. 및 3rd G. IGCC 발전소 성능비교^[11]

IGCC system	Present (2nd Gen.)	Future forecast (3rd Gen.)
Turbine temp (°F)	2,350	2,600
Gas turbine power (MW)	192.1	279.5
Steam turbine power (MW)	88.5	166.5
Misc. power (MW)	9.2	9.3
Auxiliary power (MW)	8.1	13.1
Total net power (MW)	260.4	423.6
HHV net efficiency (%)	43.9	55~65

미래기술인 CTL(Coal To Liquid)/IGCC와 연료전지(fuel cell)를 연계한 IGFC(Integrated coal Gasification Fuel Cell)와 용융탄산염 연료전지(MCFC) 발전시스템을 포함하는 3rd-Gen 발전시스템은 효율이 높고 전기와 열을 동시에 생산하기 때문에 수소충전 인프라가 구축되면 경제성이 있으며, 송전단 효율은 약 60% 이상인 것으로 예측한다.^[3]

아울러 가스화기, 탈황공정 가스터빈 및 폐열회수시스템, 제어시스템의 획기적인 기술개발로 경제적인 발전운영이 요구된다.

2.2.5 혼합연료에 의한 복합발전기술

바이오매스원료는 농산물폐기물, 탄소원천 천연원료, 산업폐기물, 산림폐기물 등 재생용 원료를 포함한다. 열분해반응은 150~400℃ 사이에서 일어나며 가스 성분, 고체탄소성분 및 숯을 생산한다. char는 가스화제(공기, 산소, 증기, CO₂, 이들 혼합물)에 의한 부분연소에 의해 CO, CO₂, H₂O로 전환된다. 합성가스 중의 타르생성은 큰 문제가 되므로 가스화기에서 억제하거나 제거하는 방법이 고려되어야 한다. 타르생성에 영향을 주는 요인은 온도, 산화제, 등가비율, 체류시간, 촉매 첨가 등이다. 합성가스 중에 함유된 먼지, 미산재, 암모니아, 유황화합물들은 적절한 첨가제를 주입하거나 필터 및 물리/화학적 흡수 방법에 의해 제거해야 한다.^[8]

최근 네덜란드 NUON 전력회사는 Magnum project를 추진하여 석탄과 바이오매스 혼합연료를 사용하는 합성가스에 의한 1,200 MW급 IGCC발전소를 건설하여 2012년부터 운전에 들어간다. 또한 스페인의 Puertollano발전소(330 MW)는 석유코크스와 석탄 50 : 50의 혼합연료로 시험가동 중에 있다. 덴마크의 6 MW 저온 순환유동층(LT-CFB) 가스화기술은 밀짚원료를 가스로 전환하여 생성된 합성가스를 1,000 MW 규모 석탄발전소 2기에 공급할 계획이다. 만일 이 밀짚원료가 성공할 경우 다른 종류의 바이오매스를 시험할 계획이다. 이들 가스화장치에서 생성되는 회분은 비료성분으로 영양소의 재순환 역할을 하게 된다.^[7]

3. 이산화탄소 포집, 저장(CCS) 및 산업적 활용 기술(그림 4)

3.1 CCS 기술개요

현재 지구상 총 CO₂ 연간 배출량의 약 1/3이 천연가스복합발전(NGCC), 미분탄발전, 석탄가스화 복합발전(IGCC) 등의 화석연료발전에서 비롯된 것으로 추정한다. 발전업계는 온실가스 저감을 위해 IGCC를 노후한 화력발전설비의 최적 솔루션으로 보고 있다. 특히 미국, 일본, 호주, 중국 등은 모든 IGCC 프로젝트에 CCS 기술 적용을 추진하면서 친환경강화핵심이 이슈화되고 있

다. 중장기적으로는 500 MW급에도 상용화 IGCC플랜트 설계표준화를 추진하고 있으며 SNG, 연료전지, 석탄액화 등을 병행하여 사용하는 하이브리드 IGCC로 확대할 전망이다.

연도가스 중의 CO₂농도는 NGCC에서는 약 4 vol%, IGCC에서는 약 7 vol%, 미분탄연소보일러(PCC boiler)에서는 약 14 vol% 정도 된다. 연도가스 중의 CO₂농도는 가스터빈 또는 보일러에서 공기 대신 순수 산소를 사용할 경우 CO₂농도는 증가하여 90 vol% 이상 올라가 단순한 CO₂ 정제만으로도 가능한 장점을 가진다.

CO₂포집/저장(CCS)기술은 연도가스 접근(Flue gas approach), 산소연소 접근(Oxygen combustion approach) 및 수소/합성가스 접근(H₂/Syngas approach) 등의 방법이 있다. 현재 연도가스의 CO₂의 포집을 위해서 다양한 방법이 개발되었으나 가장 일반적인 방법은 아민용액으로 세척하여 CO₂를 포집/분리하는 방법이다. 대부분의 연도가스는 오염물질인 미세먼지, SOx, NOx 등을 포함하기 때문에 사전에 이를 제거하여야 한다. 그 외에 흡수(absorption), 극저온 분리(cryogenic separation), 막 분리(membrane separation) 등의 기술을 적용한다. 분리한 CO₂는 거의 대기압에서 배출되며 이 가스를 저장하고 이송하기 위해서는 80~120 bar로 압축하여 액체로 만들어야 한다.

3.2 CO₂ 분리 및 회수기술동향

3.2.1 용매 흡수법

CO₂와 선택적으로 잘 반응하는 흡수제를 이용하여 CO₂를 분리하는 방법으로 화학적 흡수 및 물리적 흡수 방법이 있다. 화학적 흡수제로는 MEA(Monoethanolamine) 와 MDEA(Methyldiethanolamine), 아민용제를 가장 많이 사용하고 있으며 그 외에 암모니아, Sulfinol 등이 사용되고 있다. 물리적 흡수제로서는 Methanol, NMP(N-methyl-2-pyrrolidone), DMPEG (Dimethyl ethers of polyethylene glycol) 등이 사용되고 있다. 흡수제는 고압에서 CO₂를 흡수한



[그림 4] CO₂ 분리/저장(CCS)기술

후에 저압에서 다시 CO₂를 탈기하는 반복공정(recycling)을 통해 재사용된다. 저압에서 잘 반응하고 연소 배기가스 중의 CO₂농도가 낮은 경우 적합하나 CO₂ 회수 시 고온/고압의 조건에 따른 높은 에너지소모, 순환되는 흡수제의 손실 및 흡수제에 의한 장치부식문제 등이 용매흡수법의 중요한 기술적 해결과제로 남아 있다.

3.2.2 고체 흡수제에 의한 분리법

CO₂와 선택적으로 잘 결합되는 고체 흡수제를 사용하여 CO₂를 분리하는 방법으로 상대적으로 높은 온도와 낮은 습윤 상태에서 CO₂를 잘 흡수한다. 무기흡수제는 금속염형태의 금속화합물이며 규산리튬(Li₄SiO₄), 산화지르콘리튬(Li₂ZrO₃), 산화마그네슘(MgO), 산화칼슘(CaO) 등이 개발되어 있다. 1몰의 금속화합물은 1몰의 CO₂와 반응할 수 있다. 흡수율이 높고 자원이 풍부하며 저비용이라는 장점이 있다. 현재 나트륨, 산화칼륨, 탄산염, 리튬 베이스의 흡수제 및 산화칼슘 베이스 흡수제 등 5가지의 흡수제가 개발되어 있으며 대량의 CO₂를 분리회수 시에 사용이 가능하며 보다 경제적인 상용화를 위해서는 흡수제의 성능개선과 공정비용의 절감이 필요하다.

3.2.3 흡착법

CO₂를 선택적으로 흡착하는 고체흡착제를 사용하여 CO₂를 분리하는 방법으로 PSA(Pressure Swing Adsorption)와 TSA(Temperature Swing Adsorption) 두 가지 공정이 개발되어 있다. PSA공정이 상대적으로 처리시간이 짧아 고농도의 수소생산에 적용되고 있다. CO₂의 경우 40~50% 농도로 분리되며 고농도 CO₂의 분리·회수를 위해 분리공정을 한 번 더 거쳐야 하는 단점이 있어 성능개선이 요구되고 있다. 흡착제로서는 제올라이트, 활성탄, 리튬지르코네트, 리튬실리케이트 등이 있다. 대부분 처리 대상가스가 저온에서 수분없이 건조하여야 하는 문제점이 있고 대용량가스 처리를 위한 흡착제의 개발과 공정상 기술개선이 필요하다.

3.2.4 막 분리법

CO₂를 선택적으로 투과시키는 막(membrane)을 사용하여 CO₂를 분리하는 방법에는 하이브리드막, 촉진수송막 등의 분야에서 연구가 활발하다. 다공질막으로 실리카계, 제올라이트계, 산화알루미늄계, 탄소계, 폴리머막이 있고 비다공성막으로 Cardo형 폴리머막, 액막 등의 이용이 유망하다. 다공질막 분리란 기체 분리막에 연소배기가스를 통과시키고, 공경(구멍지름)에 의한 진동효과 및 기체의 확산속도 차이에 의해 CO₂를 선택적으로 분리·회수하는 방법이다. 비다공질막 분리는 기공이 없는 균질막을 이용한 막분리법으로서 고분자재료와 가스사이의 용해성과 확산성을 이용한 분리·회수 방법이며 액막 분리란 친수성 다공질 고체 내에 막액을 투입시켜 액막을 형성한 후 CO₂를 추출, 수송해 분리하는 방법이다. 핵심 멤브레인 제조기술로서 졸겔법(실리카계), 수열합성법(제올라이트계), 화학증착법(산화알루미늄계), 삽입법, 기상법(탄소계) 등이 있다.

고온/고압에서의 CO₂분리에서는 막분리기술이 상용화가 되어 있으나 저농도의 CO₂ 분리·회수 기술은 현재 개발 중에 있으며 화학적 흡수방법에 비하여 에너지 소비가 높고 효율이 낮은 단점이 있다. 미국에너지부(DOE)는 90%의 탄소포집을 목표로 차세대 통합 IGCC/CCS 플랜트를 위한 분리막 프로그램을 수행 중에 있고 고압 수성가스분리 막 반응기(WGS Membrane Reactor)의 모듈화를 서두르고 있다.

3.2.5 기타 방법

그 외의 방법으로 순산소연소와 하이드레이트(hydrate) 분리법이 CO₂ 분리·회수 방법으로 사용된다. 순산소연소는 화석연료를 고농도의 산소 하에서 연소시키면 고농도의 H₂O/CO₂가스가 배출되는데, 연소배기가스는 특별한 공정 없이도 단순히 냉각시킴으로써 고농도의 산소로 연소시켜 95% 이상의 고농도 CO₂를 배기가스로부터 분리·회수하는 방법으로 알루미늄 및 철강산업에 사용될 수 있으나 아직 상용화되지 못하고 있다. 하이드레이트 분리법은 CO₂ 하이드레이트 생성 조건을 만들어 분리하는 방법으로 고농도의 CO₂를 회수하는 방법이다.

이온액체(ionic liquid)를 이용하여 CO₂를 분리·회

수하는 방법은 온도나 압력변화의 물리적인 흡수·재생 메커니즘을 이용하는 간단한 공정이다. 재생에 의해 회수되는 CO₂도 상압가스가 아니라 격리저장에 유리한 액화탄산 또는 고압상태로서 회수된다. 이온액체의 다양한 분야에서 응용 연구가 활발히 진행 중이나 이온액체 그 자체가 가진 특수한 물성해명에 관한 연구는 아직 초기단계이다.

3.2.6 유기골격구조(MOFs)에 의한 CO₂ 포획

금속이온을 중심으로 비공유 전자쌍을 갖는 유기리간드(organic ligand)들이 3차원구조로 배위결합(coordination)을 하는 다공성물질인 금속-유기 골격체(MOF: Metal-Organic Frameworks)는 형성반응시에 중심금속은 다른 다공성물질들에 비해 비표면적이 넓고 기공(pore)의 기하학적 구조와 조성을 쉽게 조절할 수 있다. 유기물뿐만 아니라 용매분자들과도 배위결합할 수 있다.^[2] MOFs에 결합되어 있는 용매분자를 제거시키면 중심금속 배위자리에 열린 자리(open site)가 생긴다. CO₂ 분자는 이 열린 자리에 들어가고자 하는 강한 친화성을 가지며 결과적으로 중심금속이 빈 배위자리에 CO₂ 분자는 용이하게 포획된다. 풍부한 유허화합물과 강한 전기적 상호작용을 할 수 있기 때문에 MOF는 CO₂는 물론 유허화합물의 흡착제에 효과적으로 포획·제거할 수 있는 우수하고도 이상적인 재료가 될 수 있다. 금속-유기 골격체는 카르복실기(R-COO-)나 이미다졸기(C₃H₃N₂-) 등을 기반으로 금속에 배위할 수 있는 리간드를 합성하는 데 사실상 제한이 없을 뿐만 아니라 배위환경이나 전체 전하에 따라 다양하게 구조를 조절할 수 있다.^[2]

3.2.7 나노중공체(nano-hollow)구조의 물질에 의한 CO₂ 포획

나노중공체구조 화합물도 높은 CO₂ 흡착능력이 확인되었고 그 중에서 탄소나노튜브(CNT: Carbon Nano-Tubes)가 가장 유망하다. CO₂ 흡착제로 사용되는 CNT의 직경은 1~10 nm, 길이는 200~500 nm 정도이다. 규산리튬 나노결정입자들을 졸-겔(sol-gel) 방법으로 결합시킨 4~12 nm의 결정입자들에 대한 CO₂ 흡

착실험에서 610°C에서 최대 CO₂ 흡착용량이 5.77몰-CO₂/kg로 비교적 높은 CO₂ 흡착결과를 얻었다. 또한 나노크기의 CaO/Al₂O₃가 마이크로크기의 CaO/Al₂O₃에 비해 CO₂ 흡착용량이 높고 650°C에서의 최대 흡착용량이 6.02몰-CO₂/kg임을 밝혔다. CO₂에 대한 흡수 성능이 높고 반복사용하여도 열화하지 않으며 흡수/재생과정의 에너지소비량이 적기 때문에 매력적이다. 나노물질 흡착제의 주요단점은 복잡하고 비용이 많이 드는 제조공정이 필요하여 제조공정개선이 요구된다.^[3]

3.3 CO₂ 저장기술동향

3.3.1 지중저장

회수한 CO₂를 지표면으로부터 1 km 이상 깊이의 땅속에 저장하는 방법으로 그중 대수층주입은 불투수층/대수층구조로 이루어져 있는 지하대수층에 저장하는 방법으로 기대 저장용량도 가장 높다. 또한 EOR(Enhanced Oil Recovery)은 고갈된 석유층 또는 가스층에 CO₂를 주입하여 저장하는 방법이며, ECBM(Enhanced Coal Bed Methane Recovery)은 채광이 불가능한 석탄층 또는 Shall층에 각각 CO₂를 주입하여 저장하는 방법이다.

3.3.2 해양저장

해양저장기술로서 용해회석법은 파이프라인을 이용하여 해양에 CO₂를 용해·회석하는 방법으로써 선박에 의한 용해·회석, 얕은 바다(수심 200 m 정도)에 방류하는 방법, 수심 1,000~2,000 m의 중층지역에 방류하는 방법과 드라이아이스를 투입하여 회석하는 방법 등이 있다. 또 다른 심해격리저장법은 해저 약 3,000 m의 심해에 CO₂를 주입하여 해수보다 밀도가 큰 CO₂의 특성을 이용해 해저에 포섭화합물로 덮인 CO₂ lake를 형성하는 방법이다.

3.4 IGCC/CCS의 경제성

CO₂포획에 따른 플랜트 총 투자비의 증가는 Texaco (GE Energy) 20%, E-Gas 24%, Shell 29%로 증가하

<표 4> IGCC 대 IGCC/CCS 플랜트의 성능 및 운전비용 비교^{[4],[12]}

	IGCC Base Plant	IGCC/CCS
Gas turbine power (MWe)	464	464
Fuel gas expander (MWe)	8	6
Steam turbine power (MWe)	293	274
Total power produced (MWe)	765	744
Auxiliary power use (MWe)	-128	-191
Net power (MWe)	637	552
As-received coal feed (kg/h)	223,005	224,670
Net plant efficiency (% , HHV)	37.9	32.6
Total plant cost (\$/kW , 2007\$)	1,809	2,382
20 year levelized COE (¢/kWh, 2007\$)	7.80	10.3

는 것으로 나타났다. 전력비용은 위의 가스화기에 대하여 각기 19%, 29%, 24% 증가하고 있다. 미국 에너지청(DOE)의 국가에너지기술연구소(NETL)의 추정에 따르면 기존 IGCC플랜트에 CCS플랜트를 추가하면 발전단가(COE)는 최소 30%가 증가한다. 여기에 CO₂가스의 압축과 저장비용이 추가되어야 한다. 결국 20년 평균화한 COE는 각각 7.80과 10.3¢/kWh로 약 32% 상승한다. DOE의 R&D센터는 앞으로 고체산화물 연료전지(SOFC)기술에 의한 IGFC/CCS기술 또는 이온이동 막분리(ITM) 등의 선진화기술적용으로 COE를 전통적인 IGCC/CCS보다 20~30% 낮출 수 있다고 판단하고 있다.(표 4)^[4]

3.5 최신 CO₂ 산업적 활용기술

3.5.1 CO₂ 전환기술

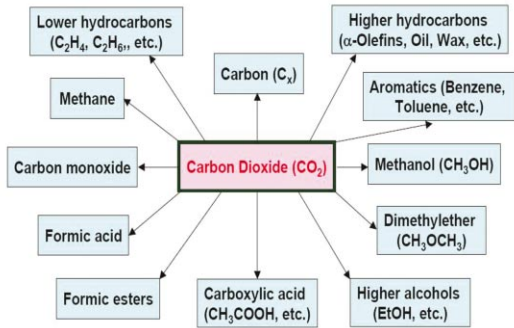
CO₂의 화학적 고정화는 실제로 가치가 높고, 분리공정이 비교적 용이한 경우의 실용화를 시작으로 응용범위는 점차 넓어질 것이다. CO₂의 산업적 활용에는 용제, 소화제, 발포제, 액체연료 등의 직접 이용과, 무기탄산염, 요소, 폴리카보네이트, 고분자 등의 화학제품 원료로서의 이용이 있다. 석유화학분야에서는 올레핀 가격의 급변동으로 MTO(Methanol To Olefin)의 상용

화는 탈석유기반의 매우 중요한 전략적 기초원료 생산의 의미에서 이용이 기대된다.

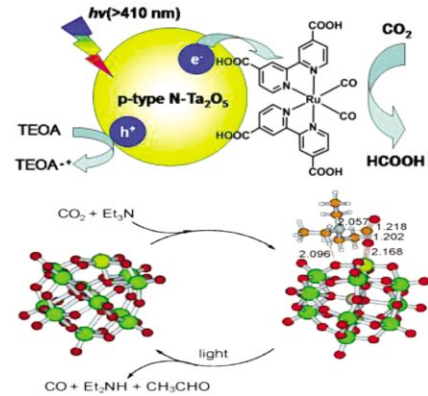
3.5.2 화학적 전환기술(그림 5)

화학적 전환기술로는 주로 CO₂의 개질, 환원, 수소첨가 또는 결합반응을 이용하며 플라즈마, 전기화학, 광화학, 초임계 CO₂ 등의 기술을 이용하며, 화학적 전환을 위해서는 고효율의 촉매개발이 중심기술이 되고 있다.

- CO₂ Reforming of methane for olefin synthesis
 - Dry reforming: $CO_2 + CH_4 \rightarrow 2CO + 2H_2$
 - Bi-reforming: $CO_2 + 3CH_4 + 2H_2O \rightarrow 4CO + 8H_2$
 - Tri-reforming: $CO_2 + 4CH_4 + 1/2O_2 + 2H_2O \rightarrow 5CO + 10H_2$
- CO₂ Hydrogenation for alcohol (Minimum expense of H₂)
 - $CO_2 + H_2 \rightarrow HCOOH$
 - $CO_2 + 3H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O$ (One of the best hydrogen storage)
 - $CO_2 + 3H_2 \rightarrow 1/2CH_3CH_2OH + 3/2H_2O$



[그림 5] 화학적 CO₂ 전환기술^[12]



[그림 6] 광합성 CO₂ 전환기술^[12]

- $CO_2 + 7/2H_2 \rightarrow 1/2CH_3C_3 + 2H_2O$ (Methanol is a raw material for C1 chemistry)

• CO₂ Liquid fuel

- $CO_2 + 3FeO + H_2O \rightarrow Fe_3O_4 + CO + H_2$ (CO + H₂ 분리)

- $nCO + 2nH_2 \rightarrow C_nH_{2n} + 1/2O_2$ (Liquid fuel product)

3.5.3 광합성 전환기술(그림 6)

광합성 기술은 세균, 조류 등 광합성미생물을 이용하여 CO₂를 고정함과 동시에 유용물질재자원화, 태양 에너지를 이용해서 CO₂로부터 생분해성 플라스틱원료 생산방법이다. 고효율 CO₂ 고정화를 위한 신규 미생물 개발 및 식물이 가진 광합성능력의 강화가 중심기술이 되고 있다.^{[11],[12]}

3.5.4 CO₂의 메탄올 합성 및 액체연료화 기술

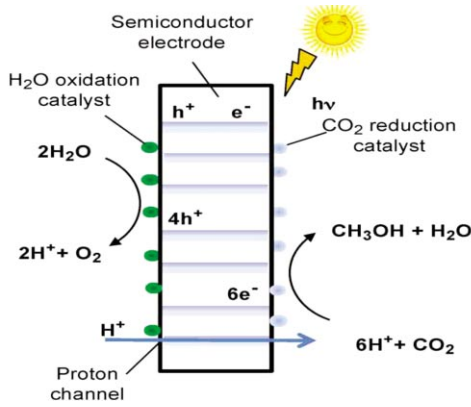
CO₂로부터 메탄올의 합성이나 액체연료의 제조는 대규모의 산업적 CO₂ 활용기술로 그 실용화가 가장 활발하며 전망이 높은 기술이다. CO₂는 매우 안정된 물질이므로 CO₂의 화학적 전환에는 상당한 에너지의 투입, 효율적인 반응조건과 활성 높은 촉매가 필요하다. CO₂ 전환반응은 거의 흡열반응이다. 생성물과 반응물의 Gibbs 자유에너지의 차가 결국 화학반응을 구동한다.

CO₂ 연료전환의 주요 경로는 CO₂ 개질이다. CO₂의

C-O 결합을 깨뜨려 CO를 생산하는 것이다. 이렇게 얻은 합성가스(CO/H₂)는 화학제품이나 깨끗한 연료로 전환될 수 있으며 이것은 CH₄ 수증기 개질과 CO₂ 개질공정이 비교된다. 수증기 개질은 이미 전 세계적으로 대규모 가스 공업과 비료 제조에 사용되고 있다. 두 반응 모두 흡열반응이고 CH₄ 몰 당 200 kJ 이상의 에너지가 필요하다. CO₂의 직접분해보다는 수소를 이용한 역 수증기-가스 전환반응(RWGS: Reverse Water-Gas Shift)으로 CO₂의 CO 전환이 응용된다.

고체산화물 전기분해 셀(SOEC: Solid Oxide Electrolysis Cells)스택의 단위 전극 면적 당 투자비는 대규모에서 저온알칼리 및 최신 알칼리 전기분해기 스택과 거의 같을 것으로 추정되고 H₂/CO 생산율은 훨씬 더 높아 더 낮은 투자비가 기대된다. 나가서 고체산화물 전기분해기 셀은 H₂O와 CO₂의 공동 전기분해를 통하여 합성가스를 직접 생산함으로써 CO₂ 재순환 연료생산 공정의 역 수증기-가스 전환 반응기의 필요성을 제거한다.

CO₂를 연료로 전기촉매에 의해 환원하는 방법은 반응에 필요한 전자와 양자가 재생자원에서 공급되어야 지속가능하다. 물의 광분해로 전자와 양자를 생산하는 태양광 이용을 들 수 있다. 따라서 광-음극(물 분해용)을 전기 촉매(CO₂ 환원용)를 광전기 촉매기술(PEC: Photo-Electro-Catalytic)에 통합시켜야 장비가 효율적이 된다. 이는 PEM 연료전지와 매우 흡사하며 이 시



[그림 7] CO₂ 환원을 위한 광촉매 모델^[12]

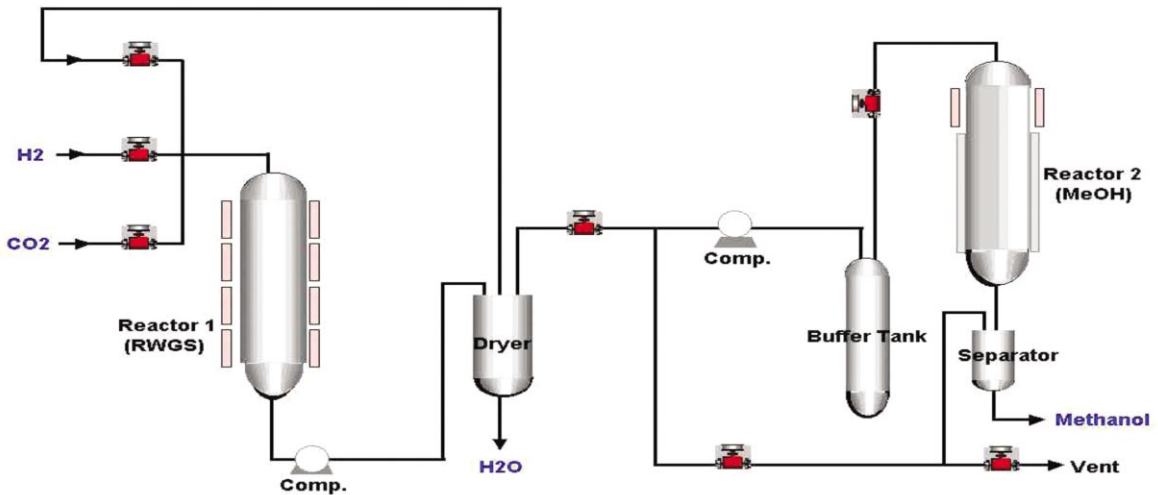
스텝의 최근에 보인 큰 기술적 발전을 효율적으로 이용할 수 있다.^[11](그림 7)

Sayama와 Arakawa는 ZrO₂ 촉매 상에서 자외선 복사로 물의 광-촉매적 분해와 CO₂의 CO로 환원을 보고하였다. H₂와 O₂발생 속도는 Na₂CO₃와 NaHCO₃를 첨가하면 증가한다. Anpo 등의 연구는 Y-제올라이트 기공에 이온교환 방법으로 고정된 산화티타늄이 328 K에

서 기체상의 CH₃OH 형성의 높은 선택성과 함께 H₂O와 CO₂환원에 고도의 광-촉매 반응성을 보여주었다.^[11]

합성가스 또는 메탄올을 중간형성체로 하여 CO₂로 탄화수소를 만들 수 있다. 이 때 가벼운 알칸의 생산을 위한 것은 Fischer-Tropsch 합성이다. CO 대신 CO₂를 쓰고 촉매조성이 가벼운 알칸생산의 최대화에 맞추어진 다. RWGS 뒤에 FT가 따르거나 메탄올의 단계 뒤에 올레핀으로 변환 단계가 따른다. 다른 경로는 고온(열-화학적 또는 태양열)에서 CO₂의 CO로 환원 또는 분해인데 그 뒤에 CO/H₂의 FT 반응이 따른다. RWGS 반응으로 생성된 CO는 더 수소화하여 메탄올을 만든다.(그림 8)

메탄올을 이용하여 디젤 대체물이며 청정연료인 디메틸에테르(DME)를 생산할 수 있다. DME는 CH₃OCH₃로 표시되는 가장 간단한 에테르이다. 일부 용제 또는 프레온 대체물의 냉매로도 사용되고 있으나 DME의 환경 특성 등이 확인된 뒤 스프레이용 분무제로도 사용되고 있다. DME는 금속을 부식하지 않고 디젤용 경유와 거의 같은 온도에서 발화하며 특히 세탄가(55 이상)가 높은 장점이 있다.^[11]



[그림 8] CO₂로부터 메탄올 합성 Camere 공정^[12]

4. IGCC/CCS 플랜트의 전망

경제성장과 기후변화 완화의 정책을 동시에 달성하기 위해서는 현재까지는 원자력발전이 여러모로 유리하였다. 그러나 원자력 발전은 방사선평기물의 처리와 핵확산 및 안전상의 위험성을 동시에 해결해야 하는 부담을 가지고 있다. IGCC/CCS 플랜트가 원자력발전의 확대를 감소시킬 것으로 기대하고 있으나 아직은 그 효과는 그다지 크지 않다. 그러나 국가별 에너지전략이나 친환경정책의 추세로 볼 때 장기적으로는 IGCC/CCS 기술이 원자력발전을 추월할 수밖에 없을 것으로 판단한다.

현재까지의 연구에 따르면 IGCC/CCS 플랜트 단독으로는 전통적인 가스화기술과 탄소포집기술(CCS)에 비해 거의 6% 포인트의 효율증대가 가능하여 38% (HHV)의 효율을 얻을 수 있을 것으로 보고하고 있다. 또한 더운 가스청소 및 ITM 공기분리기술과 합성가스 터빈의 기술개발과 같은 선진화된 기술에 의해 600\$/kW 이상의 투자비 감소를 기대하고 있다. 이러한 국제적 추세에 맞추어 특히 세계 7위로 석유 의존도가 높은 우리나라는 원자력발전과 함께 IGCC/CCS의 기술개발과 기술자립이 시급하고 세계에너지 플랜트시장을 준비할 필요가 있다.

5. IGCC/CCS 플랜트의 발전 방향

저가의 수소제조공정, 이온이동막 분리(ITM)에 의한 공기분리, 효율적인 가스정제 공정, 폐열회수의 고효율화, 발전 효율증가와 수소 터빈의 진보된 기술 등에 의한 동력생산 분야에서 적어도 800\$/kW 이상의 자본비용 감소를 이루어낼 수 있을 것으로 추산한다. 더욱이 연료전지 기술과 연계되고 값싼 바이오원료의 활용을 통해 더불어 종래의 IGCC/CCS에 비하여 24%의 공정 효율 증가를 통한 열효율에서 IGFC/CCS는 56.3% 이상의 효율을 이룰 수가 있다.

앞으로의 IGCC/CCS의 장기적 발전 방향으로서는 낮은 발열량의 석탄은 물론 중질유, 바이오매스, 산업폐기물, 도시폐기물 등과 함께 다양한 재생 탄소원료를 사용하는 연료 다양화 가스화기술(Fuel-flexible gasification)

이 필요하며 아울러 단기적으로는 첨단 연소시스템(Advanced combustion system), 이동층 고온가스 필터 및 세라믹 캔들 필터 등의 새로운 장치개발, 고온 열교환기 재료와 가스화 반응기의 내화재료와 고효율의 촉매개발, 하이브리드 CCS 등 투자비는 물론 운전비용과 발전단가를 더욱 줄일 수 있을 것으로 보인다. 더욱이 CO₂ 고정화기술의 활용으로 고부가가치의 탄화수소 제품화를 서둘러 IGCC/CCS 발전단가를 더욱 낮출 뿐만 아니라 CO₂ 제로 배출에 도전해야 할 것이다. 아울러 우리나라의 석탄가스화 복합발전기술의 자립을 통한 국제 플랜트시장 개척을 서둘러야 할 것이다.

참고문헌

1. Ronald W. Breault, 2010, "Gasification Processes Old and New: A Basic Review of the Major Technologies", *Energies*, 3, pp. 216-240.
2. A. Dzubak, 2012, "Ab initio carbon capture in open-site metal-organic frameworks", *Nature Chemistry*, 4, pp. 810-816.
3. Zhi Hua Lee, et al., 2012, "Post-combustion carbon dioxide capture - Evolution towards utilization of nanomaterials", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, pp. 2599-2609.
4. Emanuele Martelli et al., 2009, "Comparison of coal IGCC with and without CO₂ capture and storage", *Energy Procedia* 1, pp. 607-614.
5. P. Mondal et al., 2011, "Syngas production through gasification and cleanup for downstream applications - Recent developments", *Fuel Processing Tech.*, 92, pp. 1395-1410.
6. Werner Renzenbrink et al., 2009, "RWE's 450 MW IGCC/CCS Project-Status and Outlook", *Energy Procedia* 1, pp. 615-620.
7. Jesper Ahrenfeldt, et al., 2013, "Biomass gasification cogeneration - A review of state

- of the art technology and near future perspectives”, Thermal Engineering, 50, pp. 1407-1417.
8. Nicolaos G. Tsakomakas, et al., 2012, “An economic comparison assessment of lignite and biomass IGCC power plants”, Thermal Engineering, 38, pp. 26-30.
 9. Julianne M. Klara, 2010, “The potential of advanced technologies to reduce carbon capture costs in future IGCC power plants”, International Journal of Greenhouse Gas Control, 4, pp. 112-118.
 10. Shell International Research Maatschappij B.V., 2011, “Process to Prepare a Hydrogen Rich Gas Mixture” WO 000792 A2, pp. 1-17.
 11. 김제설, 2011, “CO₂ 액체연료화 기술동향”, KISI.
 12. 정광덕, 2011, “전환기술의 개념 및 동향”, 한국과학기술연구원, 청정에너지연구센터.
 13. US DOE third gen. IGCC Pitt., 2009, coal conf..
 14. J.M. Klara, 2009, Energy Procedia 1, pp. 3827-3834.
 15. 2011, 석탄가스복합화력(IGCC)-세계시장을 선점하자, 엔지니어링뉴스.
 16. www.scienceall.com/issue/sciencelibrary.
 17. 2011.5.17, www.igcc.or.kr, 그린에너지 전략 로드맵. 