

## 바이오가스를 이용한 가스화기 운전 방안

이중원<sup>†</sup> · 주용진 · 정재화 · 박세익 · 김의식

한국전력공사 전력연구원 사업화기술개발실

### The Gasifier Operation Method using Bio Gas

JOONGWON LEE<sup>†</sup>, YONGJIN JOO, JAEHWA CHUNG, SEIK PARK, UISIK KIM

Technology Commercialization Office, KEPCO Research Institute, 65 Munji-Ro, Yuseong-Gu, Daejeon, 305-760, Korea

**Abstract** >> The integrated gasification combined cycle (IGCC) system is well known for its high efficiency compared with other coal fueled power generation system. The aim of this study is to confirm the feasibility of using bio gas in coal feeding system and syngas recirculation system. The effects of using bio gas in the gasifier on the syngas composition were investigated through simulations using the Aspen Plus process simulator. It was found that these changes had an influence on the syngas composition of the final stream and bio gas can be used in a gasifier system.

**Key words** : Coal gasification(석탄가스화), Bio gas(바이오가스), Gasifier(가스화기), ASPEN Plus(아스펜 플러스)

### 1. 서 론

석탄, 바이오매스 등의 에너지 원료를 고온·고압 조건에서 반응 당량 이하의 산소(O<sub>2</sub>), 수증기(H<sub>2</sub>O)를 이용하여 불완전 연소시켜 일산화탄소(CO)와 수소(H<sub>2</sub>)가 주성분인 합성가스를 생산(가스화)하는 공정을 거쳐, 복합발전 시스템을 통해 전력을 생산하는 것을 석탄가스화복합발전(IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle)이라 한다. 현재 국내에는 태안에 IGCC 공정이 건설 중에 있으며, 광양에 가스화기를 사용하여 SNG(합성 천연 가스, Synthetic Natural Gas)를 생산하는 플랜트가 포스코 주도하에 건설 중이다. 이 외에도 남부발전의 하동, 삼척 등에서 SNG

생산 설비를 구축하기 위한 작업들이 활발하게 진행되고 있다<sup>1,2)</sup>.

석탄가스화 복합발전의 경우 다양한 공정이 융합된 에너지 전환기술이다. 석탄으로부터 전기뿐만 아니라 수소, 액화석유까지 만들어 낼 수 있어 여러 분야에 다양하게 활용 가능하다. 석탄가스화복합발전 시스템은 CCS(Carbon Capture Storage)와 결합 시 이점이 있어 환경문제에 대한 해결도 유리하여 차세대 에너지 기술로 주목받고 있다. 특히 에너지원의 많은 부분을 수입에 의존하는 우리나라의 현실에 있어 반드시 필요한 기술 중 하나이다.

태안에 건설 중인 셸(Shell) 타입의 가스화기나 우데(Uhde)의 가스화기의 경우 분류층, 건설투입 기법을 사용하며, 합성가스 냉각기(Syngas Cooler)를 사용하는 특징이 있다.

건설 투입 방식이란, 탄종에 따라 차이는 있으나

<sup>†</sup> Corresponding author : joongwonlee@kepcoco.kr

[ 접수일 : 2013.6.5 수정일 : 2013.6.28 게재확정일 : 2013.6.30 ]

Copyright © 2013 KHNES

주로 사용되는 유연탄의 경우 2% 이내로 건조하여 고압의 이송용 질소가스를 이용하여 가스화기로 공급하는 것을 말한다. 사용되는 탄종에 따라 수분함량이나 조성이 다르기 때문에 건조에 필요한 에너지가 크게 달라진다. 실제 플랜트에서는 이를 건조하기 위해 가스화기에서 생성된 합성가스의 1~10%정도가 사용된다.

분류층 가스화기 내에서 생산된 합성가스는 미세한 분진인 비회(Fly Ash)를 부산물로 포함하고 있으며, 약 1250~1600°C의 합성가스를 생산한다. 합성가스에 포함된 비회의 경우 회용점이 1000°C 이상이 되어 합성가스를 900°C 정도로 냉각하여 합성가스 냉각기에 공급하지 않으면 점도가 높은 특징으로 인해 장비에 비회 성분이 녹아 붙게 된다. 이는 합성가스 이동 통로를 좁게 만들거나 막히게 하여 문제를 야기한다. 이를 해결하기 위하여 비회를 포함하지 않는 후단의 정제된 합성가스(약 250°C)를 재순환하여 혼합시킴으로써 합성가스 냉각기를 나가는 합성가스의 온도를 900°C이하로 냉각하여 운전하고 있다.

이러한 정제된 합성가스의 사용은 전체 플랜트의 효율을 감소시키며 장비 용량의 최적화를 이루지 못하는 단점을 가지고 있다.

이러한 문제의 해결을 위해 바이오 가스를 이용하는 방식에 대해 살펴보고자 한다. 바이오 가스를 사용하는 경우, RPS(신재생에너지 공급의무화, Renewable Portfolio Standard)의 일부를 만족시킬 수 있어 탄소 배출권 거래제도 하에서 이익 창출이 가능할 것이다.

본 연구에서는 ASPEN Plus를 이용한 기본 모델링을 바탕으로 바이오 가스를 사용하여 가스화기를 운전하는 방안의 적용 가능여부와 효율 면에 있어 유리한 점이 있는지 살펴보았다.

## 2. 이론적 배경

### 2.1 석탄 건조 및 이송 공정

석탄을 연료로 사용하는 가스화기는 일종의 고온

고압의 반응기이며, 운전온도 및 유동방식에 따라 크게 고정층(moving-bed), 유동층(fluidized-bed), 분류층(entrained-flow) 가스화기로 분류된다.

상업용으로 널리 사용되고 있는 분류층 가스화기 중 건식타입가스화기에 주로 사용되는 유연탄의 경우 건조하여 고압의 이송용 질소가스를 이용하여 가스화기로 공급한다<sup>3)</sup>.

종래의 건조공정은 가스화기에서 생산된 합성가스의 분진과 산성가스를 제거한 청정 합성가스의 일부를 추출하여 연소기에서 공기와 연소시켜 고온의 배기가스를 이용하여 석탄을 건조시키는 과정을 통해 이루어진다<sup>4)</sup>.

건조가 완료된 석탄 이송에 사용되는 질소의 경우, ASU(Air Separation Unit)를 통해 대기 중의 공기를 초저온 상태(-180°C 이하)에서 비등점 차이로 분리하는 심냉법을 주로 사용하고 있다<sup>3)</sup>. 이를 통해 분리된 산소는 가스화기 내에 산화제로 사용이 되고, 질소의 경우 석탄 이송용이나 기타 공정에 사용된다. 질소의 경우, 가스화기 내에 공급되는 경우 NO<sub>x</sub>를 발생시킬 수 있다. 다음은 Thermal NO<sub>x</sub>의 생성 메카니즘이다<sup>4)</sup>.



### 2.2 합성가스 냉각기 내 합성가스 재순환

상업용으로 널리 사용되고 있는 분류층 가스화기의 생성가스의 온도는 약 1,250~1,600°C에 이른다. 이러한 조건하에 가스화기 내에서 원료인 석탄을 가스화하고 남은 비회(ash)가 용융상태로 가스화기벽면을 따라 하부로 흘러 배출되며 일부가 합성가스와 함께 배출된다. 하부로 배출되는 용융된 비회를 슬래그(slag)라 부르며, 가스화기에서 생성된 고온의 합성가스는 다양한 오염물질(분진, 황 등)을 포함하고 있어 연료로 사용되기 전에 정제과정을 거쳐야 한다. 후단의 정제공정은 생성된 가스온도보다 훨씬 낮은 온도에서 운전되므로 불가피하게 합성가스의 온도를

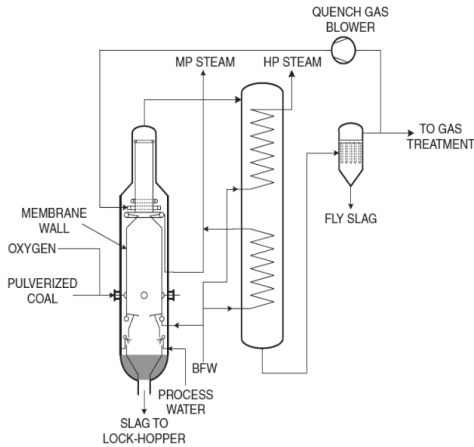


Fig. 1 The Shell Coal Gasifier<sup>3)</sup>

낮추어야 하며, 이러한 과정에서 열을 흡수하여 에너지 효율을 높이기 위해 가스화기 출구에 열을 회수할 수 있는 열교환기인 합성가스 냉각기를 설치하여 운영하고 있다. 그러나 가스화기에서 생성된 고온의 합성가스에는 용융상태의 비회를 포함하고 있어 회재 용융점(약 900℃)이하로 냉각하지 않고 열교환기에 들어가는 경우 점착성 고체상 분진이 열교환기 유로에 달라붙어 운전상의 문제를 야기한다. 이러한 문제점의 해결을 위해 고온의 가스화기에서 발생하는 합성가스를 냉각하기 위해 여러 가지 방법이 사용되고 있다<sup>3)</sup>.

그 중 대표적인 것이 Shell 타입의 가스화기이다. Fig. 1와 같이 합성 가스 냉각기에서 냉각된 합성가스(약 250℃)를 가스화기 출구로 재순환하여 가스화기에서 나오는 고온의 합성가스와 혼합하여 비회의 용융점이하로 낮추는 방식이 널리 사용되고 있다. 이러한 방식에서 대량의 가스를 재순환하기 위해 재순환 압축기가 필요하다. 하지만 많은 소요동력이 요구되어 플랜트 효율이 감소된다<sup>3),4)</sup>.

**2.3 바이오 가스(Bio Gas)**

국내 연간 생산되는 바이오가스의 양은 약 200만 톤이며, 대부분 축산분뇨, 농산부자재, 유기성 산업 폐기물로부터 생산된다. 이는 국내 소비 도시가스의

Table 1 Bio gas Composition<sup>5)</sup>

Gas	Composition(%)	
	CH <sub>4</sub>	
CO <sub>2</sub>		25~45
CO		0~0.3
N <sub>2</sub>		1~5
H <sub>2</sub>		0~3
H <sub>2</sub> S		0.1~0.5
O <sub>2</sub>		Traces

약 10% 수준이다. 현재 바이오 가스의 경우 정제를 위한 전처리 작업에 대한 기술 개발이 활발히 진행 중이다. 또한 바이오 가스의 경우 대량 생산에 대한 어려움과 이송, 저장 등에 대한 문제 해결이 필요하다. 바이오 가스의 대략적인 조성은 아래 Table 1과 같다<sup>5)</sup>.

**2.4 신재생에너지 공급의무화(RPS)**

일정 규모 이상의 발전사업자에게 총 발전량 중 일정량 이상을 신재생에너지 전력으로 공급토록 의무화하는 제도로서, 미국, 영국, 이탈리아, 스웨덴 등에서 시행중인 제도이다<sup>6)</sup>.

공급의무자의 범위를 살펴보면, 설비규모(신재생 에너지 설비 제외) 500MW 이상의 발전사업자 및 수자원 공사, 지역 난방공사가 해당된다. 공급 의무량의 20% 이내에서 차년도로 연기가 허용되며, 2014년까지는 의무공급량의 30%까지도 허용한다. 또한 공급 의무량 미 이행분에 대해서는 과징금이 부과되고 신재생 에너지별 공급인증서의 가중치를 설정하고 있다. 바이오 에너지의 공급인증서 가중치는 1.0이며, 목질계 바이오매스 전소 발전의 경우 1.5이다<sup>7)</sup>.

이러한 제도의 도입은 온실가스 감축을 통한 기후변화 대응이나 신재생에너지 산업발전을 통한 녹색성장 그리고 부존에너지 활용을 통한 에너지 안보에 이바지할 수 있다.

### 3. 시뮬레이션 결과

#### 3.1 바이오 가스 사용 공정

석탄 건조용으로 사용되는 합성가스, 이송용 기체로 질소(N<sub>2</sub>) 사용 그리고 정제된 합성가스의 재순환 등으로 앞서 언급한 바와 같이 용량 및 효율의 감소와 NO<sub>x</sub> 생성 등의 문제점을 가지고 있다.

이러한 문제점의 해결을 위해 재순환 되는 합성가스와 석탄 이송용 가스를 바이오 가스로 대체하여 운전하는 방식을 검토하고자 한다. 아래 Fig. 2에서 보듯이 재순환가스와 석탄 이송에 사용되는 질소 가스를 바이오 가스로 대체하여 운전하고자 하는 것이다<sup>8)</sup>.

우선, 석탄 이송용 가스로 약 300°C 가량의 바이오 가스를 사용하게 되면 석탄 내 수분을 건조시킬 수 있고, 기존 가스화기에서 요구되는 것보다 체류시간을 줄일 수 있는 장점이 있다. 비록 반응속도가 느린 반응이지만 다음과 같은 반응이 일부 발생할 수 있다.



최근에는 이송가스로 이산화탄소(CO<sub>2</sub>)를 이용한 기술 및 메탄올을 이용한 습식 투입 방법 또한 개발되고 있다. 또한 바이오 가스는 이송 전 반응 뿐만 아니라 가스화기 내에서 기존 가스화반응과 더불어 반응이 진행되어 수소(H<sub>2</sub>), 일산화탄소(CO), 수증기(H<sub>2</sub>O)의 형태로 변하게 된다.

또한, 가스화기 후단에 바이오가스를 투입하게 되면 기존 정제된 합성가스를 이용하여 합성가스의 온도를 낮추었던 역할을 할 뿐만 아니라, 바이오가스가 가진 자체의 열량을 이용하여 후단의 공정에 사용이 가능하다. 또한 바이오가스가 합성가스의 열을 흡수하여 반응이 일어나게 되어 원하는 결과(CO<sub>2</sub> 감소, CO, H<sub>2</sub> 증가)를 얻을 수 있는 장점이 있다. 바이오가스의 경우 고온에서는 분해가 되어 CO, H<sub>2</sub>의 양이 증가하고 CO<sub>2</sub>가 감소하는 특징을 가지고 있다. 하지만, 이러한 경우 문제가 되는 것이 기존 합성가스 보다 메탄가스(CH<sub>4</sub>)와 CO<sub>2</sub>의 비율이 높아진다는 것이

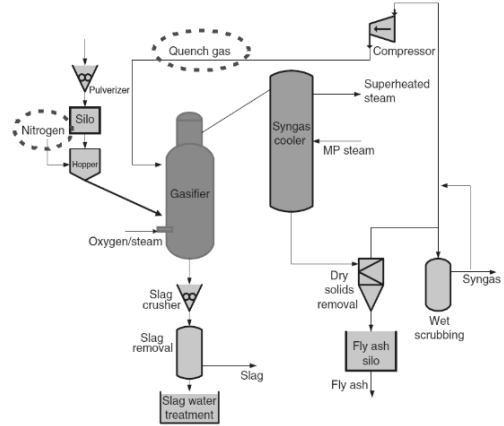


Fig. 2 Flow diagram using Bio gas

다. 하지만 가스화기를 이용한 SNG 생산 공정의 경우 메탄가스(CH<sub>4</sub>)가 주성분인 합성천연가스를 만드는 공정이다. 기존 합성가스 대비 과량으로 존재하는 메탄가스(CH<sub>4</sub>)의 경우 기존 산성가스 제거(Acid Gas Removal) 공정을 통해 따로 분리가 되지 않고 후단 공정인 SNG 합성공정으로 진행이 되게 되므로, 최종 생성물인 SNG 생산에 문제가 되지 않는다.

이러한 운전방법을 SNG 생산 뿐만 아니라 IGCC 적용함에 있어서도 특별히 이산화탄소 포집을 고려하지 않는 경우에는 이점이 있다. 하지만, 이산화탄소 포집이 고려된 경우 메탄가스(CH<sub>4</sub>)의 물리흡착제에 대한 흡착 비율이 이산화탄소 대비 ~25% 정도이기 때문에 이산화탄소 분리능이 떨어질 뿐만 아니라 에너지 손실이 발생할 수 있다. 본 기술은 가스화기를 이용한 SNG 합성공정이나, CCS(Carbon Capture Stroage)를 포함하지 않는 IGCC 공정에 더욱 유리하게 사용이 가능할 것이다.

바이오 가스를 투입하여 최종 가스화기 후단의 조성을 측정 및 가스화기 상부의 온도를 예측하고 투입량을 결정하는 제어로직은 되먹임 제어(Feedback Control) 방식으로 간단하게 구현이 가능하다. 이산화탄소 함량이 높아지는 경우 혹은 상부 온도가 높은 경우에 산화제인 산소(O<sub>2</sub>)의 투입량을 감소 시켜 연소반응을 억제하고 가스화 반응이 진행되도록 하는 방식을 적용하는 것이 가능하다.

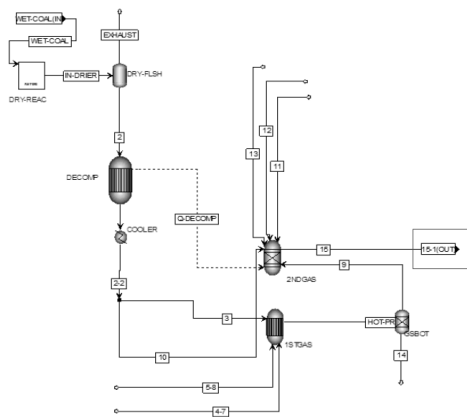
### 3.2 바이오 가스의 이송용 가스 사용 영향 분석

본 모델링에 사용된 기초 정보는 다음 Table 2와 같고, 공정도는 Fig. 3과 같다.

ASPEN Plus 모사에 있어, 미분탄 건조 공정은 Rstoich model을 이용해 수행하고, Ryield model을 통해 석탄의 열분해 모사하였다. 이후 가스화반응영

**Table 2** Feed analysis

Type	Composition (%)	
Proximate Analysis	Moisture	5
	Volatile Material	28
	Fixed Carbon	52
	Ash	15
Ultimate Analysis	C	82
	H	5.1
	N	1.7
	O	10.3
	S	0.9



**Fig. 3** ASPEN Plus Modeling

**Table 3** Comparison of modeling result

(Unit: mole fraction, %)

Component	Using N <sub>2</sub>	Using Biogas
N <sub>2</sub>	18.7	Trace
H <sub>2</sub>	21.5	39.1
CO	40.5	38.3
CO <sub>2</sub>	8	12.2
CH <sub>4</sub>	0.8	6.6

역을 RGibbs model로 모사하였다<sup>9)</sup>.

바이오 가스 사용에 따른 영향분석에 사용된 ASPEN Plus 모델의 경우, 석탄 건조(Drying)공정을 거쳐 수분을 제거하여 가스화기(2단으로 구성)를 거쳐 합성 가스를 생성하도록 구성되어 있다.

여기에서 이송용 가스의 흐름은 5, 12번 스트림이다. 가스화기의 이송용 가스에 대하여 기존 이송용 가스인 질소(N<sub>2</sub>)를 CH<sub>4</sub>(60%), CO<sub>2</sub>(40%) 몰비율로 변경하여 가스화기 출구의 조성을 비교하여 보았다. 바이오 가스를 이용한 결과는 Table 3과 같다.

이송용 가스로 사용된 바이오 가스 중 메탄가스의 경우 가스화기에서 반응이 진행되어 CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>로 변하게 되고, 이산화탄소의 경우 여러 가지 반응 경로를 통해 잔존하거나 일부는 일산화탄소로 변하게 되며 이산화탄소 양은 소량 증가하게 된다.

### 3.2 합성가스 냉각기 내 합성가스 재순환

합성가스 냉각기 전단에서 가스화기에서 생성된 합성가스와 정제되어 재순환되는 합성가스가 합하여 지는 경우 공정조성의 변경없이 온도의 변화만 있다<sup>10)</sup>. 이러한 내역은 CO<sub>2</sub>의 양이 미량인 경우에 대해 시뮬레이션 결과와도 일치한다.

하지만 CO<sub>2</sub>의 양이 많은 바이오가스를 합성가스 냉각기 전단에 투입하는 경우에는, 체류시간에 따라 다르겠지만 반응이 발생하여 CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>의 양이 줄고 H<sub>2</sub>와 CO의 양이 증가함을 알 수 있다. 이를 모델링 하기 위해서는 체류시간을 고려하여 모델링을 수행 하여야 하나 본 연구에서는 그 경향을 파악하기 위

**Table 4** Modeling results using biogas

(Unit : kmol/hr)

Component	After Gasifier (A)	Bio gas (B)	After mixing (A) + (B)
H <sub>2</sub>	4656.6	0	5166.7
CO	10746.0	0	13208.8
CO <sub>2</sub>	716.4	2969.2	1966.0
CH <sub>4</sub>	0	4453.8	3710.6
H <sub>2</sub> O	0	0	976.3

하여 단순하게 Gibbs 반응기를 이용하여 모델링하여 경향을 파악 하였다. 그 결과는 아래 Table 4와 같다. 본 모델링에서 사용된 가스화 출구의 온도는 1400°C이며, 바이오 가스의 온도는 250°C이며, 반응기 출구의 온도는 900°C로 고려하였다.

#### 4. 결 론

상기 시뮬레이션 결과를 통하여 본 연구를 통해 활용하고자 하는 두 가지 방안, 바이오가스의 이송가스로의 사용과 재순환 가스로의 사용은 기술적으로 적용 가능할 뿐만 아니라 바이오가스의 CH<sub>4</sub>와 CO<sub>2</sub>가 추가적으로 CO, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O로 변하게 되어 기존의 바이오가스가 가진 열량보다 더 높은 열량을 갖게 되는 운전 방안이다. 결국 손실이 불가피하던, 냉각이 필요하여 합성가스를 재순환하였던 공정의 열원을 바이오가스의 열량을 높이는데 사용이 가능함을 알 수 있었다. 이는 기존의 가스화기 운영방안보다 에너지 효율을 증가시키는 결과를 가져올 수 있다. 또한 H<sub>2</sub>O의 생성은 후단 수성가스화(Water Gas Shift) 반응을 위한 증기 포화단계에서 추가적으로 스팀을 공급하는 데 사용되는 에너지를 줄일 수 있다.

#### References

1. Joongwon Lee, Miyeong Kim, Junhwa Chi, Simoom Kim, Seik Park, "A Study of Coal Gasification Process Modeling", Trans. of the Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 21, No. 5, 2010, pp. 425-434.
2. Joongwon Lee, Uisik Kim, Kyungho Ko, Jaehwa Chung, Jinpyo Hong, "Comparison of Quench Methods in The Coal Gasification System with Carbon Capture", Trans. of the Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 23, No. 3, 2012, p. 285-292.
3. Higman C., Van der Burgt M., "Gasification", 2nd, 2003.
4. David A. Bell, Brian F. Towler and MaoHong Fan, "Coal Gasification and its Application", 1st, 2011.
5. Young-Kwan Lim, Joung-Min Lee, Choong-Sub Jung, "The Status of Biogas as Renewable Energy", Appl. Chem. Eng., Vol. 23, No. 2, 2012, pp. 125-130.
6. Soo-Jin Lee, Sun-Jin Yun, "Theory and Practice of Renewable Portfolio Standards: Based on an Analysis of Nations with RPS", Korea Environmental Policy and administration Society, Vol. 19, No. 3, 2011, pp. 79-111.
7. [http://www.energy.or.kr/knrec/12/KNREC120700\\_02.asp](http://www.energy.or.kr/knrec/12/KNREC120700_02.asp)
8. Joongwon Lee, Uisik Kim, Seik Park, Simoom Kim, Jinpyo Hong, "Gasifier system and producing method for syngas thereof", Patent application, 10-2012-0104647, 2012.
9. ASPEN Technology, Inc. "ASPEN Plus Model for Entrained Flow Coal Gasifier" V7.2, <http://support.aspentech.com>
10. James B. Black; "Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants, Volume 3a : Low Rank Coal to Electricity : IGCC Case", 2011.