

## 공급원료에 따른 IGCC 플랜트 운전특성에 대한 전산해석 연구

심 현민<sup>1)</sup>, 김 형택<sup>2)</sup>

### The Simulation Study of Operating Characteristics of IGCC Power Plant with Various Feedstock

Hyun-min Shim<sup>1)</sup>, Hyung-taek Kim<sup>2)</sup>

**Key words** : IGCC(석탄가스화복합발전), Feedstock(공급원료), Gaisification(가스화), ASPEN

**Abstract** : 가스화기술은 화석연료에 의한 기존의 화력발전기술을 대체할 수 있는 차세대 발전기술로 여겨지고 있어 전 세계적으로 기술개발은 물론 상용 플랜트를 앞 다투어 도입 건설 중에 있다. 현재 국내에서도 2014년까지 실증플랜트 완공에 매진을 가하고 있는 실정이다. 가스화기술은 온실가스인 이산화탄소를 동시에 감축하면서 전력뿐만 아니라 수소, DME, 화학원료와 같은 2차 고급 에너지를 생산할 수 있다는 장점을 가지고 있다. 이 연구에서는 ASPEN plus를 이용하여 다양한 원료 공급에 따른 300 MW급 IGCC 플랜트에 대한 운전 특성을 알아보려고 하였다. 가스화기에 공급되는 원료는 석탄(역청탄), 중질유(납사, 병커C유) 등으로 구분해 고려하였으며, 가스화 플랜트 해석모델에 대한 성능을 평가하기 위하여 해외에서 운전 중인 상용 IGCC 플랜트에 대한 운전자료와 상대오차로 비교 산출해 검증하였다. 그 다음으로 가스화(gasification)공정, 산가스 제거(acid gas removal)공정, 복합발전 공정(combined cycle)등과 같은 IGCC 플랜트를 구성하고 있는 각각의 단위공정에 대한 운전 특성에 대한 해석결과를 확인하였다. 해석 결과를 바탕으로 가스화기의 냉가스 효율(cold gas efficiency)과 탄소 전환율(carbon conversion), 산가스 제거공정에 대한 이산화탄소 포획 성능과 복합발전에 따른 플랜트 발전량 및 발전 효율(plant net efficiency)을 예측하였다.

#### Nomenclature

BC : bunker-C oil  
CC : carbon conversion (%)  
CGE : cold gas efficiency (%)  
ILD : illinois #6 coal dry feed  
ILS : illinois #6 coal slurry feed  
NP : naphtha  
NPW : net power [MW]  
PNE : plant net efficiency (%)

#### Subscript

E : experimental  
r : raw gas  
S : simulation  
w : washed gas

#### 1. Introduction

지속되는 고유가와 반세기에 걸친 화석연료의

무분별한 사용으로 인한 지구 온난화는 이상 기후를 야기 시키면서 신재생에너지의 개발과 보급이 날로 가속화되고 있다. 이 같은 움직임에 기존의 화석연료를 이용한 발전에 있어서도 환경 친화적인 기술이 도입되고 있으며, 그 대표적인 사례로 가스화(gasification)기술을 이용한 복합발전을 꼽을 수 있다. 가스화공정은 Fig.1과 같이 석탄뿐만 아니라 중질유(heavy residue oil), Bitumen과 같은 Petcoke, 오리멸전 등 다양한 원료를 공급원으로 사용하여 스팀(열)과 전력뿐만 아니라 가스화 후속공정의 옵션에 따라 수소, 액화연료(DME, Methanol)와 다양한 화학원료를 생산할 수 있다는 특징이 있다. 본 연구에서는 가스화공정에 사용되

1) 아주대학교 에너지시스템 학부  
E-mail : trami77@ajou.ac.kr  
Tel : (031)219-2972 Fax : (031)219-2969  
2) 아주대학교 에너지시스템 학부  
E-mail : htkim@ajou.ac.kr  
Tel : (031)219-2321 Fax : (031)219-2969

는 역청탄 이외에 공급 연료로서 저급연료인 병커C유나 폐유의 활용 역시 에너지 전환이 가능하기 때문에 앞으로 발전용 연료나 첨가제로 주목받고 있다. 이러한 각각의 연료를 발전용으로 사용하였을 경우에 연료 특성에 따른 가스화 플랜트의 운전특성을 비교하면서, 이 때 소요되는 연료, 산화제(oxidant) 및 기타 유틸리티와 가스화과정에서 생성되는 합성가스의 조성을 통해 연료공급에 대한 가스화기의 냉가스효율(cold gas efficiency, CGE)과 탄소전환율(carbon conversion, CC)을 산출하고, 전체 플랜트에 대한 열효율(power net efficiency, PNE) 산출 비교하였다.

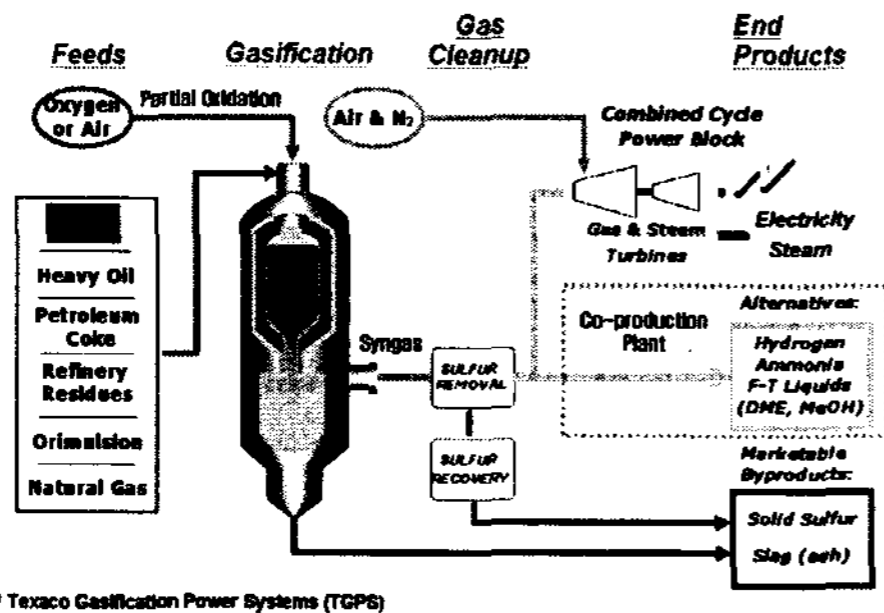


Fig. 1 가스화 플랜트 공정 모식도

## 2. Assumptions & Initial Conditions

본 연구에 적용된 공급 연료의 특성은 Table 1 과 같이 Illinois#6(미국) 탄종과 병커C유와 납사를 선정해 공업 및 원소 분석과 그 발열량을 해석에 반영하였으며, Illinois#6 탄종에 대해서는 건조된 미분탄(pulverized coal, PC) 공급시와 석탄슬러리(coal water slurry, CWS)로 공급할 경우로 구분하여 4가지 연료형태에 대해 가스화복합발전 모델에 반영하였다.

Table 1. 공급 연료별 공업, 원소분석 및 발열량

Fuel		coal		heavy residue oil		
		Illinois#6	Bunker-C	Naphtha		
Proximate Analysis (wt%)	Mo	11.12	-	-		
	V.M	34.99	-	-		
	F.C	44.19	-	-		
	Ash	9.7	-	-		
Ultimate Analysis (dry, wt%)	C	71.72	86.9	84.4		
	H	5.06	12.1	15.6		
	O	8.08	0.15	<0.01		
	N	1.41	0.5	<0.5		
	S	2.82	0.3	142 ppm		
	Ash	10.91	0.05	20 ppm		
HHV	(kcal/kg)	7,217	10,659	11,433		
LHV		6,951	10,024	10,620		

소내 전력을 감안하여 300 MW 급의 동일한 발전량을 얻기 위해서 가스화 복합발전에 필요한 연료와 산화제 및 기타 유틸리티에 대한 공급조건은 Table 2에 나타낸 바와 같이 반영하여 해석하였다. 단, Illinois#6 탄에 대해서는 동일량의 석탄을 공급했을 때 건식과 습식 가스화플랜트의 발전 성능을 비교해보고자 하였다.

Table 2. 연료에 따른 가스화 공급조건

Flowrate (tonne/hr)	Illinois#6 ILD	Illinois#6 ILSS	Bucker-C BC	Naphtha NP
Fuel	87.5	87.5	75	70
Oxygen(95%)	75.3	80.9	72	69
Nitrogen	6.74	-	-	-
Water(Steam)	-	45	(20)	(20)

## 3. Simulation of IGCC Power Plant

다양한 공급 연료에 따른 가스화복합발전 플랜트의 특성을 파악하기 위해 300 MW급의 동일한 발전량을 얻는다는 가정으로 가스화복합발전 플랜트 모델을 구축하였으며, 이 모델은 Fig.2와 같이 공급연료의 전처리 공정, 가스화 공정, 집진(ash removal)공정, 산가스(acid gas) 제거공정, 가스터빈과 증기터빈으로 구성된 복합발전시스템(combined cycle)으로 구성하였다. 석탄의 경우 전처리공정으로 분쇄기(pulverizer)와 스크린으로 구성된 미분화 과정을 구성하였고, 중질유와 같은 액상연료는 공급펌프를 이용한 공급시스템으로 공정을 구성하였다.

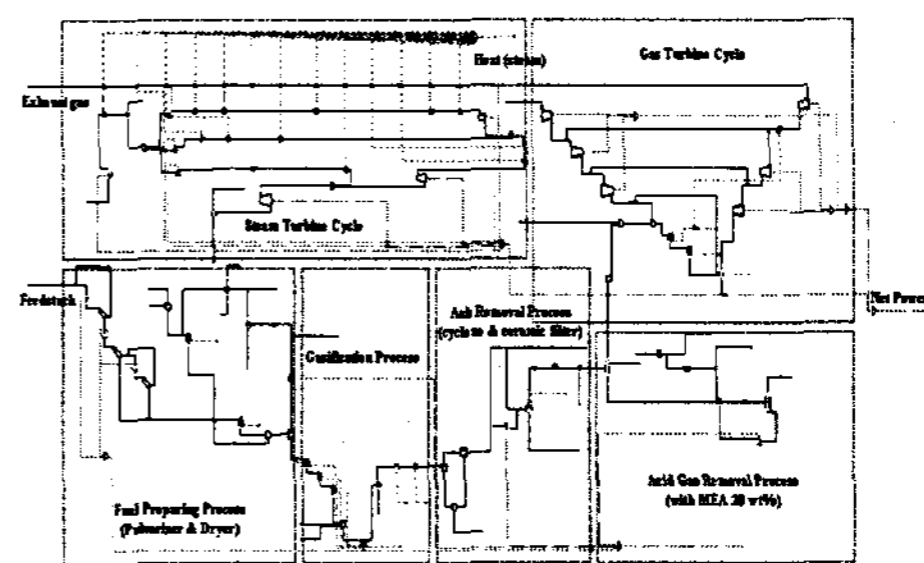


Fig. 2 300 MW급 가스화 플랜트 ASEPN 모델

연료의 전처리공정에서 고형연료인 석탄은 건식이나 습식에 무관하게 열분해 및 가스화가 쉽게 진행되도록 하기 위해 평균 74 $\mu$ m의 미세입자로 분쇄되어 공급되는데 공급 전에 미분탄 내에 있는 수분은 95 $^{\circ}$ C로 가열된 질소로 건조시켜 가스화기로 주입된다. 그리고 석탄슬러리(CWS)와 액상연료인 중질유 또는 폐유를 연료로 할 경우 액상 공급펌프를 이용하기 때문에 일정한 액적을 형성시킬 수 있는 공급시스템의 구성이 필요하다.

가스화 공정의 해석에서는 가스화기로 공급되는 연료의 미세입자가 휘발분(volatile matter)으로 분해되는 열분해(thermal decomposition)과정과 탄소입자와 유기물의 부분산화(partial oxidation)과정에 의해 합성가스가 생성되는 가스화(gasification)과정 그리고 미연탄소(unburn carbon), 회분(ash), 슬래그(slag)가 생성되는 과정으로 구분하여 Fig.3과 같이 가스화 모델을 구성하였다. 가스화기 내에서 일어나는 주요 반응은 식(1)~(8)과 같다고 반영하였다<sup>1)</sup>.

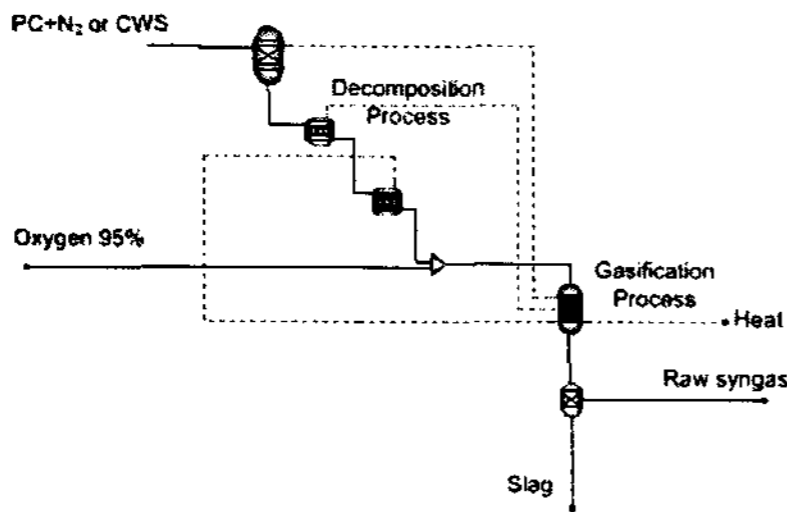
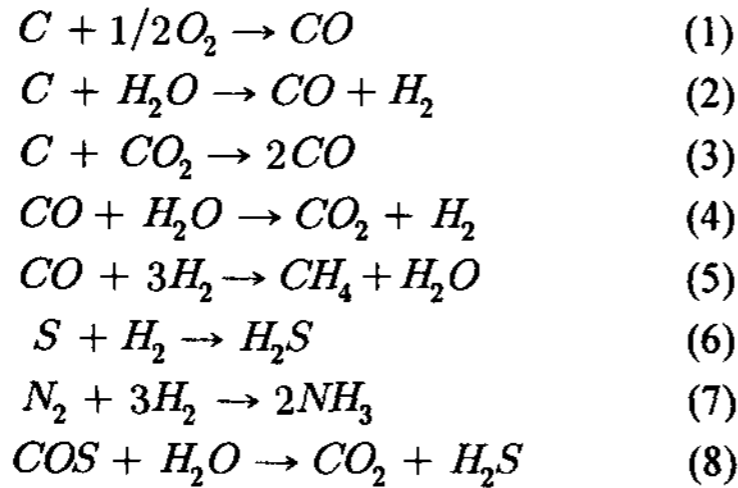


Fig. 3 가스화기에 대한 ASPEN 모델



집진공정에서는 합성가스 중의 분진을 제거하기 위한 공정으로 사이클론(cyclone)과 미세분진 제거를 위한 캔들필터(candle filter)로 구성된 모델을 고려하였다. 집진공정의 분진제거효율은 실제 공정과 근사한 99% 효율을 갖는 모델을 구성하였다. 합성가스 중의 분진이 제거되면 가스 중에 함유된 CO<sub>2</sub>와 H<sub>2</sub>S와 같은 산성가스를 제거하기 위한 과정으로 20 wt%의 MEA 수용액을 용매로 하는 산성가스제거(acid gas removal, AGR) 공정을 거치게 된다. 이 공정을 거치면 합성가스 중의 CO<sub>2</sub>와 H<sub>2</sub>S는 95% 이상의 제거효율을 보인다. CO와 H<sub>2</sub>로 구성된 세정된 합성가스는 16 kg/cm<sup>2</sup>로 압축되어 공기분리장치(ASU)로부터 주입되는 질소와 압축공기가 혼합되어 가스터빈의 연소기에서 1200~1300℃ 범위로 연소 팽창되면서 전력을 생산한다. 550℃ 이상의 연소 배기가스로부터 폐열회수장치(HRSG)를 거치면서 열교환을 통해 고압(98 kg/cm<sup>2</sup>), 중압(20 kg/cm<sup>2</sup>), 저압(4 kg/cm<sup>2</sup>)의 증기를 발생시켜 각 단에서 발전이 이루어진다.

## 4. Results & Evaluation

300 MW급의 동일한 전력을 발전한다고 가정하였을 때, 해석 모델의 검증에 위해 Illinois #6 석탄을 대상으로 석탄슬러리 형태로 공급하는 GE Texaco<sup>2)</sup>와 건조된 미분탄 형태로 공급하는 Shell<sup>3)</sup>의 가스화 플랜트 운전 자료를 근거로 하여 가스화복합발전 모델 결과를 비교 검증하였다. 그 비교 결과는 Fig.4에 도시하였으며, 건식 미분탄 가스화 모델인 ILD-S 모델에서는 실제 플랜트 ILD-E와 비교했을 때 그 상대오차가 합성가스의 주성분인 CO와 H<sub>2</sub>에 대해서 각각 3.65%, 7.92%이었으며, CWS 가스화 모델인 ILS-S에서는 CO와 H<sub>2</sub>에 대해서 각각 6.0%, 16.4%의 상대오차를 확인하였다.

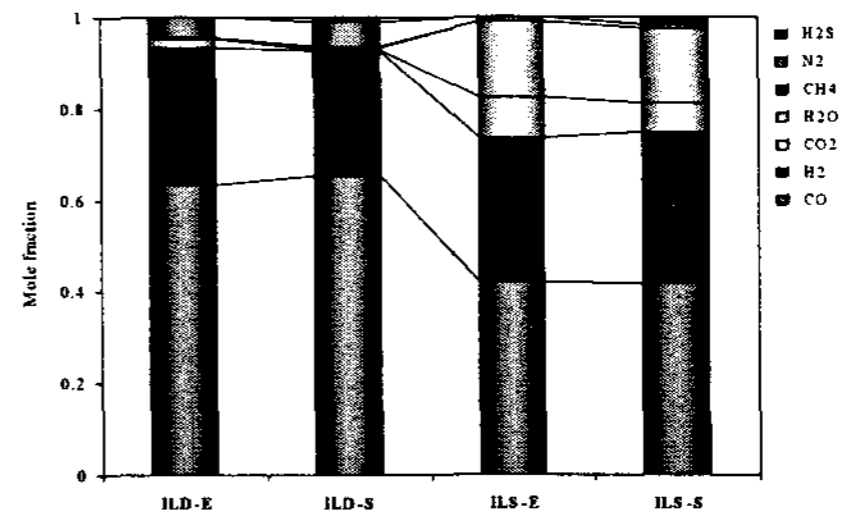


Fig. 4 PC와 CWS 공급에 따른 실증플랜트와 해석 모델에 대한 결과 비교(ILD-E, ILS-E: Shell & Texaco, ILD-S, ILS-S: Simulation)

이렇게 검증된 모델을 바탕으로 Table 2에 제시한 연료 공급조건을 가스화복합발전 모델에 반영하여 시뮬레이션을 수행하였다. 가스화기에서 발생된 합성가스는 집진공정과 AGR공정을 거치면서 가스세정 전후에 대한 합성가스 조성의 결과를 Fig. 5에 나타내었다. 건식 미분탄인 ILD에서는 세정 후 합성가스의 CO와 H<sub>2</sub>의 몰 비가 각각 0.68, 0.27로 나타났으며, 석탄슬러리인 ILS는 0.54, 0.43, 병커C유인 BC는 0.44, 0.53, 납사인 NP는 BC와 유사한 0.44, 0.54의 결과를 보였다.

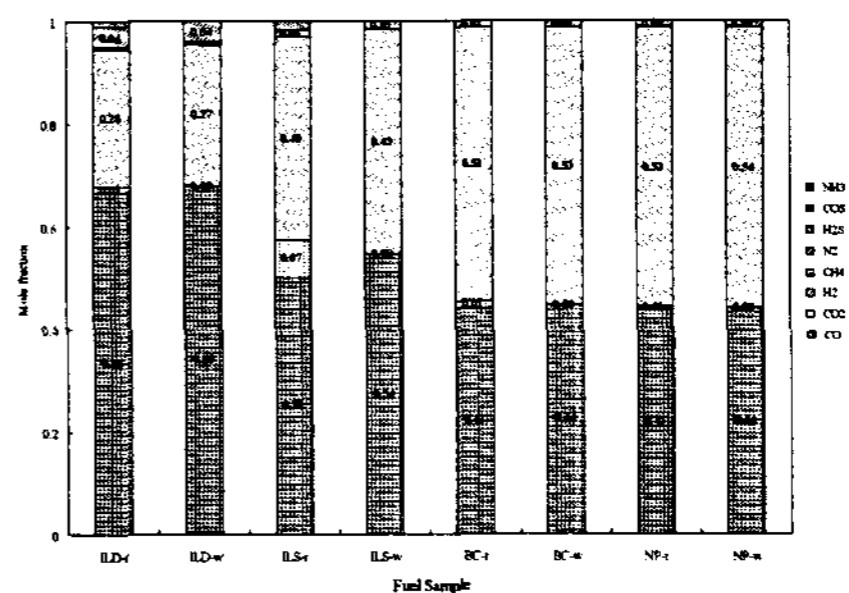


Fig. 5 공급연료에 따른 세정 전후 합성가스 조성

가스화 플랜트의 성능에 대한 지표로서 앞서 언급한 냉가스효율(CGЕ)과 탄소전환율(CC)은 식 (9)~(10)과 같이 정의하였으며, 전체 플랜트 발전 효율(PNE)은 고위발열량(HHV)을 기준으로 하여 식(11)과 같이 정의하였다<sup>4)</sup>.

$$CGE(\%) = \frac{\text{heating value in product gas [MW]}}{\text{heating value in feedstock [MW]}} \times 100 \quad (9)$$

$$CC(\%) = \left\{ 1 - \frac{\text{carbon in gasification residue [kmol/h]}}{\text{carbon in feedstock [kmol/h]}} \right\} \times 100 \quad (10)$$

$$PNE(\%) = \frac{\text{gross power} - \text{consumption power [MW]}}{\text{higher heating value in feedstock [MW]}} \times 100 \quad (11)$$

공급연료에 따른 가스화복합발전 모델 적용에 따른 시뮬레이션 결과는 Table 3에 요약하였으며, Fig.6에 도시화하였다. ILD의 경우 냉가스 효율은 ILS에 비해 2.3% 높은 75.2%를 보였으며, 석탄에 비해 증질유를 이용한 가스화 플랜트의 냉가스효율이 10~15% 높게 나타났다. 탄소전환율에서는 석탄슬러리를 적용한 ILS가 82.9%로 가장 낮은 전환율을 보였으며, ILD와 NP가 각각 96%, 98.3%의 높은 탄소전환율을 보였다.

Table 3. 공급 연료별 가스화 발전 성능지수

성능지수	ILD	ILS	BC	NP
냉가스효율(CGЕ, %)	75.2	72.9	85.7	90.6
탄소전환율(CC, %)	96.0	82.9	86.7	98.3
순발전량(NPW, MW)	294.2	284.4	293.6	295.5
발전효율(NPE, %HHV)	40.06	38.73	31.58	31.75

순발전량(NPW)은 가스터빈과 증기터빈에서 발생한 전체 발전량에서 소내의 압축기 및 펌프 등에서 소요되는 전력소비량을 차감하여 산출하였다. 순발전량 측면에서는 동일양의 석탄을 투입했을 때, 건식(ILD)과 습식(ILS) 가스화플랜트의 발전량은 각각 294.2 MW, 284.4 MW의 출력을 보였다.

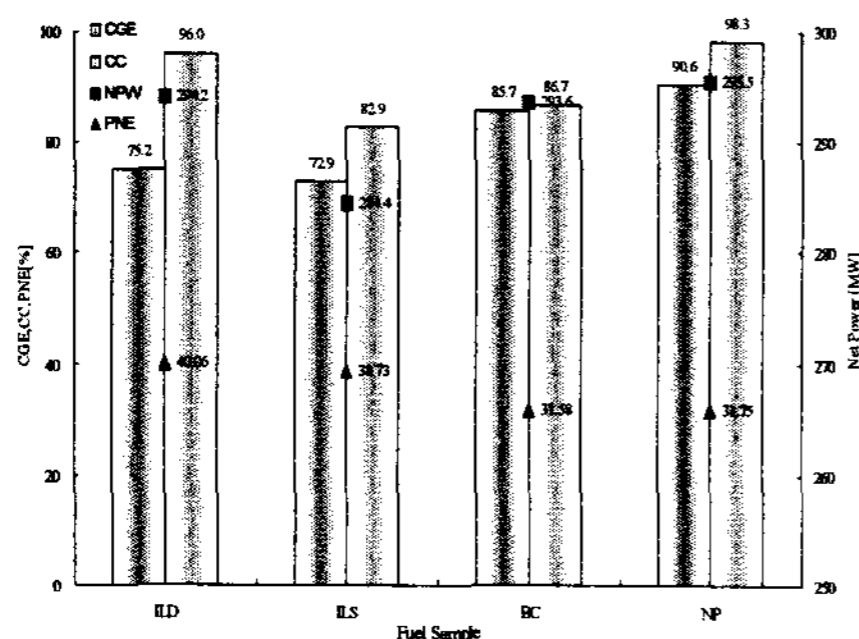


Fig. 6 연료에 따른 가스화 성능, 발전량 및 발전효율

발전효율 측면에서는 MEA 수용액을 이용한 CO<sub>2</sub> 포획공정이 적용된 가스화발전플랜트 임을

고려한다면 기존의 미분탄 화력발전소나 IGCC 플랜트의 통상적인 발전효율보다 상대적으로 4~6%정도 낮은 효율을 얻었다.

## 5. Conclusions

본 연구를 통해 300 MW급 가스화복합발전 플랜트를 대상으로 다양한 성상의 공급연료를 적용하였을 때, 각각의 가스화플랜트의 운전특성과 발전 성능을 비교 평가하기 위해 ASPEN plus를 이용한 300 MW 가스화복합발전 모델을 구축하였다. 본 해석 모델은 국외에서 운전되고 있는 250 MW 실증플랜트의 운전 자료를 바탕으로 모델의 정확도를 비교 검증하였다. 공급 연료에 따른 H<sub>2</sub>/CO의 몰비는 미분탄 가스화의 경우 약 0.4, 액상의 석탄슬러리와 증질유의 가스화의 경우 약 0.8~1.2의 조성비를 확인하였다. 또한 성상이 상이한 연료를 공급하여 300 MW급의 동일 수준의 발전량을 얻고자 하였을 때, 필요한 연료 및 산화제량을 제시하였다. 또한 가스화 발전플랜트의 성능지수인 냉가스효율과 탄소전환율을 산출하여 공급 연료별 가스화 성능을 비교 평가한 결과, 전반적으로 73~90.6%의 냉가스효율과 83~98%의 탄소전환율을 얻을 수 있었다. 발전효율에서는 CO<sub>2</sub> 포획공정이 적용된 가스화플랜트에 의한 발전량을 고려했기 때문에 CO<sub>2</sub> 포획공정이 없는 가스화 발전플랜트의 발전효율보다 상대적으로 낮은 31.6~40%의 효율을 보였다.

추후 본 연구 결과를 기반으로 연료 및 산화제의 공급량 등을 운전변수로 주었을 때, 가스화 플랜트의 운전 특성과 발전성능의 민감도 분석을 통한 최적의 운전조건을 도출해 볼 것이다.

## Acknowledgement

이 연구는 산업자원부와 에너지관리공단에서 주관하는 신재생에너지 인력양성사업의 일환인 "최우수실험실" 과제의 지원으로 이루어졌습니다.

## References

- [1] A. Williams, M. Pourkashanian, J. M. Jones, N. Skorupska, "Combustion and Gasification of Coal", p 86~88, Taylor & Francis Inc, 1999
- [2] Process Engineering Division, "Texco Gasifier IGCC Base Cases", NETL DOE, Report PED-IGCC-98-001, 2000
- [3] Process Engineering Division, "Shell Gasifier IGCC Base Cases", NETL DOE, Report PED-IGCC-98-002, 2000
- [4] Chris Higman, Maarten van der Burgt, "Gasification", p25~26, Gulf Professional Publishing, 2003