

석탄가스를 사용하는 복합발전 플랜트의 열성능 해석 - 정상상태 성능해석 모델 개발 -

김종진 · 박명호 · 안달홍 · 김남호 · 송규소 · 김종영
전력연구원

Thermal Performance Analysis of Combined Power Plant Using Coal Gas - Development of the Steady-state Model -

Jong-Jin Kim, Myung-Ho Park, Dal-Hong Ahn, Nam-Ho Kim,
Kyu-So Song and Chong-Young Kim
Korea Electric Power Research Institute

요 약

석탄가스화 복합발전(IGCC) 시스템의 공정 시뮬레이션의 일환으로서 석탄가스용 복합발전 플랜트의 성능해석을 하였다. Texaco 가스화기와 저온가스 정제공정에서 생성된 가스를 연료로 하는 가스터빈/증기터빈/폐열회수보일러로 구성된 복합사이클발전시스템을 구성한 후, ASPEN(Advanced System for Process Engineering) Code를 이용하여 정상상태 성능해석을 수행하였다. 가스터빈 사이클(GE MS 7001FA)은 공기분리 공정과의 연계성(Integration)이 고려되었고, 증기사이클은 가스화공정과 가스정제 공정과의 연계성(Integration)을 고려하여 구성하였다. 공정해석결과 가스터빈출력(MWe)은 천연가스를 사용하는 경우에 비하여 동일 입력량(연소기 입구기준)기준으로 약 20%의 증가를 가져왔다. 본 연구의 결과를 Bechtel Canada Inc.에서 Nova Scotia 발전소를 대상으로 1991년에 수행한 연구결과와 비교하였을 때 잘 일치하였으며, 이를 통하여 본 연구에서 사용된 해석방법이 상용화 공정의 시뮬레이션에 적절하게 이용될 수 있음을 확인하였다.

Abstract—As a part of comprehensive IGCC process simulation, the thermal performance analysis was performed for coal gas firing combined power plant. The combined cycle analyzed consisted of a Texaco gasifier and a low temperature gas cleanup system for the gasification block and a GE 7FA gas turbine, a HRSG and steam turbine for the power block. A steady state simulator called ASPEN(Advanced System for Process Engineering) code was used to simulate IGCC processes. Composed IGCC configuration included air integration between ASU and gas turbine and steam integration between gasifier, gas clean up and steam turbine. The results showed 20% increase in terms of gas turbine power output(MWe) comparing with natural gas case based on same heat input. The results were compared with other study results which Bechtel Canada Inc. performed for Nova Scotia power plant in 1991 and the consistency was identified within two studies. As a result, the analysing method used in this study is verified as a sound tool for commercial IGCC process evaluation.

1. 서 론

석탄가스화 복합발전(IGCC: Integrated Coal Gasification Combined Cycle)은 기존 미분탄 발전방식에 비

해 SOx, NOx, 분진 등의 공해물질을 현저하게 줄일 수 있고 CO₂는 10~20%줄일 수 있으며, 발전 효율이 41~44%(Net)에 접근하고 있어 석탄 사용에 따른 환경 문제와 지구 온난화 문제 및 에너지의 효율적인 이용을 위

한 대안으로 제시되는 차세대 발전기술로 각광을 받고 있다. 선진국에서는 IGCC발전소의 개발목표를 SOx, NOx 및 분진의 저감, 발전효율 향상, 건설비 및 발전단가를 줄이는데 두고 각 단위 공정기술과 전체 시스템의 최적화에 노력을 기울이고 있다. 향후 2000년대에는 신형 가스터빈 개발, 고온 가스정제 기술개발 및 전체 시스템의 최적화 등으로 발전효율이 증대되고 건설비와 발전단가를 현저하게 줄일 수 있는 IGCC 시스템이 출현하게 될 전망이다.

이러한 석탄가스화 복합발전(IGCC) 기술은 시간과 경비의 문제로 실험에 의한 설계자료 확보가 어려워, 탄종 및 변수변화에 따른 시스템의 변화를 예측할 수 있는 공정 시뮬레이션의 필요성이 매우 크다고 할 수 있다. 특히 IGCC처럼 원료인 석탄의 조성이 종류에 따라 매우 다양하고, 시스템 구성을 위한 옵션 또한 다양하여 공정의 최적화가 어려운 경우의 성능 예측에는 매우 유용하다.

본 연구는 IGCC 시스템의 공정 시뮬레이션의 일환으로서, 가스화기에서 생성된 석탄가스의 적용이 가능한 복합사이클 발전시스템에 대하여 공정 시뮬레이션을 수행하였다. 기존의 천연가스를 이용하는 복합사이클 발전시스템과 석탄가스를 사용하는 복합사이클의 차이점에 대하여 알아보고, 대상으로 하는 석탄가스 복합발전 플랜트에 대하여 ASPEN Code를 사용하여 정상상태 성능해석이 가능한 모델을 개발하였다. 증기사이클 및 산소분리공정과 연계성(Integration)을 고려하였을 때, 시뮬레이션에 의한 해석결과를 참고자료와 비교하여 모델의 타당성을 검증하였으며, 개발되어진 시뮬레이션 모델의 상용화에의 적용성을 알아보았다¹⁾.

2. IGCC용 복합사이클의 시뮬레이션

2-1. 시스템의 구성

대용량의 IGCC시스템은 각 공정사(licensor)별로 단위공정들의 구성이 상이한 관계로 시스템 시뮬레이션에서는 특정 공정에 대하여 논의되어야만 한다.

본 연구에서 대상으로 하는 시스템은 석탄가스의 연소가 가능한 GE MS7001FA 가스터빈과 증기터빈, 폐열회수보일러로 구성되어진 시스템으로서, 가스터빈 연소기로 투입되는 석탄가스는 최대 열회수방식의 Texaco 가스화시스템과 MDEA(Methyldiethanolamine)용매를 사용하는 산성가스제거공정을 거쳐 나온 것이다. 본 연구의 대상인 석탄가스연소용 복합사이클에 가스화공정까지를 포함한 개요도는 Fig. 1과 같다. Fig. 1에서 실선으로 나타난 부분은 본 연구에 적용되어진 복합사이클 발전시스템 부분이며, 점선부분은 본 연구에 포함되지

않은 부분을 나타낸 것으로, 각 단위공정들간에 여러 부분에서 연계(Integration)가 이루어지고 있음을 알 수 있다.

본 연구에 사용되어진 대상탄은 캐나다의 Prince탄이며, 참고로 하는 시스템과 동일한 종류의 석탄으로 분석치는 Table 1과 같다. 대상탄을 이용한 가스화공정의 생성가스를 본 연구에 적용시킨 경우에, 경제조건에서의 가스화장치 및 가스정제 공정의 물질수지는 Table 2와 같다. 석탄가스용 복합사이클은 증기터빈과 가스터빈이 Coupling으로 직결된 단일축(Single Shaft) 형식이며 가스터빈은 천연가스 사용시 159 MW의 출력이 가능한 GE사의 MS7001FA가스터빈은 이를 석탄가스연소에 사용시 192 MW의 출력이 가능하다. 증기터빈은 세가지 압력을 가지는 재열터빈을 모델로 하였고, 증기조건은 100barg/538°C/538°C(1450psig/1000F/1000F)이며, 대기조건은 15°C, 냉각수는 10°C를 기준으로 하였다. 석탄가스를 사용하는 복합사이클 발전시스템은 기존의 발전방식과 비교하여 가스냉각시스템 및 산소분리공정 등과의 증기/급수 및 공기/산소/질소 등의 연계(Integration)를 고려하여야만 하며, 이는 복합사이클시스템 뿐만 아니라, 석탄가스화 복합사이클 발전시스템 전체의 성능에도 큰 영향을 미친다.

본 연구에서는 이러한 시스템의 연계(Integration)를 적절히 고려하여 성능해석을 수행하였으며, 기존의 천연가스용 시스템에 석탄가스의 사용을 고려하는 경우 다음의 사항들이 검토되어야 한다.

첫째로, 가스터빈과 산소분리공정과의 연계를 고려하여야 한다. 현재 적용가능한 가스터빈은 천연가스를 사용하기 위하여 개발되어진 것들로서, 여기에 석탄가스를 적용시키기 위해서는 몇가지 사항을 고려하여야 한다. 먼저 원료인 석탄가스의 열량이 천연가스에 비하여 6~8가량 낮은 관계로 동일한 입열량을 맞추려면 연료의 양이 증가하여야 한다. 이로 인하여 가스터빈으로의 유량이 증가하므로, 터빈으로의 유입량을 터빈설계치로 제한하기 위하여는 공기압축기로부터 외부로 압축된 공기를 배출하여야 한다. 배출된 공기는 산소분리공정으로 유입되어 산소와 질소를 생산하는데 사용되며, 질소는 다시 터빈 연소기로 유입되어 질소산화물의 저감과 동시에 유량증대에 따르는 출력상승을 도모할 수 있다.

둘째는 증기사이클과 가스냉각기 사이의 연계를 고려하여야 한다. IGCC는 여러곳에서 에너지를 회수할 수 있으며, 급수나 증기의 가열에 사용되는 에너지는 대부분이 폐열회수보일러와 가스냉각기에서 공급된다. 더욱이 가스냉각기는 고온의 가스를 냉각하는 관계로 양질의 에너지를 얻을 수 있다. 이를 효과적으로 활용하기 위하여 폐열회수보일러와 가스냉각기 사이에는 급수와 증

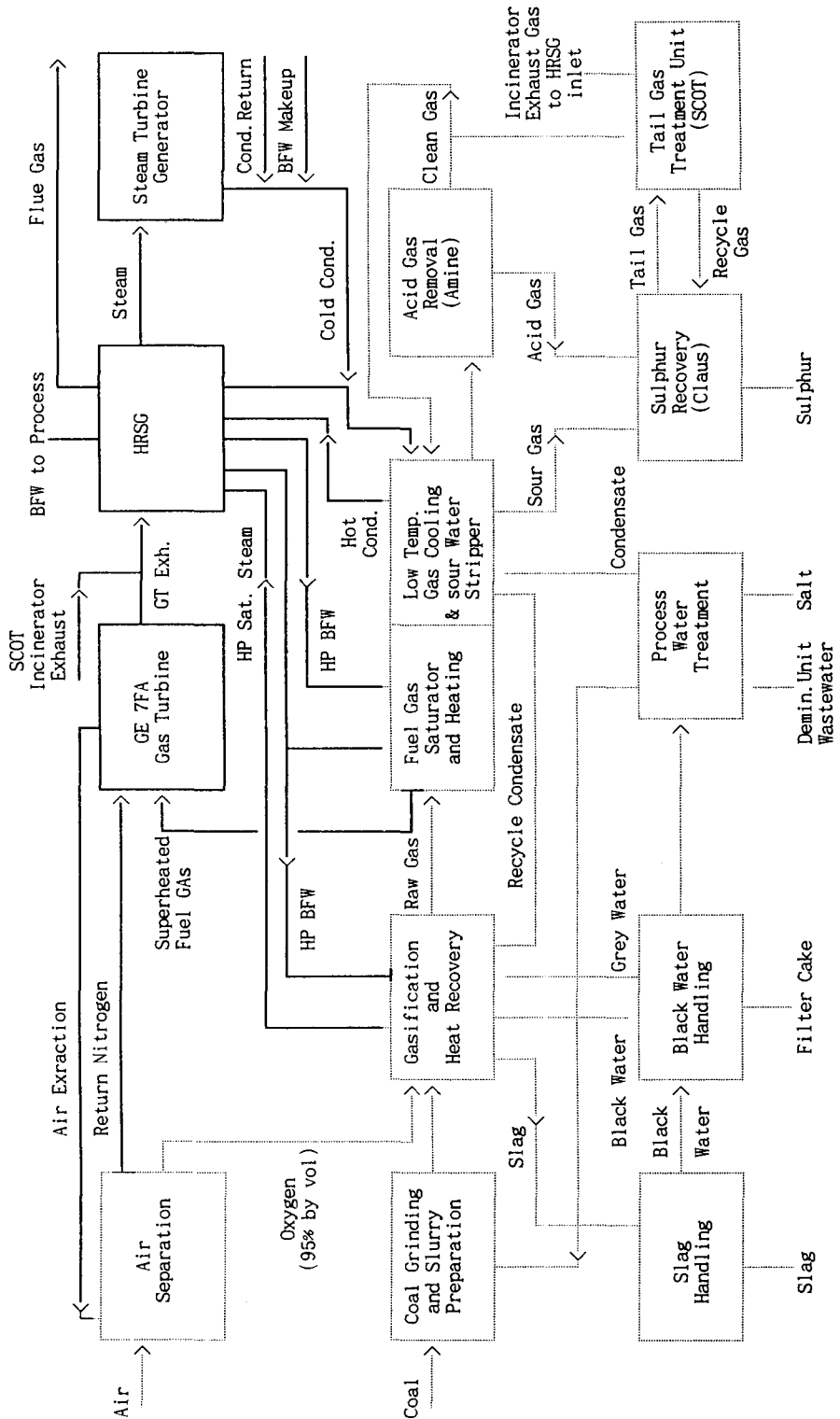


Fig. 1. IGCC Block Flow Diagram.

Table 1. Coal Analysis.

Proximate Analysis: (Wt%-As Received)		
Moisture	8.90	8.90
Ash	10.75	10.75
Fixed Carbon	47.82	47.82
Volatile Matter	32.53	32.53
Ultimate Analysis: (Wt%-As Received)		
Carbon		64.21
Hydrogen		4.41
Oxygen		7.13
Nitrogen		1.28
Sulphur		3.32
Ash		10.75
Moisture		8.90
Higher Heating Value (kJ/kg)		26,782
hardgrove Grindability Index		60

기의 배관을 통한 연계가 이루어져 열에너지를 효과적으로 이용한다. 이는 급수를 폐열회수보일러에서 절탄기를 통하여 예열한 후에, 고압예열수를 분기하여 가스냉각기에서 포화증기를 생산하고, 이를 다시 폐열회수보일러로 환류시켜 과열후 증기터빈으로 유입된다.

셋째는 단위공정들과의 증기 및 급수에 대한 연계를 고려하여야 한다. IGCC에서는 단위공정들의 여러 부분에서 에너지의 사용 및 회수가 이루어져야 하며, 이들 또한 시스템의 효율에 영향을 미친다. 이들에 대한 검토는 뒤에서 논의하였다.

2-2. 시스템 시뮬레이션

가스터빈 모델은 공기압축기, 연소기, 터빈 등의 주요 요소에 대한 모델링과 더불어, 터빈냉각을 위하여 압축기에서 공기의 일부를 추출하여 터빈으로 보내는 냉각계를 고려하였으며 냉각공기량 및 냉각공기가 터빈효

Table 2. Heat & Mass balance of Gasification System.

COMPONENT	Coal Feed		Oxygen Feed		Fuel Gas to GT		N ₂ to GT		Flue Gas	
	kg/h	Wt%	kgmol/h	mol%	kgmol/h	mol%	kgmol/h	mol%	kgmol/h	mol%
H ₂	4,214	4.84			2,865	30.97				
CO					3,809	41.16				
CO ₂					1,017	10.99			4,834	7.85
CH ₄					8.1	0.09				
N ₂	1,219	1.40	60	3.30	78	0.84	9,329	97.29	44,810	72.75
AR			70	3.70	94	1.02	42	0.44	557	0.92
H ₂ S					0.03	3 ppm				
COS					0.12	13 ppm				
SO ₂									0.15	0.00
O ₂	6,817	7.83	2,466	95.00			52	0.55	6,194	10.06
H ₂ O					1,381	14.93	166	1.73	5,201	8.44
S	3,169	3.64								
Carbon	61,360	70.48								
Ash/Slag/Salt	10,270	11.80								
Total	87,070	100.0	2,596	100.0	9,253	100.0	9,589	100.0	61,600	100.0
H ₂ O(liquid), kg/h	8,506									
Total kg/h	95,570		83,380		188,200				1,782,000	
Molecular Wt.			32.12		20.34				28.93	
Temperature, °C	15		111.7		141.4				107.0	
Pressure, bar	1		44.8		26.9				1.0	
HHV, MJ/kg	26.78				10.12				1.0	
Total, MJ/h	2,560,000				1,904,000					

율에 미치는 영향은 실험적 상관관계식을 적용하여 평가하였다. 공기압축기 부분은 GE MS7001FA의 압축비를 적용하였으며, 공기를 압축하는 부분과 터빈냉각을 위한 공기추기 부분으로 구분된다.

공기압축기 모델은 압축기와 팽창기의 효율과 소모동력의 계산을 위하여 등엔트로피(Isentropic) 형태의 압축기를 가정하였으며, 이때의 등엔트로피 효율과, 소모동력 그리고 기계적 효율은 다음과 같은 식으로 계산되어졌다.

$$\text{압축기: } \eta_s = \frac{(h_{out}^s - h_{in})}{(h_{out} - h_{in})}, \quad \text{팽창기: } \eta_s = \frac{(h_{out} - h_{in})}{(h_{out}^s - h_{in})}$$

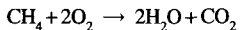
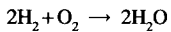
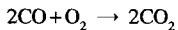
$$\text{IHP} = F \Delta h$$

$$\text{BHP} = \text{IHP} / \eta_m$$

- 여기서, η_s : isentropic efficiency
- h : molar enthalpy(in: inlet, out: outlet)
- h_{out}^s : Outlet molar enthalpy assuming isentropic compression
- IHP : Indicated horsepower
- F : Mole flow rate
- Δh : Enthalpy change per mole
- BHP: Brake horsepower
- η_m : Mechanical efficiency

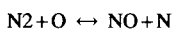
연소기 모델은 주어진 ASPEN 내부의 반응기 모델 중에서 두개의 RSTOIC 모델을 사용하여 연소반응과, 질소산화물 생성반응을 모사하였다.

연소반응 모델은 단열조건에서 석탄가스와 산소의 반응들이 일어나며 이때 대략 4%의 압력손실이 발생하는 것으로 간주하였다.



연소기 압력손실: 7.42PSIA

질소산화물은 연소공기중의 질소분자가 화염후방의 고온영역에서 산소와 반응하여 생성되며, 일반적으로 Zeldovich Mechanism으로 알려진 다음의 식으로 나타나는 반응에 의해 이루어진다.



이 식에 의한 질소산화물 발생농도를 실제 플랜트에 맞는 형으로 산출하기 위해 다음 식을 사용하였다.

$$\text{NO}_x = A e^{-\frac{E}{RT}} (\text{N}_2)(\text{O}_2)^{\frac{1}{2}t}$$

- 여기서, NO_x : NO_x 발생농도(ppm)
- A : 빈도계수(1/ppm, sec)
- E : 결보기 활성화비 Energy (kcal/kg·mol)
- R : 가스상수(1.99 kcal/kg·mol/K)
- T : 화염온도(K)
- t : 온도 T에서 가스체류시간(sec)
- $(\text{N}_2), (\text{O}_2)$: 온도 T에서 N_2, O_2 의 평형농도(ppm)

터빈부분은 동력을 생산하는 부분과 냉각을 위한 공기가 혼합되는 부분으로 나누어진다. 터빈의 팽창비는 GE MS7001FA의 압축비를 적용하였으며, 등엔트로피 조건으로 가정하였다. 가스터빈의 블레이드는 고온에서 동작하는 관계로, 터빈 블레이드의 냉각계통이 필수적이며, 이에 필요한 냉각공기는 공기압축기 중간단으로부터 추출한다. 터빈냉각 냉각에 필요한 추출공기량은 터빈입구온도(TIT)에 의해 영향을 받는데 본 연구에서는 터빈냉각을 위한 추출공기량의 결정을 위하여 GE의 연구에 바탕을 두고, 본 연구에 적용이 가능하도록 Air Integration을 고려하여 적용하였다²⁾.

$$Z_1 = (M_{\text{AIR}} - M_{\text{ASU}}) \times (T_F / 1.0E4 - 0.15)$$

$$Z_2 = (M_{\text{AIR}} - M_{\text{ASU}}) \times (T_F / 1.0E4 - 0.13)$$

$$Z_3 = (M_{\text{AIR}} - M_{\text{ASU}}) \times (T_F / 2.0E4 - 0.07)$$

여기서, Z_1, Z_2, Z_3 : 압축기의 각 단에서 가스터빈 냉각을 위해 추출된 공기량

M_{AIR} : 가스터빈 압축기 입구의 공기량

M_{ASU} : 가스터빈 압축기에서 공기분리장치로 추출되는 공기량

T_F : 가스터빈 연소기의 단열화염온도

가스터빈의 경우 연소기로 투입되는 원료가스의 조성 과 투입량이 기존의 천연가스와의 상이한 관계로 이 부분을 석탄가스 사용이 가능한 연소기로 개조하여야 한다. 기존의 자료에 의하면 연소용 공기의 양이 동일한 경우, 석탄가스는 천연가스와 동일한 열량을 입력시키기 위해 각 공정사별 구성시스템에 따라 다르지만 대략 6~8배 많은 양이 연소기로 들어간다.

GE의 연구에 의하면 Fig. 2와 같이 천연가스대신 석탄가스를 사용하는 경우 연소기에서 연소가스의 양이 증가하여 천연가스에 비하여 약 20%의 가스터빈 출력 증가를 가져오는 것으로 나타나 있다³⁾. 이로 인하여 GE MS7001FA 가스터빈의 경우 천연가스 사용시 159 MW의 동력을 생산하였으나, 동일한 열량의 석탄가스를 사용하는 경우 192 MW로 출력이 증가한다. Fig. 2에 나타난 Flat Rated Region은 가스터빈이 가지는 기계적인 제

약에 의한 것으로 출력증가의 한계를 나타내고 있다. 동일한 GE MS7001FA터빈에서 천연가스를 적용시키는 경우에는 외기온도의 변화에 따라 출력이 직선적으로 역비례하지만, 석탄가스를 사용하는 경우에는 가스터빈의 기계적 제약 때문에 외기온도 감소시 일정구간에서 192 MW로 출력이 동일하게 나타나고 있다.

최근의 연구에 의하면 가스터빈 연소기 등의 적절한 개조에 의하여 동일한 가스터빈으로부터 207 MW의 출력을 생산할 수 있다⁴⁾. GE MS7001FA를 이용하여 207 MW의 출력을 생산하는 가스터빈에 대한 성능해석은 추후 논의할 예정이다.

석탄가스화 복합발전 시스템처럼 복잡한 시스템에서는 각 단위공정들의 최적조합에 의해 전체 플랜트의 성능이 크게 달라질 수 있는데 본 연구에서는 Steam Integration과 Air Integration으로 나누어서 고려하였다⁵⁾.

Steam Integration은 1400°C 이상인 석탄가스화기 출

구가스의 현열을 최대한 회수하여 IGCC 시스템의 출력 및 효율을 증대시키기 위한 부분과, 여러 단위공정에 필요로 하는 공정용 증기 등을 최적으로 조합하는 부분으로 나누어진다. 본 연구에 사용되어진 Steam Integration을 고려한 복합사이클은 Fig. 3과 같으며, 이에 대응하는 가스화 장치에서의 증기사이클은 Fig. 4와 같다. Fig. 3에 나타난 숫자는 Fig. 4에 대응하는 것들로서, 본 연구에서 적용되어진 경계조건에서의 증기/급수/공기/가스 등의 흐름들을 나타낸다.

- ① 가스터빈으로 유입되는 석탄가스의 흐름
- ② 가스터빈으로 유입되는 회석제(질소)의 흐름
- ③ 가스터빈의 공기압축기에서 산소분리공정으로 추기되는 공기의 흐름
- ④ 공기압축기로 유입되는 외기의 흐름
- ⑤ HRSG의 고압절탄기 출구에서 고압가스냉각기로 추기되는 흐름

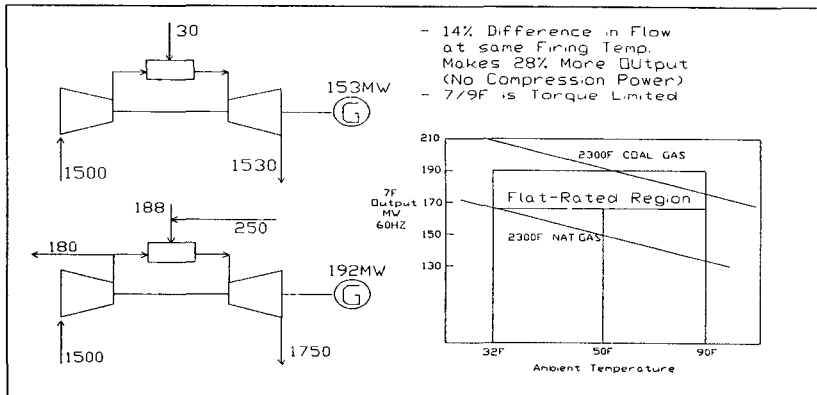


Fig. 2. IGCC Output Enhancement by Using GE 7F Gas Turbine.

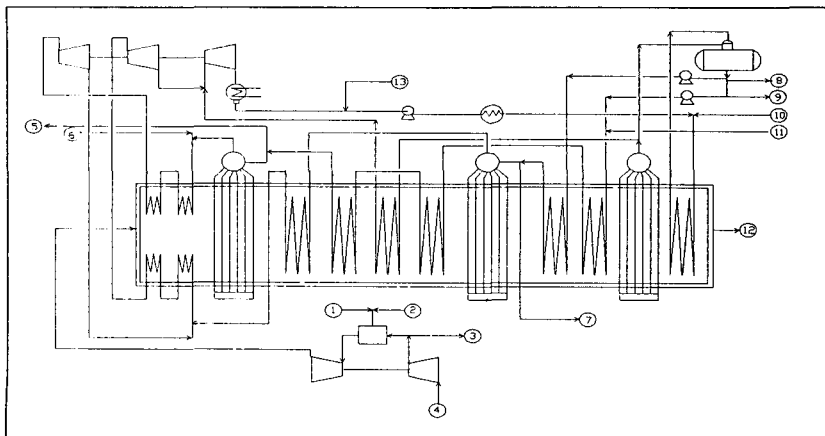


Fig. 3. Combined Cycle Block Flow Diagram for IGCC.

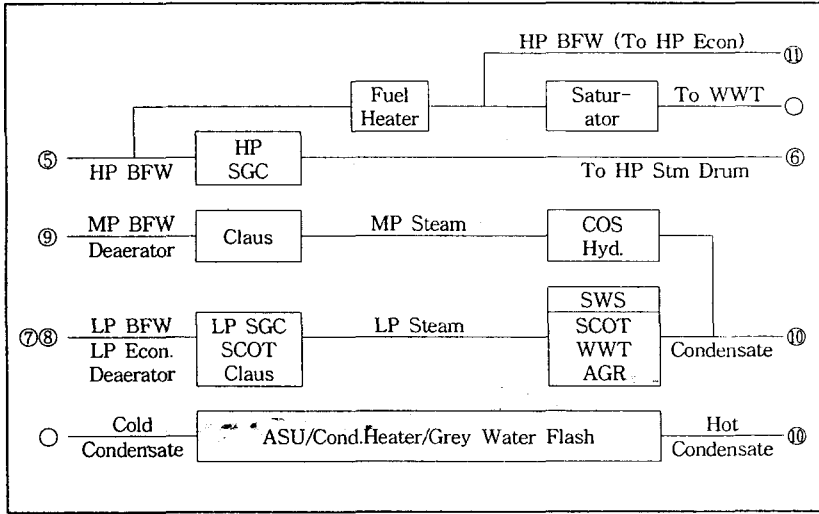


Fig. 4. Steam Integration for Gasification and Gas Clean-up Process.

- ⑥ 고압가스냉각기에서 회수되는 증기의 흐름
- ⑦ SCOT, Claus공정으로 추기되는 중압 가열수의 흐름
- ⑧ 탈기에서 저압가스냉각기로 추기되는 급수의 흐름
- ⑨ Claus공정으로 추기되는 중압급수의 흐름
- ⑩ 가스화공정에서의 열회수를 위한 급수의 흐름
- ⑪ ⑩흐름의 환류
- ⑫ HRSG출구 가스의 흐름
- ⑬ 보충수 흐름

여기서 사용되어진 Steam Integration의 주요 내용은 다음과 같고 이러한 Integration은 개발된 모델내에서 Design-Specification과 ASPEN PLUS의 In-line Fortran을 사용하여 계산하였다.

- 저압 Condensate는 가스정제 시스템에서 석탄가스를 냉각시킨 후 Warm Condensate로 회수된다.
- 고압 Feedwater는 고압 절탄기에서 추출되어 일부는 가스냉각기에서 포화된 후, 폐열회수 보일러로 회수되며, 여기서 과열되어 증기터빈에 공급된다. 일부는 가스정제 후단의 정제가스를 가열하는 열원으로 사용된 후 폐열회수 보일러의 고압 절탄기로 회수되고, 다른 일부는 연료가스를 포화시키는데 사용된다.
- 저압 Feedwater는 중압 절탄기에서 추출되어 가스냉각기에서 포화된 후 산성가스제거공정, SCOT(Shell Claus Offgas Treatment)공정, SWS(Sour Water Sweetening)공정, WWT(Waste Water Treatment)공정, Claus 공정 등에서 공정용으로 사용된 후 증기사이클로 회수된다.

- 복수기를 빠져나온 급수는 공정회수열에 의해 가열되어 급수가열기로 들어 간다.
- 탈기에서 추출된 중압 급수는 Claus공정에서 포화된 후 COS 가수분해 장치의 열원으로 사용되고 나머지는 응축수의 형태로 증기사이클로 회수되어진다.
- 탈기에서 추출되어진 저압 급수는 SCOT/Claus공정에서 가열되어져서 공정용 증기로 사용된 후 일부는 응축수의 형태로 증기사이클로 되돌아온다. 전식가스화기의 경우 증기사이클에서 가스화기 이전 공정인 석탄 건조공정에 사용되어지는 열을 공급하기 위하여 폐열회수 보일러에서 생성되어진 중압증기를 추기하는 시스템이 추가된다.

Air Integration은 산소분리공정에서 필요한 가압공기의 일부 또는 전부를 가스터빈 압축기로부터 추기하여 사용하며, 산소분리장치에서 생성된 질소를 가스터빈에 공급하여 질소산화물을 제어하는데 사용하는 개념으로서 전체 시스템의 효율을 상승시키는 것으로 가스터빈, 산소분리공정(ASU), 가스화기가 상호 연계되어 설계되며, 다음의 3가지 방법 중에서 각 가스터빈 제작사의 설계조건에 따라 최적의 Integration 방법을 선택하여야 한다.

- Non-Integrated ASU(independent 또는 stand-alone ASU): 공기분리장치는 IGCC공정과 별개의 장치로서 가스화기에 산소만을 공급하는 독립운전
- Partially-Integrated ASU: ASU 필요공기 일부를 가스터빈 압축기로부터 추기하여 사용하고, 나머지 필요공기의 일부는 대기중의 공기를 압축하여 사용하는 것으로, ASU에서 생성되는 질소를 가스터빈 연소

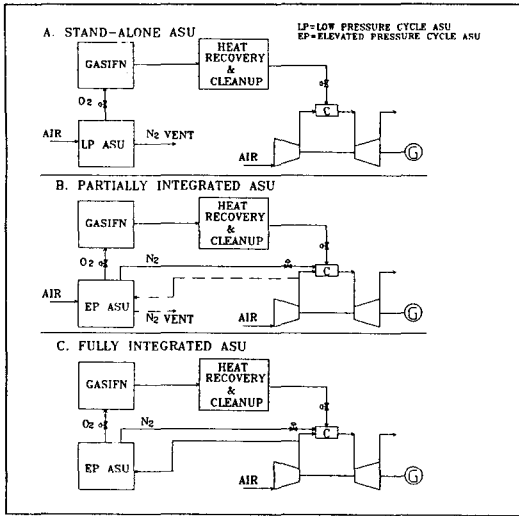


Fig. 5. Air Integration Arrangement: GT-ASU.

기에 공급하여 질소 산화물의 제어에 이용

- Fully-Integrated ASU: ASU에서 필요한 모든 공기를 가스터빈 압축기에서 추가하여 사용하며, ASU에서 생성되는 질소를 가스터빈 연소기에 공급하여 질소 산화물의 제어에 이용

각 Integration 방법에 대한 Diagram은 Fig. 5와 같다.

Air Integration을 함으로써 별도의 독립된 ASU 압축기에 대한 소비동력을 감소할 수 있으며 가스터빈 압축기의 Surge에 대한 여유, 유량의 증가에 의한 출력증가 및 사이클 전체 효율증가와 고압의 추출공기를 사용함으로써 설비규모 축소(고압운전 ASU 채택)에 따른 비용절감 등의 잇점이 있다. 그러나 가스터빈 출력변화나 대기조건에 따라 가스터빈 공기압축기의 압력도 변동되므로 이에 따라 변압운전 ASU 설계 및 그에 따른 제어의 복잡성, 추출 공기량의 정도에 따라 가스터빈의 출력 변화 및 운전의 복잡성 등의 단점도 있다.

본 연구에서는 ASU 필요 공기의 50%를 가스터빈에서 추출하는 Partially Integrated ASU를 채택하였다. 이 경우에 가스터빈의 공기압축기에서의 공기추출량과, 산소분리공정에서의 질소환류 등은 In-line Fortran과 Design-specification을 위하여 설계값을 유지하도록 하였다.

개발되어진 석탄가스사용 복합사이클 발전시스템 모델은 ASPEN Code에 내장되어져 있는 단위조작 모델 103개, 18개의 Design Specification과 6개의 In-line Fortran을 사용하여 설계조건에서 공정의 열 및 물질수지와 성능을 해석할 수 있도록 하였다. 개발되어진 모델의 계산절차는 Fig. 6에 나타내었으며, 점선으로 구성되어진

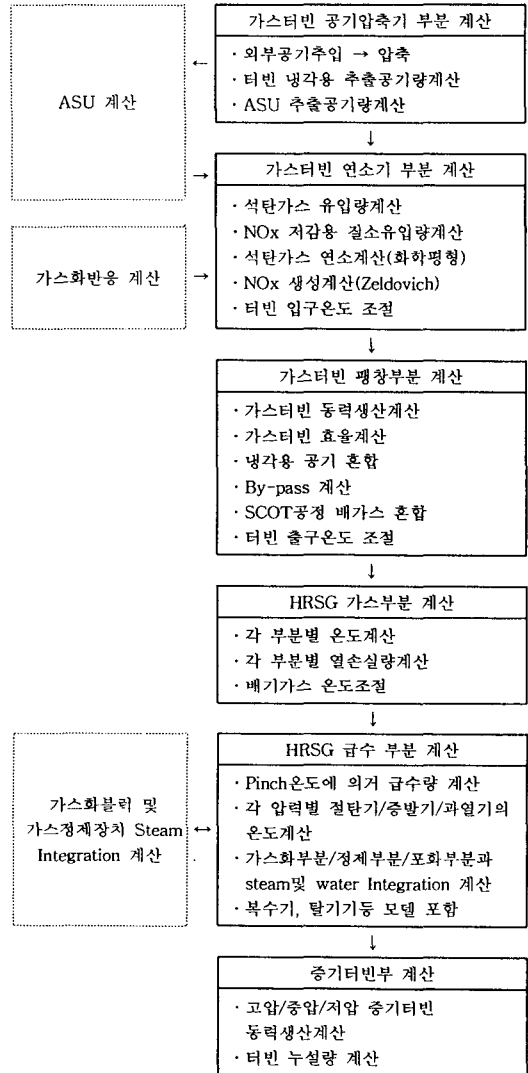


Fig. 6. Process Simulation Flow Chart.

부분은 기 수행되어진 부분으로서 본 연구에서는 Design-specification과 In-line Fortran을 사용하여 모델의 입력조건으로 사용하였다.

3. 결과해석

증기사이클이 가스화 및 가스정제 공정과 연계되어지는 부분은 각 공정에 따라 모두 상이하지만, 여기서는 복합사이클 발전시스템의 성능해석을 위하여 Texaco 가스화 공정과 저온 가스정제공정에서 생성된 석탄가스를 적용하였다.

석탄가스사용 복합발전 시스템(가스터빈/증기터빈/액

열회수보일러)의 모델에 연계(Integration)를 고려하여 ASPEN Code내에서 공정모사를 한 결과와 참고자료를 비교하여, 본 모델의 타당성을 검증하였다. 본 연구에서는 Texaco 가스화 공정과 MDEA 산성가스 제거공정에서 생성된 석탄가스를 입력으로 하여, 석탄가스의 사용이 가능하며 산소분리공정과 연계를 고려한 GE MS 7001FA 가스터빈, 세가지압력(101/22/4bar)을 가지는 폐열회수보일러와 재열사이클(538/538°F)의 증기터빈을 이용한 복합사이클을 구성하였다.

본 연구에 사용되어진 192 MW의 출력을 내는 석탄가스 사용 GE MS7001 FA 가스터빈과 폐열회수보일러 및 증기터빈의 증기사이클의 모델에 대한 결과는 Table 3과 같다. Reference에서 가스터빈의 성능은 공정사(General Electric)으로 부터의 자료를 적용하였으며, 가스터빈의 출구조건으로부터 폐열회수보일러와 증기터빈, 보조설비 및 가스화공정과의 연계는 Enter Software Inc.의 가스터빈성능해석 소프트웨어인 GATE/CYCLE을 사용하여 정상상태 성능해석을 수행하였다.

본 모델에 포함되어진 폐열회수 보일러의 각 구간별 온도변화를 이용한 시뮬레이션 결과의 성능해석 곡선은 Fig. 7과 같다⁵⁰. 폐열회수 보일러에서 배기가스는 상부에 나타난 선으로 표시하였으며, 그림의 왼쪽에서 오른쪽으로 이동한다. 급수는 하부에 나타내었고, 이는 오른쪽에서 왼쪽으로 이동하면서 에너지를 흡수한다. 일반적으로 폐열회수보일러를 설계하는 방법은 폐열회수보일러입구의 가스온도와 유량, 급수의 온도 및 생성될 증

기의 압력으로부터 임의의 최소접근온도를 추정한 후에, 폐열회수보일러 각 부분에서의 열전달량을 구하고, 증기의 유량 및 각 부분에서의 급수의 온도를 구하는 방법을 적용하고 있다⁷. 최소접근온도는 가스와 증기/급수가 온도-엔탈피선도에서 가장 근접하는 부분의 온도차를 말하여, 증발기(Evaporator)에서 최소접근온도에 도달시키는 Evaporator approach와 절탄기(Economizer)에서 최소접근온도에 접근시키는 Economizer approach의 두 가지 방법이 있다. Fig. 7에 의하면 본 복합사이클은 일반적으로 천연가스용 복합사이클이 채택하는 Evaporator approach를 사용하는 대신에, 증발기(Evaporator) 부분에서 외부열교환(고압포화수를 가스냉각기에 보내어 포화증기로 열을 회수후 유입)이 발생하여 폐열회수보일러의 해석이 복잡해지는 관계로 석탄가스용 복합사이클에 적용시키기 용이한 Economizer approach를 사용하였다. 고압의 경우 가스가 중압 절탄기를 빠져나오는 부분과 물이 고압절탄기(HP PHR)를 빠져나오는 부분에서 최소접근온도에 도달하고, 중압의 경우는 가스가 고압의 절탄기(HP ECON)를 빠져나오는 부분과 물이 중압 절탄기(IP ECON)를 빠져나오는 부분에서 최소접근온도에 도달한다. 일반적으로 고압과 중압에서 동일한 최소접근온도차를 유지하는데, 본 연구에서는 고압에서는 15°F, 중압에서는 10°F로 제시되었다. 또한 고압과 열기 출구와 중압과 열기 출구에서의 증기-가스 접근(Exhaust Gas-Steam approach: EGSA)에 의하면 기존의 천연가스나 유류를 이용하는 경우에 각각 50°F 이상을

Table 3. Simulation Results.

구 분		Simulation	Reference
Steam Cycle Results:	Steam turbine shaft power (kW)	1.4890e+5	1.4849e+5
	Steam turbine generator losses (2%) (kW)	2978.	2969.81
	Steam cycle BOP losses (kW)	0.	0.
	Net steam cycle power (kW)	1.4592e+5	1.4552e+5
	Steam turbine efficiency LHV (%)	29.5	29.4646
Gas Turbine Results:	Gas turbine shaft power (MW)	192.755	192.
	Gas turbine generator losses (kW)	0.	0.
	Gas turbine Aux and BOP losses (kW)	0.	0.
	Net gas turbine power (MW)	192.755	192.
	GT simple-cycle efficiency, LHV (%)	39.0	38.8757
Emission Results:	HRSO exhaust gas flow rate (kg/hr)	1,799,000	1,782,000
	HRSO exhaust gas temperature (°C)	104.7	105
	NOx formation (ppmvd, 15%O ₂)	9.3	25.0
	SOx formation (ppmvd, 15%O ₂)	2.2	2.3
Overall Cycle Results:	Net cycle power (MW)	338.675	337.5204
	Total fuel consumption (Btu/hr)	1.6868e+9	1.6851e+9
	Net cycle efficiency, LHV (%)	68.5	68.3403
	Net cycle heat rate, LHV (Btu/kWh)	4980.686	4992.659

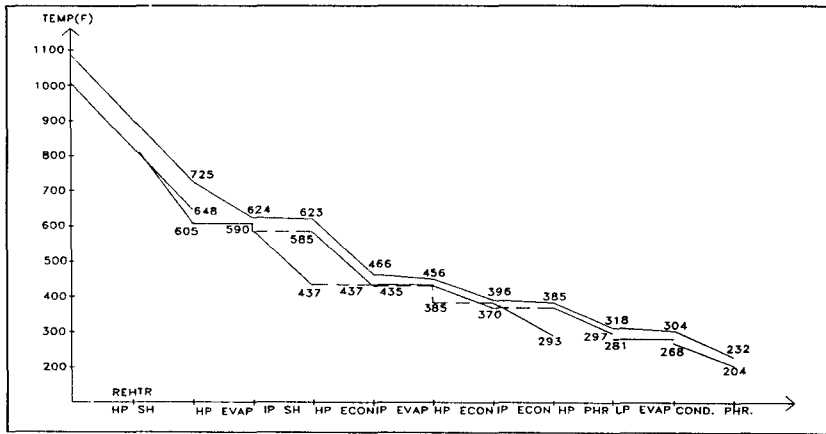


Fig. 7. Performance Analysis Curve of HRSG.

유지하도록 되어 있으나, 본 연구에 사용된 석탄가스의 경우에는 두개의 EGSA중에서 고압 과열기의 출구증기와 과열기 입구가스의 온도차는 84°F이지만, 중압 과열기 출구증기와 고압 증발기 출구가스의 온도차가 34°F에 불과하다. 이는 가스화공정에서 생성되는 고압증기의 온도가 낮기 때문이다. 고압 가스냉각기의 수냉벽은 H₂S의 존재 하에서는 부식성이 아주 높아지는데, 570°F 이상의 온도에서 H₂S는 금속표면과 반응하여 FeS를 형성하여 고온부식을 야기하는 특성이 있으므로 수냉벽의 온도 상승시 이러한 부식율이 증가하기 때문에 발생하는 고압증기의 온도가 제한되며, 포화증기압 역시 100barg 정도로 유지시켜야 한다. 한편 고압증발기로부터의 증기와 가스냉각기로부터의 증기가 합쳐진 고압 증기는, 천연가스등을 사용하는 공정의 고압증기에 비하여 30~50°F정도 낮은 온도가 된다. 이로 인하여 고압 과열기에서 더욱 많은 열을 회수하기 때문에 고압과열기 출구가스의 온도는 일반적인 경우보다 낮아져서 EGSA를 맞출 수 없게 된다.

이러한 부분들을 고려하여 개발한 모델을 이용한 시뮬레이션의 결과와 참고자료와의 비교는 Table 3에 나타난 바와 같이 거의 일치하는 것을 볼 수 있으며, 다만 질소산화물 생성량의 참고자료에 비하여 대략 50%정도 적게 생성되는 것으로 나타났다. 이는 본 연구에 적용된 질소산화물 예측방법이 질소산화물을 생성시키는 화학반응만을 고려하였기 때문인 것으로 여겨지며, 실제 연소기의 해석을 위해서는 연소기의 구조와 유체의 거동 등이 추가되어야 하는 것으로 나타났으며, 이는 추후에 보완할 예정이다. 이러한 자료를 통해 본 가스터빈과 증기사이클에 대한 시뮬레이션 모델을 석탄가스용 복합사이클 시뮬레이션에 적절하게 이용될 수 있음을 알 수

있다.

또한 GATE Code를 이용한 결과와 ASPEN+를 이용한 결과가 아주 유사함을 통하여 본 연구에 적용되어진 시뮬레이션의 방법이 건전함을 알 수 있었다. 이를 통하여 본 모델을 이용한 석탄가스 복합사이클 시뮬레이션 모델이 상용화 공정의 정상상태성능분석에 적절히 적용될 수 있음을 보여주고 있다.

4. 결 론

기존의 발전시스템에 비하여 효율 및 환경 측면에서 유리한 석탄가스화 복합발전 시스템의 공정해석의 일환으로서 석탄가스를 사용하는 복합사이클 발전시스템에 대하여 성능해석을 수행하였다. 공기분리공정과의 연계성(Integration)을 고려한 가스터빈 시스템과, 가스화 및 가스정제공정과의 연계성(Integration)을 고려한 증기사이클의 ASPEN Code를 이용한 성능해석 결과는 대상으로하는 참고자료와 잘 일치하였다. 가스터빈 사이클은 기존의 천연가스 사용시에 비하여 동일한 열량 조건에서 20%정도의 출력증가를 나타내었으며, 이는 연료인 석탄가스가 천연가스에 비하여 대략 6~8배 정도 낮은 열량에 기인하는 것으로 나타났다. 또한 증기 사이클은 상부공정과의 연계성을 고려하여 구성하였으며, 이로 인하여 기존의 일반적인 증기사이클에 비하여 구성이 매우 달라짐을 알 수 있었다. 결과적으로 전체 시스템의 적절한 조합과 최적 연계(Integration)을 통하여 IGCC 시스템의 효율개선이 가능함을 알 수 있었고, 본 해석방법이 단위공정의 적절한 조합을 통한 IGCC 시스템의 공정해석에 유용하게 적용될 수 있음을 알 수 있었다.

참고문헌

1. B.K. Blamire: "IGCC Integration Study Assessment", 13th EPRI Conference on Gasification Power Plants (1994).
2. K.R. Stone: "Aspen Simulations of Fluidized-Bed and Entrained-Flow Integrated Gasification Combined Cycle Power Plants", DOE/METC-85/4027 (1985).
3. 김종진, 김남호: "IGCC 최적공정 선정 및 개념설계 기법", 한국전력공사 해외교육 보고서 (1994).
4. 한전기술연구원: "IGCC Process Evaluation", Bechtel Corporation (1995).
5. Edward H. Stanton: "Optimization of the Combined Power Cycle Gas Turbine and Rankine Cycles", HOH Engineers, Inc.
6. ANSI/ASME PTC 4.4: "Gas Turbine Heat Recovery Steam Generators" (1981).
7. V. Ganapathy: "Evaluating Gas-Turbine Heat-Recovery boilers", Chem. Eng., Dec, (1987).