

## 공정개발급 석탄가스화 복합발전플랜트의 성능평가

이승종<sup>†</sup> · 이진욱\* · 김용철\*\* · 이 찬\*\* · 윤용승

고등기술연구원 에너지/환경연구실 및 아주대학교 시스템공학과

\*고등기술연구원 에너지/환경연구실

\*\*수원대학교 기계공학과

(1998년 5월 4일 접수, 1998년 11월 11일 채택)

## Performance Evaluation of the IGCC Process Development Unit System

Seung-Jong Lee<sup>†</sup>, Jin-Wook Lee\*, Yong-Chul Kim\*\*, Chan Lee\*\* and Yongseung Yun

*Institute for Advanced Engineering and Dept. of Systems Engineering, Ajou University*

*\*Institute for Advanced Engineering*

*\*\*Dept. of Mechanical Engineering, University of Suwon*

(Received 4 May 1998; accepted 11 November 1998)

### 요 약

IGCC PDU 플랜트에 대한 공정특성과 석탄가스화 플랜트의 가스터빈 시스템에 대한 연계조건 특성을 파악하고자 100 톤/일급 플랜트에 대해 공정모사를 수행하였다. 역청탄 2종 및 아역청탄 2종 등 모두 4가지 탄종을 대상탄으로 하여 전산화석을 실시하였으며, 가스터빈은 GE사의 M3142(J)와 LM1600PA 모델을 선정하여 각각의 모델에 대한 출력 및 효율을 산출하였다. 또한 가스터빈의 설계점 입열량을 기준으로 각각의 가스터빈 모델에 대한 출력과 효율을 계산하였다. 100 톤/일급 PDU 플랜트를 가동시에 산소 소요량은 하루 약 80 톤으로 나타났고, 가스화기에서 생성되는 생성가스의 냉각시 80 톤/일의 포화증기(7기압)가 생성되고 가스터빈에서 배출되는 배기가스로부터 350-450 톤/일의 포화증기가 생성되는 것으로 나타났다. 가스터빈의 출력은 4.5-8.5 MW 범위이고 사이클 효율은 22-32% 범위로서 천연가스를 연료로 사용할 때보다 낮게 나타났다. 대상 가스터빈의 설계점 입열량을 기준으로 하였을 경우에 가스화기에서의 석탄요구량은 탄종 및 가스터빈의 종류에 따라 PDU 시스템이 대상으로 하였던 석탄량의 1.5-2.0배 되는 것으로 나타났으며, 이와 비례하여 포화증기의 생성량도 증가하는 것으로 나타났다. 석탄요구량을 대상 가스터빈의 출력에 맞추어 주는 경우의 가스터빈의 출력과 사이클 효율은 석탄의 종류에 관계없이 천연가스를 연소시키는 경우와 비슷하거나 약간 높은 것으로 나타났다.

**Abstract**—As an approach to evaluate the performance of the IGCC(Integrated Gasification Combined Cycle) PDU (Process Development Unit) process and to understand the integration conditions between coal gasification plant and gas turbine system, process simulations for 100 ton/day-class IGCC PDU plant have been carried out. Two bituminous and two subbituminous coals were selected for this study. Power output and cycle efficiency have been calculated for two gas turbines, one for M3142(J) and the other for LM1600PA of General Electric company. In addition, the process simulations based on design thermal input of both gas turbines have been conducted to calculate the power output and cycle efficiency. For the 100 ton/day-class PDU plant, simulation results exhibit that about 80 ton/day of oxygen is required while 80 ton/day of saturated steam from the raw gas cooling system and 350-450 ton/day of saturated steam from the flue gas cooling system are produced. The power output and cycle efficiency of gas turbines are 4.5-8.5 MW and 22-32% when coal gas is fired, which are fairly lower than those of natural gas firing cases. On the basis of the design thermal input of the gas turbines, the coal consumption rate is 1.3-1.8 times of the 100 ton/day-class PDU plant and the saturated steam production is increased in this proportion. The power output and efficiency of coal gas firing cycles are similar or slightly higher than those of natural gas firing cases regardless of coal type.

**Key words:** IGCC, PDU, Coal Gasification, Gas Turbine, Process Simulation

### 1. 서 론

석탄가스화 복합발전시스템(Integrated Gasification Combined Cy-

cle, IGCC)은 기존의 미분탄 연소 발전 방식에 비해 발전효율이 5-10% 이상 높고, 공해물질 배출 특성에 있어서도 SO<sub>2</sub>와 NO<sub>x</sub>를 각각 95% 및 75% 이상 감소시키고 회분은 용융 슬래크 형태로 처리하는 발전시스템이다. 이와 같은 고효율 및 환경 친화적인 특성으로 인하여 IGCC 시스템은 차세대 석탄화력 발전 방식으로서 각광받고 있

<sup>†</sup>E-mail: sjlee@iae.re.kr

으며, 국내외적으로 IGCC 시스템의 상업화를 위한 기초 및 응용 연구가 활발히 진행되고 있다. 이미 선진 공업국들은 70년대 석유파동 이후 IGCC 기술의 개발을 활발히 진행하여, 최근에는 250 MW 이상 출력의 상용화급 플랜트를 가동 또는 건설 중에 있으며[1, 2], 머지않아 상업화에 도달할 전망이다. 또한 국내에서도 최근 전력 수요의 급증과 전세계적으로 확산되고 있는 환경 규제의 강화 등으로 우리의 실정에 맞는 IGCC 공정의 개발이 활발히 진행되고 있다.

IGCC 시스템은 석탄을 산화제 및 증기와 반응시켜 가연성 가스를 생성하는 석탄가스화과정, 생성된 가스내에 함유된 불순물(주로 산성가스)을 정제하는 가스정화과정, 정제된 저발열량의 가스를 연소 및 팽창시켜 1차 발전에 이용하는 가스터빈공정과 연소가스의 폐열을 이용하여 2차로 발전시키는 증기터빈공정으로 구성된 복합적 개념의 발전시스템이다. 이들 공정 이외에 산소를 산화제로 이용하는 공정일 경우에는 공기분리공정(Air Separation Unit, ASU)이 추가된다. 따라서 IGCC 시스템의 실용화개발을 위해서는 앞서 언급한 공정들에 대한 연구/개발이 우선되어야 하고, 최종적으로 이러한 시스템들을 효율적으로 연계 및 통합하는 일이 필요하며, 상용화 이전에 IGCC 발전소를 일반 복합발전소와 구분지어 주는 특징적 공정 흐름에 대한 분석기술을 확보하는 것이 필수적이라고 할 수 있다. 이러한 공정분석 기술의 확보를 위하여, 다수의 선진국 연구기관들과 전문업체들은 IGCC의 특징적인 공정 흐름에 대한 공정평가 또는 공정개발시설(Process Development Unit, PDU 또는 Process Evaluation Unit, PEU)을 시운전 중에 있으며, 이를 통해 IGCC 발전소 상용화를 위한 공정자료들을 수집하고 있다. 국내에서도 전력연구원, 고등기술연구원 및 에너지기술연구소를 중심으로 IGCC 발전시스템 개발을 위한 기초연구가 진행 중에 있으며, 현재 고등기술연구원에서는 석탄가스화기 개발의 일환으로 BSU(Bench Scale Unit)급 플랜트를 운전하고 있다. 따라서 현재 운전 중인 BSU보다 규모가 큰 PDU 플랜트에 대한 시스템을 구성하고 이에 따른 공정 평가/분석 연구를 통해 PDU 공정 및 계통에 대한 구체적인 분석 결과를 제시하고, 이를 통해 IGCC PDU에서 석탄연료가스(이하 석탄가스, 영문일 경우 fuel gas)의 가스터빈에 대한 연계조건 특성을 파악하고자 한다. PDU 급 IGCC 플랜트에서는 가스터빈을 구동시켜 소규모 발전을 하지만, 복합발전 개념의 플랜트로는 증기의 생산량이 적기 때문에 증기터빈과 폐열회수보일러(Heat Recovery Steam Generator)를 제외하는 것이 일반적이다. 본 연구에서도 이러한 실제 사례들을 고려하여 석탄가스화과정, 가스정화과정, 가스터빈 및 공기분리공정으로 구성된 PDU를 대상으로 전산해석을 실시하였다.

석탄가스화과정으로서는 대용량화가 가능하여 발전용에 적합한 산소공급형 분류중 가스화기[3]를 선택하였는데, 국내에서 1992년부터 연구가 진행된 IGCC BSU 시스템[4]으로부터의 자료를 최대한 반영하여 모사하였다. 가스화기에서 생성된 고온의 생성가스(raw gas)는 열교환기를 통과하면서 냉각되고, 이 과정을 통하여 산업용에 활용 가능한 증기를 생산하도록 시스템을 구성하였다. 실증플랜트(demonstration plant)에서는 열교환기에서 생성된 고온/고압의 증기는 증기터빈으로 유입되어 전력생산에 사용된다. 본 연구에서는 생성가스 냉각 및 가스터빈 배기가스 냉각 과정에서 생성되는 증기의 양이 하루 수백톤 정도인 점을 고려하여, 실제 산업용에서 이 정도의 증기 생성량에 가장 많이 적용되고 있는 7 bar/165 °C의 포화증기를 생성하는 시스템을 채택하였다. 열교환기를 통과한 생성가스는 사이클론에서 분진이 제거되고 물 분사에 의해 암모니아 가스가 제거된 후 가스정화공정으로 유입되도록 구성하였다.

본 연구에서는 현재 이미 상업화된 저온탈황공정 중의 하나인 Sulfinol/Claus/SCOT 공정을 가스정화공정으로 채택하였다. 생성가스에 포함된 산성가스(황화수소, 황화카보닐 등)는 Sulfinol 공정에서 제거

된다. 산성가스를 포함한 용매는 재생기로 유입되어 산성가스를 분리시키고 분리된 산성가스는 Claus 공정으로 유입된다. Claus 공정에서는 일련의 산화, 환원 반응을 거쳐 원소 형태의 황을 생성한다. Claus 공정에서 반응되지 않고 남아 있는 산성가스는 SCOT 공정에서 미량의 정제된 가스와 혼합된 후 촉매 반응에 의해 가수분해되어 황화수소를 생성한다. 생성된 황화수소는 다시 Claus 공정으로 재순환되도록 구성하였다.

공기분리공정의 IGCC 시스템 연계 방법으로는 공기분리공정에서 필요한 공기 소요량을 가스터빈에서 일부 공급받는 부분연계(partial integration) 방법, 필요량 전부를 공급받는 완전연계(full integration) 방법 및 공기 소요량을 가스터빈에서 공급받지 않고 전량 대기에서 공급받아 가스화공정에 산소 및 질소를 공급하는 비연계(non-integration) 방법으로 구분된다[5, 6]. 대용량의 상업용 가스화기에서는 부분연계 또는 완전연계 방법이 많이 적용되고 있으나, 본 연구에서는 비연계 방법의 공기분리공정을 채택하여 공정해석을 실시하였다.

가스정화과정에서 분진 및 산성가스가 제거된 석탄가스는 가스터빈 시스템에서 연소 및 팽창과정을 거쳐 전력생산에 이용된다. 일반적으로 실증플랜트에서는 가스터빈의 최대출력에 맞추도록 석탄의 주입량이 결정되지만, PDU에서는 가스화기의 석탄처리량이 적고 가스터빈의 최대출력 보다는 가스터빈의 연계에 의한 연동시스템에 대한 시험이 주로 실시될 것으로 예상되므로, 가스화기에서 생산되는 다양한 석탄가스를 천연가스의 대체연료로 이용할 수 있도록 발전계통을 구성하였다. 고려한 발전계통은 간단한 증기발전장치와 가지는 가스터빈 사이클(gas turbine cycle)이며, 실제 산업적으로 사용되고 있는 모델들을 대상 가스터빈으로 선택하였다. 또한 석탄가스의 유입 조건에 따라 PDU급 가스터빈이 어떠한 운전조건과 성능특성을 가지는지를 검토하였다. 가스터빈에서 방출되는 비교적 고온의 연소가스는 실증플랜트에서는 폐열회수보일러에서 열교환을 통하여 증기를 생산한 후 대기 중으로 방출되지만, PDU에서는 간단한 폐열회수보일러에서 가스정화과정에서 생성되는 증기와 같은 조건(7 bar, 165 °C)의 포화증기를 생산하면서 냉각되어 대기 중으로 방출되는 시스템을 대상으로 하였다. 그리고, NO<sub>x</sub> 조절용으로 공기분리공정에서 가스터빈으로 유입되는 질소를 연계시키기도 하는데 본 연구에서는 제외하였다. 본 연구에서 반영한 PDU 플랜트에 대한 공정 개요도는 Fig. 1과 같다.

Fig. 1과 같이 구성된 PDU 시스템의 공정평가를 위하여, 석탄가스화과정, 가스정화과정 및 공기분리공정에 대해서는 고체 반응물을 포함한 시스템의 공정해석에 효과적인 ASPEN(Advanced System for Process ENgineering) 코드를 사용하였으며, 가스터빈 시스템에 대해서는 발전계통의 공정설계 및 성능분석에 많이 응용되고 있는 Gate-Cycle 코드를 이용하였다. 우선 100 톤/일급 처리용량의 PDU 시스템에서 4가지의 석탄을 가스화시키는 경우에 대한 공정해석을 실시하여 생성가스의 조성, 가스터빈의 출력 및 효율 등의 성능특성을 분석하였다. 또한 상업용 IGCC 시스템에서는 가스터빈의 출력을 기준으로 석탄처리용량이 결정되는 점을 고려하여, 선택된 가스터빈의 설계점 입력량(thermal input, 연료량×LHV)을 만족시킬 수 있는 석탄가스의 양을 입력으로 한 사이클 해석을 실시하여 PDU 시스템의 성능분석을 실시하였다. 이와 같은 공정해석 결과들은 PDU 시스템의 적정단위 선정 등의 기본설계에 중요한 자료로 활용될 수 있을 것이며, 나아가 축적된 공정해석 경험은 상용화 IGCC 시스템의 성능을 정확하게 비교분석 할 수 있는 토대가 될 것으로 판단된다.

## 2. PDU 시스템 공정 평가 및 분석

### 2-1. 가스화과정 및 가스정화과정

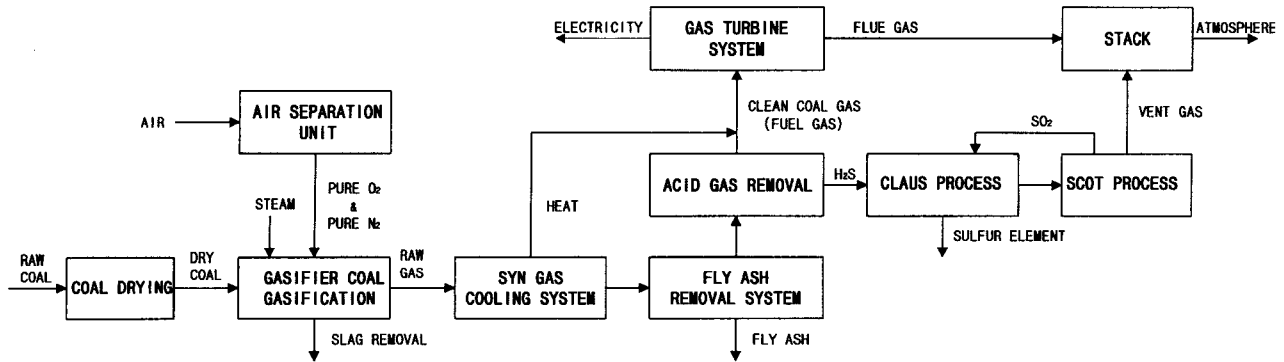


Fig. 1. Simplified flow diagram of IGCC PDU plant.

Table 1. Proximate and ultimate analyses of sample coals

Coal analysis	Bituminous coal		Subbituminous coal	
	Illinois No. 6	Datong	Usibelli	Buckskin
Proximate analysis (as-received, wt%)				
Moisture	12.00	11.44	24.03	25.00
Fixed carbon	44.02	53.81	29.95	33.95
Volatile	35.18	25.93	37.42	34.19
Ash	8.80	8.82	8.60	6.86
Ultimate analysis (dry basis, wt%)				
Carbon	69.57	71.83	62.70	67.32
Hydrogen	5.31	3.87	4.83	4.78
Nitrogen	1.26	0.87	0.72	1.17
Sulfur	3.87	1.22	0.45	1.24
Oxygen	9.99	12.25	19.98	16.35
Ash	10.00	9.96	11.32	9.14

채택한 가스화기는 산소공급형 가압분류층 전식 가스화기이고, 가스화기의 석탄처리용량은 100톤/일(ton/day)급이며, 대상탄으로서 역청탄인 Datong탄 및 Illinois No. 6탄, 아역청탄인 Usibelli탄과 Buckskin탄을 채택하여 공정해석을 실시하였다. 전산모사에 사용된 역청탄 및 아역청탄에 대한 공업분석 및 원소분석 자료는 Table 1에 나타내었다.

가스화기로 유입되는 각 대상탄에 대한 질소/석탄 및 증기/석탄의 무게비는 일정하게 설정하였고, 가스화기의 운전압력은 모든 경우에 대하여 27 bar로 고정하였다. 이러한 기준조건하에서 각 석탄에 대하여 산소/석탄의 무게비를 변화시켜 가스화기의 운전온도가 1,430 °C가 되는 조건을 산소유입량의 기준조건으로 설정하여 전산해석하였다. 가스화기로 유입되는 산소, 질소 및 증기에 대한 해석결과를 Table 2에 나타내었는데, 석탄내 산소 함유량이 낮고 탄소의 함유량이 높은 역청탄이 아역청탄에 비해 산소의 요구량이 비교적 큰 것을 알 수 있었으며, 100 톤/일급 PDU의 산소 소요량은 석탄의 종류에 따라 약간의 차이는 있으나 하루 약 80 톤 정도인 것으로 나타났다. 가스화기에서의 반응은 Gibbs free energy 최소화법을 이용하여 전산해석을 하였으며, 석탄가스화 반응의 자세한 화학적 열역학적 반응은 매우 복잡하기 때문에 중요한 반응을 살펴보면 아래와 같다.

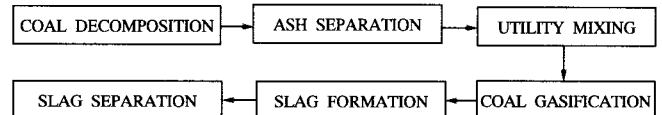


Fig. 2. Model block diagram of gasifier in the ASPEN simulation.

Table 2. Mass flow rates of sample coals and utility gases to the 100 ton/day-class PDU gasifier

Feeds(ton/day)	Bituminous coal		Subbituminous coal	
	Illinois No. 6	Datong	Usibelli	Buckskin
Raw coal flow rate (as-received)	111.36	110.66	129.00	130.67
Dry coal flow rate (2% dry)	100.00	100.00	100.00	100.00
Oxidant(95% O <sub>2</sub> )	80.30	82.72	77.32	79.88
Nitrogen	7.34	7.34	7.34	7.34
Steam	4.55	4.55	4.55	4.55



ASPEN 코드를 이용한 가스화기 모델의 구성은 가스화반응 영역(gasification zone)의 단위요소(block)를 포함하여 모두 6개의 단위요소로 구성하였으며, 그 계통도를 Fig. 2에 나타내었다.

Table 2에 나타난 투입량하에서 가스화 반응에 의해 생성되는 생성가스의 조성 및 유량에 대한 해석결과를 Table 3에 나타내었다. Table 3의 결과로부터, 주성분인 일산화탄소와 수소의 합이 약 82-92%인 가연성 생성가스를 얻을 수 있음을 알 수 있다.

가스화 반응으로 생성된 생성가스는 열교환기에서 냉각된 후 사이클론과 물 분사 세정기를 거치며, 이 과정에서 분진과 암모니아가 제거된 후 가스정화공정으로 유입되어 산성가스가 제거된다. 가스정화공정을 거친 석탄가스는 예열된 후 가스터빈으로 유입된다. 산성가스를 포함한 용매는 재생기로 유입되어 산성가스를 유리시키고 유리된 산성가스는 Claus 공정으로 유입된다. Claus 공정에서 황화수소의 1/3이 이산화황으로 산화된 후 남아있는 황화수소와 이산화황이 촉매반응을 하여 황원소를 생성한다. 이 공정의 주요반응은 아래와 같다.

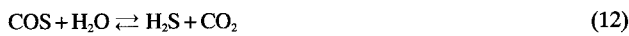


Claus 공정에서 반응되지 않고 남아 있는 산성가스는 SCOT 공정

Table 3. Raw gas compositions for various sample coals

Raw gas composition (vol%)	Bituminous coal		Subbituminous coal	
	Illinois No. 6	Datong	Usibelli	Buckskin
H <sub>2</sub>	30.31	24.82	25.41	26.80
CO	62.31	67.85	56.71	60.81
CO <sub>2</sub>	0.36	0.85	5.33	2.94
CH <sub>4</sub>	0.37	0.13	0.01	0.03
H <sub>2</sub> O	0.54	0.96	7.41	4.01
N <sub>2</sub>	3.78	3.85	3.89	3.92
Ar	1.01	1.10	1.07	1.05
H <sub>2</sub> S	1.23	0.40	0.16	0.41
COS	0.09	0.04	0.01	0.03
Flow rate(ton/day)	182.21	184.66	177.91	182.64

으로 유입되어 미량의 정제된 가스와 혼합된 후 촉매 반응에 의해 가수분해되어 황화수소를 생성하고 생성된 황화수소는 다시 Claus 공정으로 재순환된다. SCOT 공정의 주된 반응은 아래와 같다.



가스화기에서 유리되는 슬래크 및 비산재의 유량과 Claus 공정에서 유리되는 황원소 유량에 대한 해석결과와 가스터빈으로 공급되는 석탄가스의 유량 및 조성에 대한 해석결과를 Fig. 3 및 Table 4에 나타내었다. Fig. 3의 결과를 살펴보면 회분 함량이 비교적 높은 Usibelli탄의 경우를 제외하면, 슬래크/비산재의 하루 생성량은 대략 10 톤 정도이며, 황 성분은 3.87 wt%로 비교적 높은 Illinois No. 6탄의 경우 하루 황원소 회수량이 3.8 톤이었으며, 나머지 석탄의 경우에는 하루 약 1 톤 정도의 황원소 회수량을 나타내었다. Table 4로부터 석탄가스의 수소와 일산화탄소의 함유량은 생성가스의 경우에 비해 약간 증가하고, 가스량이 적을수록 재가열되는 석탄가스의 온도는 높아지는 것으로 나타났다. 또한 4가지 탄종 모두 수소는 25-30% 범위, 일산화탄소는 62-69% 범위의 조성을 가지며, Illinois No. 6 탄이 황성분을 가장 많이 함유하고 있으며 메탄의 비율과 수소 및 일산화탄소 비율도 가장 큼을 알 수 있다. 저위발열량(Lower Heating Value, LHV)은 가연성 기체 성분이 많은 Illinois No. 6, Datong, Buckskin, Alaskan Usibelli의 순으로서 천연가스 저위발열량(47450.4 kJ/kg)의 약 1/4 수준이며, 4가지 석탄가스 모두 온도가 340-350 °C 가량으로서 비교적

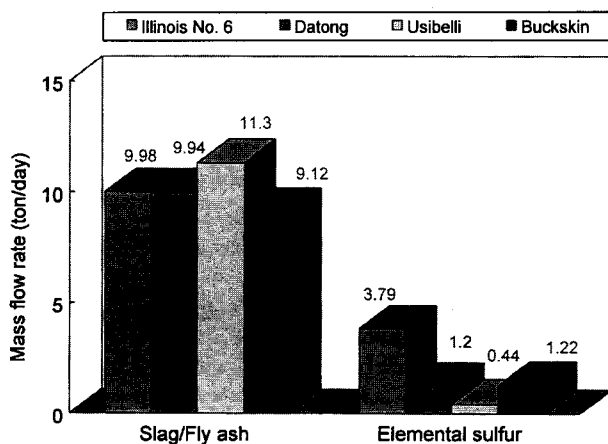


Fig. 3. Amounts of elemental sulfur and slag/fly ash removed from 100 ton/day-class PDU plant.

Table 4. Characteristics of fuel gases for various sample coals

Fuel gas composition(vol%)	Bituminous coal		Subbituminous coal	
	Illinois No. 6	Datong	Usibelli	Buckskin
H <sub>2</sub>	30.80	25.12	27.53	28.03
CO	63.33	68.68	61.45	63.61
CO <sub>2</sub>	0.42	0.84	5.42	2.91
CH <sub>4</sub>	0.38	0.13	0.02	0.04
H <sub>2</sub> O	0.19	0.21	0.21	0.21
N <sub>2</sub>	3.85	3.90	4.21	4.10
Ar	1.03	1.12	1.16	1.10
H <sub>2</sub> S	$1.3107 \times 10^{-4}$	$4.2834 \times 10^{-5}$	$1.4368 \times 10^{-5}$	$4.0406 \times 10^{-5}$
COS	$8.7058 \times 10^{-5}$	$3.7556 \times 10^{-5}$	$1.2573 \times 10^{-5}$	$3.2681 \times 10^{-5}$
Temperature(°C)	339.18	336.52	355.27	345.67
Flow rate(ton/day)	177.26	181.97	165.43	174.67
LHV*(kJ/kg)	12824.2	11858.2	11083.6	11190.9

\*LHV(at 25 °C)+sensible heat.

높은 현열(sensible energy)을 보유하고 있는 상태이다. 또한 산성가스인 H<sub>2</sub>S와 COS는 가스정화공정에서 대부분 제거됨을 알 수 있었다.

공기분리공정으로는 대용량 설비가 가능하고 신뢰도가 높은 초저온 공기분리공정을 채택하여 모사하였다. 대기 중의 먼지는 공기필터에서 제거되고 공기압축기로 유입된 후 압축되어 고압으로 된다. 수분과 CO<sub>2</sub>는 저온에서 고체로 존재하여 연속흐름을 방해하므로 흡착탑에서 제거되도록 하였으며, 불순물이 제거된 고압의 공기는 주 열교환기(main heat exchanger)를 통하여 냉각되어 액화되고, 액화된 공기는 증류탑으로 유입되어 산소가 생산되도록 하였다. 또한 증류탑에서 생산된 산소는 주 열교환기에서 가열된 후 산소압축기에서 압축되어 가스화기로 공급되도록 하였다.

공기분리공정에서 필요한 공기량은 가스화공정에서 요구되는 산소량을 기준으로 전산화석에 반영하였으며, 가스화기로 공급되는 산소의 농도는 95%를 기준으로 하였다. 공기분리공정에서 분리된 산소는 압축되어 가스화기로 유입되고, 분리된 고순도 질소(99.99%) 중 일부는 가스화기에 유입되고 나머지는 공압장비 등의 운전에서 사용되는 것으로 모사하였다. 실제 PDU 플랜트에서는 이와 같은 목적에는 저순도 질소를 사용하고, 고순도 질소는 부산물로 활용될 수 있을 것으로 판단된다. Table 5에 공기분리공정에서 소요되는 공기량과 산소 및 질소 생성량에 대한 전산화석 결과를 나타내었다.

## 2-2. 가스터빈공정

본 연구에서 고려한 가스터빈 시스템을 이용한 발전계통이 Fig. 4에 나타나 있다. 가스터빈 시스템에서는 대기 중의 공기를 유입하여 압축기에서 가압한 후 연소기로 압축된 공기를 보내고, 연소기로 보내진 공기는 연료와 반응하여 고온/고압의 연소 공기를 생성한다. 연소가스는 팽창기를 통해 압력 및 온도가 떨어지고 체적이 늘어나는 팽창과정을 거치게 되며, 팽창기 블레이드의 냉각을 위해서는 압축기 중간단(interstage)에서 공기를 추출하여 사용한다.

본 연구에서는 가스터빈의 설계제원(압축비, 효율 및 유량)을 이용하여 설계점에서 압축기를 모델링하였고, 탈설계점에서는 설계점에서 구한 값들을 근거로 작성되는 압축기 성능곡선으로부터 구해지는 성능변수들을 이용하여 공정해석을 수행하였다. 또한 블레이드의 냉각을 위해 공기가 중간단에서 추출되므로, 공기추출은 압축기 두 단(stage) 사이 또는 압축기 출구에서 발생한다고 가정하였으며, 이들 추출지점은 압축기 각 단에 대해 동일한 압축비를 가정하여 식 (15)를 사용하여 계산하였다.

$$PR_{stage} = PR_{total}^{1/no. of stage} \quad (15)$$

Table 5. Characteristics of air separation unit

Flow rate(ton/day)	Bituminous coal		Subbituminous coal	
	Illinois No. 6	Datong	Usibelli	Buckskin
Air consumption	359.47	370.28	346.13	357.56
O <sub>2</sub> (95.00 %) production	82.18	84.65	79.13	81.74
N <sub>2</sub> (99.99 %) production	22.44	23.11	21.60	22.32
N <sub>2</sub> (97.86 %) production	252.54	260.13	243.17	251.20

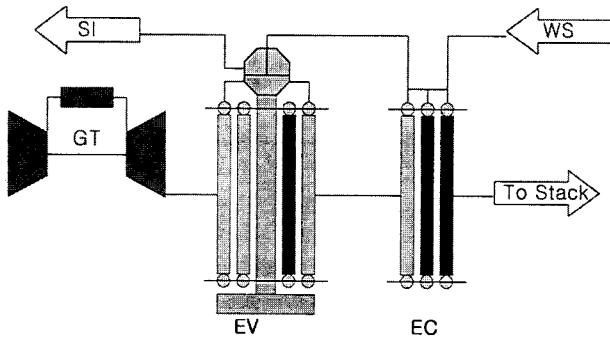


Fig. 4. Simplified flow diagram of gas turbine system in the IGCC PDU plant.

GT: gas turbine  
EV: evaporator  
EC: economizer  
SI: steam sink  
WS: water source

여기서  $PR_{stage}$ 는 단 당 압축비(pressure ratio per stage)이고  $PR_{total}$ 은 전체 압축비이며 no of stage는 압축비의 단 수를 의미한다.

또한 추출된 공기의 온도는 터빈을 통과할 때의 단효율이 일정하다고 가정하여 계산하였고, 계산된 총 단열효율이 탈설계점에서 압축기 성능곡선을 읽는 단열효율과 같아질 때까지 단효율에 대해 반복 계산을 하였다. 온도상승은 압축기 각 단을 지나는 다음의 압축식 (16)을 사용하여 계산하였다.

$$T_{i+1} = T_i + \frac{T_i}{\eta_{sep}} \left[ \left( \frac{P_{i+1}}{P_i} \right)^{\left( \frac{\gamma-1}{\gamma} \right)} - 1 \right] \quad (16)$$

여기서  $T_{i+1}$ ,  $P_{i+1}$ 은 각각 단(stage) 후의 온도와 압력,  $T_i$ ,  $P_i$ 은 각각 단(stage) 전의 온도와 압력,  $\eta$ 은 압축기 단 또는 폴리트로픽(polytropic) 효율,  $\gamma$ 은 비열비(ratio of specific heats)이다. 또한 비열은 가스 테이블을 이용하여 각 단을 통과하기 전에 계산되므로, 이 함수식은 압축되는 동안 온도에 따라 비열이 변화되는 것을 고려하고 있다.

연소기의 모델링은 압축기로부터 추출되는 냉각유량, 대기 중에 포함되어 있는 수증기량, 연소기로 증기 또는 물이 주사되는 경우 등 각각의 유량 및 연소기로 공급되는 연료의 양 등을 고려하여 에너지 방정식으로부터 직접 계산할 수 있다. 연소기로 공급되는 열(Q)은 연료의 저위발열량, 연소기의 효율 그리고 연소기로 공급되는 연료의 현열을 고려하여 식 (17)을 이용하여 계산하였다.

$$Q = m_f [LHV(\eta_{CB}) + C_{pf}(T_{fuel} - T_{ref})] \quad (17)$$

여기서 LHV는 저위발열량,  $\eta_{CB}$ 는 연소효율,  $T_{fuel}$  및  $T_{ref}$ 는 연료 및 기준점 온도를 나타내며,  $C_{pf}$  및  $m_f$ 는 연료의 비열 및 유량을 의미한다.

가스터빈내 팽창기 연소가스의 팽창과정은 상세한 단별(stage-by-stage) 분석을 통해 모델링한다. 터빈의 각 단은 동익(rotor)과 정익(stator)으로 구성하였다. 설계점의 터빈 모델링을 통해 적절한 팽창비 및 폴리트로픽 효율과 터빈 입구유량을 결정할 뿐만 아니라 노즐의 입구면적(throat area)도 계산한다. 설계점에서 결정된 폴리트로픽

효율은 터빈 효율의 변화에 대한 제작자의 데이터가 없는 경우에는 탈설계점에서도 일정하게 유지된다고 가정할 수 있다. 이러한 성능 변수들을 가지고, 팽창기 내부(각 단의 입구 및 출구)의 열역학적 상태를 열역학 제1법칙을 이용하여 구한다.

연소가스의 팽창과정은 유속의 증가를 수반하여 팽창기 내부를 통과하며 유속이 점차적으로 증가하여 음속점(sonic speed point)에 도달하면, 팽창기 블레이드 표면에 충격파가 형성되어 유동의 질식상태(choking condition)가 초래된다. 대부분의 발전용 가스터빈 팽창기는 질식조건에서 작동하므로 본 연구에서도 팽창기가 질식조건에서 작동한다고 가정하였고, 그때의 질식유량은 다음의 함수식 (18)을 사용하여 예측하였다.

$$m \frac{\sqrt{T}}{AP} = \text{const} \quad (18)$$

여기서 P는 팽창기 입구압력, T는 팽창기 입구온도, A는 터빈의 유로 단면적이다. 만약 팽창기가 탈설계점에서 작동하는 경우에는 설계조건에서 계산된 노즐 목(throat) 면적과 입구온도 및 유량을 사용하여 위의 함수식을 만족하도록 터빈 입구압력을 계산하였다. 또한 팽창기의 각 단은 탈설계점 효율이 설계점의 값과 동일하다고 가정하였고, 이러한 가정은 질식상태인 팽창기의 유량 및 팽창비 범위내에서 매우 유용한 가정이다.

Fig. 4에서 보여지듯이, 가스터빈시스템의 배기가스는 7 bar, 15 °C의 물을 이용하여 165 °C의 포화증기를 생산하는데 필요한 열원으로 사용되도록 발전계통을 구성하였다. 이때 배기가스가 연돌(stack)로 나가는 출구 온도는 미량의 아황산가스가 함유된 점을 고려하여 천연가스의 경우(약 100 °C)보다 약간 높은 120 °C로 제한하였다. 또한 증기발생장치 설계를 위해 핀치점(pinch point) 온도차와 접근(approach) 온도차는 각각 5 °C 및 10 °C로 가정하였다.

#### 2-2-1. 설계 제원

석탄 소모량이 하루에 100 톤인 PDU 플랜트에서 생산되는 4가지의 석탄가스(Table 4 참조)를 연소시키기 위해, 이의 입열량에 상응할 수 있는 10 MW급 또는 그보다 약간 상회하는 가스터빈 모델로서 GE사의 M3142(J)와 LM1600PA를 선정하였다. 선정된 가스터빈은 소형 산업용 가스터빈으로 실제 산업 현장에서 사용되고 있는 모델들이므로 PDU 플랜트 건설시 쉽게 확보할 수 있을 것으로 판단된다. 연료로는 주로 천연가스를 사용하나 경우에 따라서는 석유 계통의 액체연료도 사용할 수 있다. Table 6은 선정된 가스터빈 모델들의 기계적 구성 제원 및 천연가스 연소시의 연료소모량을 보여주고 있다[7, 8].

#### 2-2-2. 공정 분석 결과

상기의 가스터빈 설계 제원을 이용하여, 우선적으로 천연가스를 연료로 사용한 가스터빈의 성능을 예측하였고, 4가지 석탄가스를 2가지 가스터빈에서 연료로 사용하였을 때의 가스터빈 성능예측 결과를 천연가스 결과와 비교하면서 PDU급 IGCC 발전계통 설계를 위해 필요한 석탄가스 연료와 가스터빈 성능간의 상호관계를 규명하였다. 그리고 천연가스의 입열량과 동일한 양을 가질 수 있도록 석탄가스의 양을 보정하여 연소시켰을 경우에 대해서도 공정해석을 수행하였으며, 또한 최종적으로 위의 모든 경우에 대하여 가스터빈 배출가스의 현열을 이용하여 생성된 포화증기 발생량을 비교하여 보았다.

##### (1) 천연가스 연소의 경우

천연가스 연소에 대한 해석결과인 Table 7과 8에서 보여지듯이, LM1600PA는 M3142(J)에 비하여 상당히 큰 압축비와 높은 터빈입구온도(Turbine Inlet Temperature, TIT)를 지니는 특성상 압축기 입구유량은 비교적 적게 유지되고 있다. 즉 LM1600PA가 항공기용 엔

Table 6. Technical specification of M3142(J) and LM1600PA

Items	M3142(J)	LM1600PA
No. of IG V	1	2
No. of compressor stages	15	10
No. of combustion chambers	6	1(annular)
Fuels	NG/DO/HO/CO	NG/DO
No. of turbine stages	2	2
No. of power turbine stages	1	2
No. of air cooled nozzles	1	3
No. of air cooled blades	0	3
Fuel flow rate(NG, ton/day)	75.52	69.34
Thermal input(kW)	41476.39	38083.69

Note: IG V: Inlet Guide Vane, NG: Natural Gas, DO: Distillate Oil, HO: Heavy Oil, CO: Crude Oil

진으로부터 파생된 형태(aero-derivative type)이므로, M3142(J)에 비해 압축비도 높고 TIT도 300 °C 가량 높게 유지되는 것이다. 그리고, 이러한 고온/고압의 가스터빈 설계 개념으로 인해, LM1600PA가 출력은 M3142(J)와 비슷하나, 사이클 효율은 M3142(J)에 비해 월등히 우수함을 볼 수 있다. 또한 Table 9는 천연가스 연소시 배기가스를 이용한 증기 생성량에 대한 해석결과를 보여주고 있다.

#### (2) 석탄가스 연소의 경우

Table 10은 100 톤/일급 석탄처리용량의 가스화기에서 생성된 4가

Table 7. Performance characteristics of gas turbines for the natural gas combustion

Items	M3142(J)	LM1600PA
TIT(°C)	943.00	1205.00
Pressure ratio	7.2	22.3
Exhaust mass flow rate(ton/day)	4532.80	3921.77
Net power(MW)	10.99	13.50
Cycle efficiency(%)	26.49	35.44

Table 8. Operation conditions of gas turbines for the natural gas combustion

Model	M3142(J)	LM1600PA
<b>Compressor</b>		
Inlet flow rate(ton/day)	4454.78	3854.30
Maximum efficiency(%)	0.85	0.89
Inlet temperature(°C)	15	15
Outlet temperature(°C)	278.31	487.22
Inlet pressure(bar)	1.013	1.013
Outlet pressure(bar)	7.34	22.64
Pressure ratio	7.2	22.34
<b>Combustor</b>		
Efficiency(%)	0.99	0.998
Pressure drop(fract)	0.035	0.035
LHV heat input(kW)	$4.14759 \times 10^4$	$3.8083 \times 10^4$
Fuel type	Natural gas	Natural gas
Fuel flow rate(ton/day)	75.52	69.34
<b>Turbine</b>		
Efficiency(%)	0.920	0.905
Inlet area(cm <sup>2</sup> )	648.15	185.60
Inlet temperature(TIT, °C)	943	1205
Exhaust temperature(°C)	514.8	488.5
Inlet pressure(bar)	7.09	21.85
Expansion ratio	6.99	21.55
Cooling flow( $m_{cool}/m_{air}$ )	0.0165	0.0950

Table 9. Amounts of saturated steam generated from flue gas cooling for the natural gas combustion

Steam generator	M3142(J)	LM1600PA
Flue gas inlet temperature(°C)	514.82	488.47
Flue gas outlet temperature(°C)	120.03	119.99
Steam generation(ton/day)	727.43	586.98

Table 10. Performance characteristics of M3142(J) for the fuel gas combustion

Items	Bituminous coal		Subbituminous		NG
	Illinois No. 6	Datong	Usibelli	Buckskin	
TIT(°C)	712.30	688.89	623.66	647.95	943.00
Pressure ratio	6.56	6.48	6.23	6.33	7.24
Exhaust mass flow rate(ton/day)	4632.25	4637.00	4620.50	4629.74	4532.80
Net power(MW)	6.39	5.93	4.70	5.17	10.99
Heat rate(kJ/kWh)	14816.41	15160.73	16249.20	15754.85	13589.75
Cycle efficiency(%)	24.30	23.74	22.15	22.85	26.49

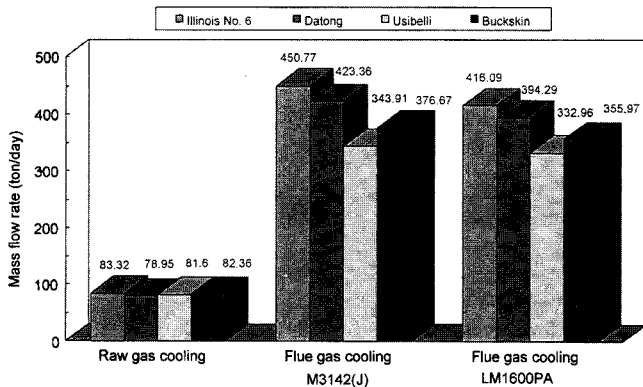
지 석탄가스를 M3142(J)에서 연소시켰을 경우의 가스터빈의 성능특성을 보여주고 있다. 이때 가스터빈이 가지는 기본 설계사양 및 운전조건은 천연가스 연소의 경우와 동일하도록 하기 위하여, 가스터빈으로 들어가는 공기의 유량은 천연가스의 경우와 동일하게 유지시키고, 공기 입구조건도 15 °C와 1.0135 bar로 동일하게 설정하였다. Table 10에서 보여지듯이, 석탄가스의 발열량이 천연가스에 비해 상당히 낮고, 유량도 설계치에 비하여 낮은 관계로, TIT가 천연가스에 비해 훨씬 낮은 결과를 보여주고 있다. 그리고 출력도 천연가스의 약 50 % 정도로 저하되었으며, 이로 인해 효율도 2-4 % 가량 저하되었다. 석탄가스 중에서는 연료의 LHV가 가장 높은 Illinois No. 6 석탄가스가 가장 좋은 성능특성을 보여주었고, Alaskan Usibelli가 가장 나쁜 성능특성을 보여주었다. 또한 압축비 예측 결과로부터, TIT가 가장 낮은 Alaskan Usibelli의 가스를 연소시킨 경우에 가스터빈 압축기 운전조건이 설계점 압축비 조건(천연가스의 경우)에서 가장 멀어져 있음을 알 수 있으며, 이러한 결과는 가스터빈 펌핑기의 직설조건을 충족시키기 위한 현상이다. 그러나, 설계점에서 많이 벗어난 탈설계점 작동은 surge 또는 choking 현상과 같은 압축기의 불안정성을 야기시킬 수 있는 요인이므로, 압축기의 성능곡선 자료를 이용하여 이러한 문제를 검토할 필요가 있다[9].

그리고 Table 11은 4가지 석탄가스를 LM1600PA에서 연소시켰을 경우의 가스터빈의 성능특성을 보여주고 있다. M3142(J)의 경우와 유사하게, 석탄가스의 연소는 TIT의 감소를 가져오고 출력 및 효율의 저하를 초래함을 알 수 있다. 또한 탄종에 따른 성능변화도 M3142(J)의 경우와 유사한 경향을 보여주고 있다.

100 톤/일급 석탄처리용량의 가스화기에서 생성된 고온의 생성가스를 냉각할 때 생성되는 포화증기량과 가스터빈에서 배출되는 배기가스를 이용하여 생성된 포화증기량을 Fig. 5에 나타내었다. 포화증기의 조건으로서 하루 증기생산량이 수백톤급인 경우 산업계에서 가장 많이 사용되는 조건인 7 bar 165 °C를 이용하였다. Fig. 5의 결과로부터 생성가스 냉각시 생성되는 포화증기는 하루 약 80 톤인 것으로 나타났고, 가스터빈의 배기가스를 이용하여 생성된 포화증기량은 330-450 톤/일 범위에 있으며, TIT가 가장 높았던 Illinois No. 6의 경우가 증기생성장치 입구 온도도 가장 높아 많은 증기를 생성하고 있음을 알 수 있다. 그러나 이러한 증기 생성량은 천연가스를 연료로 이용한 경우에 비교해 약 50-60 % 수준이다. 이와 같이 생성

**Table 11. Performance characteristics of LM1600PA for the fuel gas combustion**

Items	Bituminous coal		Subbituminous		NG
	Illinois No. 6	Datong	Usibelli	Buckskin	
TIT(°C)	993.62	966.42	890.48	918.24	1205.00
Pressure ratio	20.97	20.73	19.99	20.29	22.34
Exhaust mass flow rate(ton/day)	4031.60	4036.26	4019.76	4029.00	3921.77
Net power(MW)	8.56	7.90	6.15	6.82	13.50
Heat rate(kJ/kWh)	11060.07	11375.97	12421.92	11946.51	10158.32
Cycle efficiency(%)	32.55	31.64	28.98	30.13	35.44



**Fig. 5. Amounts of saturated steam generated in the 100 ton/day-class PDU plant.**

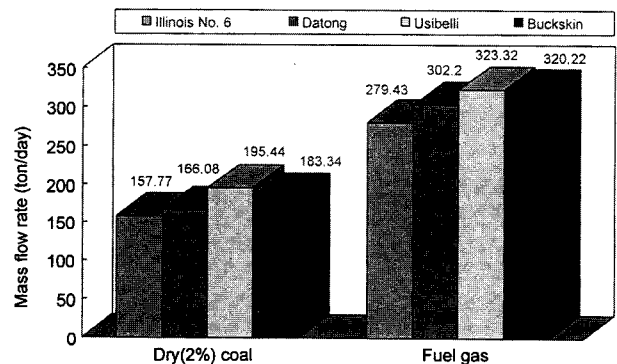
가스 냉각 및 가스터빈 배기가스 현열이용으로부터 생성된 포화증기가 지나는 열량은 투입석탄의 화학적 열량의 약 40-50 % 수준으로서, 상업용 발전플랜트에서는 저온/저압의 포화증기 대신에 고온/고압의 과열증기를 생산하여 증기터빈 사이클을 구동하여 전력을 생산하게 된다. Table 4와 6에서 비교할 수 있듯이 석탄가스의 유량이 천연가스의 유량을 상회하고 있으나 LHV의 차이가 상당히 심하여 석탄가스의 입열량은 천연가스에 비해 매우 낮은 편이며, 이로 인해 TIT가 낮아져 출력 및 효율의 저하를 초래한다.

이상에서 하루 100 톤 처리를 기준으로 한 PDU 플랜트에서 생산되는 연료를 상업용 가스터빈 모델에 적용한 경우의 성능특성을 고찰하여 보았다. 이와 같은 고찰은 PDU 플랜트의 성능을 예측하는 자료로서 중요성을 지닐 것으로 판단된다. 그러나 실증플랜트에서는 가스터빈의 입열량을 기준으로 가스화기의 석탄처리용량이 결정된다는 점이 고려되어야 할 것이며, 이 경우 천연가스를 연료로 이용한 경우와 성능 비교가 설계에서의 중요한 변수이다. 이와 같은 사항을 고찰해 보기 위하여, 석탄가스의 입열량이 천연가스의 경우와 동일하도록 석탄가스 유량을 조절하고, 유량을 제외하고는 100 톤/일급 PDU 플랜트의 공정과 동일한 조건에서 공정해석을 하였으며, 그 결과를 Fig. 6, 7 및 8과 Table 12 및 13에 나타내었다.

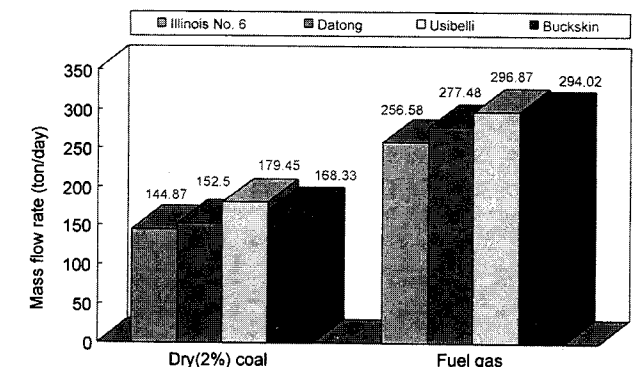
본 연구에서 적용된 상업용 가스터빈의 설계점 입열량을 맞추기 위한 가상의 PDU 플랜트의 석탄처리용량과 이때 생성되는 석탄가스의 유량을 Fig. 6과 7에 나타내었다. 선정된 가스터빈의 설계점에 맞추기 위한 가상의 PDU 플랜트의 석탄처리용량은 약 150-200 톤/일임을 알 수 있다. Table 12와 13에는 이와 같이 설계점 입열량을 만족시키도록 석탄가스가 유입될 경우의 각 가스터빈에 대한 성능특성을 나타내고 있다. 석탄가스를 연료로 사용시에 천연가스를 연소시킬 때와 거의 유사한 출력을 나타내고 있으며, 효율 면에서는 천

연가스 연소와 비교하여 약간 상회하는 경향을 보이고 있다. 이와 같이 효율이 높아지는 이유는, 동일 입열량을 만족시키기 위해서 발열량이 낮은 석탄가스의 경우 유량이 천연가스에 비해 증가하여야 하고, 결과적으로 유량 증가에 의하여 터빈동력이 증가하기 때문이다. 또한 압축비의 경우도 천연가스를 연료로 이용하는 경우와 거의 비슷한 수준으로 유지됨을 볼 수 있고, 이는 가스터빈 압축기의 작동이 안정된 설계점 근처에서 이루어짐을 의미한다. Fig. 8에서는 입열량에 맞추어 석탄가스를 연소시켰을 경우에 증기 생성량도 증가하여 천연가스 연소의 경우와 거의 동일한 유량이 생성됨을 보여주고 있다.

최종적으로 PDU급 IGCC 플랜트의 성능특성을 고찰하기 위하여 Table 14에 100 톤/일급 PDU 플랜트에 대한 성능을 나타내었으며, Table 15에 가스터빈의 설계점 입열량 기준시의 PDU 플랜트에 대한



**Fig. 6. Performances of PDU plant for various coals on the basis of design thermal input of M3142(J).**



**Fig. 7. Performances of PDU plant for various coals on the basis of design thermal input for LM1600PA.**

**Table 12. Performance characteristics of M3142(J) on the basis of design thermal input**

Items	Bituminous coal		Subbituminous coal		NG
	Illinois No. 6	Datong	Usibelli	Buckskin	
Fuel flow rate (ton/day)	279.43	302.20	323.32	320.22	75.52
TIT(°C)	930.23	929.32	924.32	924.23	943.00
Pressure ratio	7.44	7.46	7.48	7.47	7.24
Exhaust mass flow rate(ton/day)	4734.49	4757.25	4778.37	4775.28	4532.80
Net power(MW)	11.21	11.21	11.24	11.23	10.99
Heat rate(kJ/kWh)	13314.25	13314.17	13282.89	13294.19	13589.75
Cycle efficiency(%)	27.04	27.04	27.10	27.08	26.49

Table 13. Performance characteristics of LM1600PA on the basis of design thermal input

Items	Bituminous coal		Subbituminous coal		NG
	Illinois No. 6	Datong	Usibelli	Buckskin	
Fuel flow rate (ton/day)	256.58	277.48	296.87	294.02	69.34
TTT(°C)	1185.60	1183.86	1176.69	1176.47	1205.00
Pressure ratio	23.01	23.07	23.14	23.13	22.34
Exhaust mass flow rate(ton/day)	4110.89	4131.79	4151.17	4148.32	3921.77
Net power(MW)	13.72	13.71	13.74	13.72	13.50
Heat rate(kJ/kWh)	9991.06	10002.99	9981.64	9991.50	10158.32
Cycle efficiency(%)	36.03	35.99	36.06	36.03	35.44

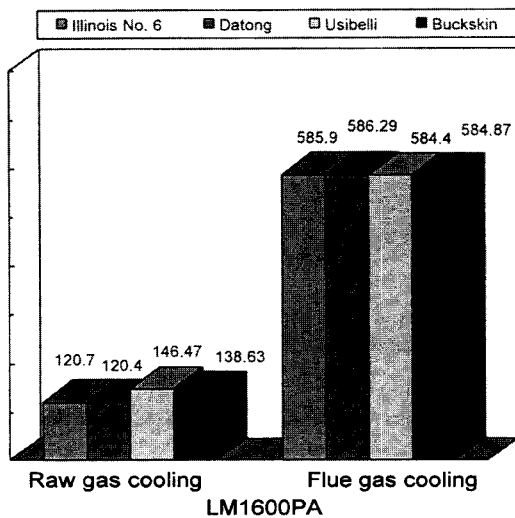
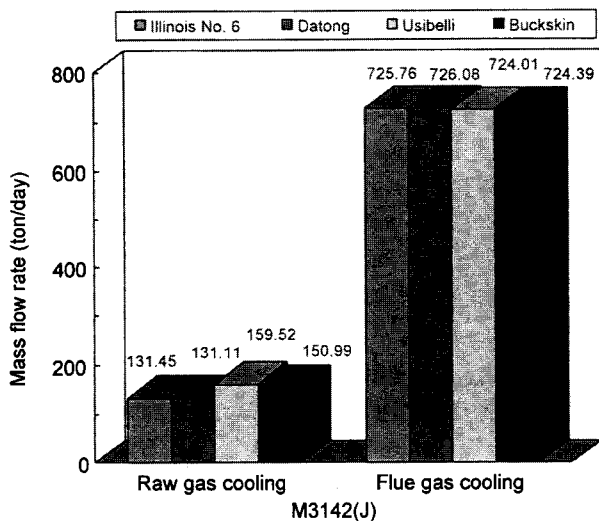


Fig. 8. Amounts of saturated steam generated in the PDU plant for various coals on the basis of design thermal input of gas turbines.

성능을 나타내었다. M3142(J) 가스터빈의 경우 10-13%의 플랜트 효율을 나타내었으며, LM1600PA의 경우에는 15-20%의 효율을 나타내었다(Table 14). 가스터빈의 설계점 입열량 기준시 M3142(J)의 경우 13-15%, LM1600PA의 경우 20-22%의 플랜트 효율을 나타내었다(Table 15).

Table 14. Evaluation results of the 100 ton/day-class IGCC PDU plant

IGCC PDU system description				
Gasifier type	Oxygen-blown entrained-bed			
Gas cleanup process	Sulfinol/Claus/SCOT			
Coals	Illinois No. 6	Datong	Usibelli	Buckskin
Gasification				
Coal feed(2 % dry, ton/day)	100.00	100.00	100.00	100.00
Oxidant feed(ton/day)	80.30	82.72	77.32	79.88
Cold gas efficiency(%)	81.65	82.16	79.23	81.12
Energy input(HHV, MW)	33.85	31.59	27.98	30.50
Gas turbine model	GE-M3142(J)			
Gas turbine power output (MW)	6.39	5.93	4.70	5.17
Heat recovery by steam generation(MW)	16.68	15.69	13.29	14.34
Internal power consumption (MW)	2.04	2.10	2.05	2.07
Net power generation(MW)	4.35	3.83	2.65	3.10
Plant efficiency(GT only, %)	12.85	12.12	9.47	10.16
Gas turbine model	GE-LM1600PA			
Gas turbine power output (MW)	8.56	7.90	6.15	6.82
Heat recovery by steam generation(MW)	15.60	14.78	12.95	13.69
Internal power consumption (MW)	2.04	2.10	2.05	2.07
Net power generation(MW)	6.52	5.80	4.10	4.75
Plant efficiency(GT only, %)	19.26	18.36	14.65	15.57

위에서 언급한 바와 같이 실증플랜트에서는 가스터빈의 출력에 맞추어 석탄가스의 유량을 조절하여 공급한다. 그러나 Table 14의 결과는 가스화기의 석탄처리용량인 100 톤/일을 기준으로 한 경우이며, 이와 같은 경우에는 선정된 가스터빈에서 필요한 입열량보다 30-50% 적은 입열량이 공급되어 가스터빈의 출력 및 효율이 떨어지는 것으로 나타났다. 또한 PDU 플랜트에서는 증기의 생성량이 작아 증기터빈공정을 배제하고 가스터빈공정만을 도입하였기 때문에, 증기터빈에서 2차 발전시켜 전력을 생산하는 실증플랜트보다 플랜트 효율이 떨어지게 된다. 따라서 이와 같은 원인으로 인해 100 톤/일급 PDU 플랜트에서는 플랜트 효율이 실증플랜트에 비해 현저히 떨어지는 것으로 나타났다. 반면에 Table 15는 가스터빈의 출력에 맞추어 석탄가스의 입열량을 조절하였기 때문에 가스터빈에서의 출력 저하가 없어 Table 14의 결과에 비해 플랜트 효율이 높게 나타났다. 그러나 Table 14와 마찬가지로, 가스터빈만을 도입하였기 때문에 Table 15에서도 PDU 플랜트 효율이 실증플랜트의 효율보다는 비교적 낮은 것으로 나타났다. 상기의 원인 이외에 실증플랜트에서는 공기분리공정과 가스터빈과의 부분(또는 완전)연계를 통하여 플랜트 효율을 향상시키고 있지만, 본 연구에서는 비연계 방법의 공기분리공정을 도입하여 전산화석을 수행하였기 때문에 플랜트 효율이 저하되는 결과를 보여주었다. 따라서 향후 실제 PDU 플랜트를 건설할 경우에는 제반 조건들을 신중히 검토하여 PDU 플랜트의 건설목적에 알맞은 공정선택 및 가스터빈의 선정 등이 필요할 것으로 판단되며, 이러한 경우 본 연구와 같은 공정해석 기술이 개념설계 단계에서 효율적으로 활용될 수 있을 것으로 판단된다.

### 3. 결 론

100 톤/일급 IGCC PDU 플랜트에 대한 시스템구성 및 공정해석을

**Table 15. Evaluation results of the IGCC PDU plant on the basis of design thermal input of gas turbines**

IGCC PDU system description				
Gasifier type	Oxygen-blown entrained-bed			
Gas cleanup process	Sulfinol/Claus/SCOT			
Coals	Illinois No. 6	Datong	Usibelli	Buckskin
Gas turbine model	GE-M3142(J)			
Gasification				
Coal feed(2 % dry, ton/day)	157.77	166.08	195.44	183.34
Oxidant feed(ton/day)	126.69	137.37	151.11	146.43
Cold gas efficiency(%)	81.65	82.16	79.23	81.12
Energy input(HHV, MW)	53.40	52.46	54.69	55.92
Gas turbine power output (MW)	11.21	11.21	11.24	11.23
Heat recovery by steam generation(MW)	26.77	26.77	27.60	27.34
Internal power consumption (MW)	3.22	3.48	3.98	3.78
Net power generation(MW)	7.99	7.73	7.26	7.45
Plant efficiency(GT only, %)	14.96	14.74	13.27	13.32
Gas turbine model	GE-LM1600PA			
Gasification				
Coal feed(2 % dry, ton/day)	144.87	152.50	179.45	168.33
Oxidant feed(ton/day)	116.33	126.14	138.75	134.45
Cold gas efficiency(%)	81.65	82.16	79.23	81.12
Energy input(HHV, MW)	49.04	48.17	50.22	51.34
Gas turbine power output (MW)	13.72	13.71	13.74	13.50
Heat recovery by steam generation(MW)	22.07	22.07	22.83	22.60
Internal power consumption (MW)	2.96	3.20	3.65	3.48
Net power generation(MW)	10.76	10.51	10.09	10.02
Plant efficiency(GT only, %)	21.94	21.82	20.09	19.52

수행하여 선정된 가스터빈의 성능을 예측하였으며, 역청탄 2종 및 아역청탄 2종 등 모두 4가지 탄종을 대량탄으로 하여 모사함으로써 여러가지 탄종의 적용성능에 적합한 PDU 플랜트를 고려하였고, PDU 플랜트를 구성하고 있는 각 공정들에 대한 일일 처리용량(또는 소요량)에 대해 전산해석을 수행하였다. 가스화기의 석탄처리용량이 100 톤/일급인 PDU 플랜트에서의 산소 소요량은 하루 약 80 톤으로 나타났고, 또한 가스터빈의 출력은 M3142(J)의 경우 4.5-6.5 MW 이고 LM1600PA의 경우 6-8.5 MW 정도이며, 사이클 효율은 천연가스 연소시에 비해 3-6 % 정도 낮은 것으로 관찰되었다. 전력 이외에 추가적으로, 생성가스 냉각시에 80 톤/일의 포화증기가 생성되고 가스터빈에서 배출되는 배기가스의 현열로부터 330-450 톤/일의 포화증기가 생성되는 것으로 나타났다.

가스터빈의 설계점 입열량을 기준으로 전산해석을 실시한 경우에는 가스화기에서 석탄처리량은 탄종 및 가스터빈의 종류에 따라 100

톤/일급 PDU 시스템보다 1.5-2.0배 증가하고 이와 비례하여 포화증기 생성량도 증가하는 것으로 나타났다. 가스터빈의 출력 및 효율은 천연가스의 경우와 비슷하거나 약간 높은 것으로 나타났다. 그러나 전체 플랜트의 효율은 증기터빈시스템을 배제하고 비연계 방법의 공기분리공정을 적용하는 등의 원인으로 인하여 상업용 IGCC 플랜트에 비하여 상당히 낮은 것으로 나타났다.

향후에는 공기분리공정과 가스터빈공정과 연계 방법으로서 부분연계 또는 완전연계 방법, 가스터빈에서의 공기유량조절 방법 등을 적용한 공정에 대한 공정해석 연구를 수행할 예정이다. 이러한 해석결과들을 바탕으로 하여 플랜트의 출력, 효율 및 경제성 등이 종합적으로 고려된 100 톤/일급 IGCC PDU 플랜트의 공정을 제안할 수 있는 연구를 수행할 예정이다. 이러한 연구결과는 향후 상업용 플랜트 건설시에도 개념설계 또는 여러 가지 공정에 대한 상호 비교분석에 유용한 자료로 활용될 수 있을 것으로 판단된다.

## 감 사

본 연구는 산업자원부 산하 에너지관리공단 R&D본부에서 지원하고, 전력연구원이 주관하는 '석탄가스화 복합발전 기반기술개발' 과제의 일환으로 수행되었습니다. 이에 감사드립니다.

## 참고문헌

1. Zon, G. D.: "Integrated Coal Gasification Combined Cycle Demonstration Project Buggenum", EPRI, Conference on New Power Generation Technology(1995).
2. Motter, J.: "The Pinon Pine IGCC Project: Advanced Coal-Fired Power Generation Systems", EPRI, Conference on New Power Generation Technology(1995).
3. Lee, J. M., Kim, Y. J., Lee, W. J. and Kim, S. D.: *HWAHAK KONGHAK*, **35**, 1(1997).
4. Ministry of Trade and Industry & Energy: "Development of Operation and Simulation Technologies for the Bench Scale Coal Gasifier (I)", 951E104-252FG1(1996).
5. Smith, A., Alsandor, E., Doering, E. and Unger, P.: "Improved IGCC Power Output and Economics Incorporating a Supplementary Gas Turbine", Thirteenth EPRI Conference on Gasification Power Plants(1994).
6. Korea Electric Power Research Institute: "Development of the Integrated Gasification Combined Cycle Technologies (I): Preliminary Feasibility Study and Technical Specification Development of IGCC", 1996.
7. Modern Power Systems: Product Guide(1993).
8. Thames, J. M. and Coleman, R. P.: "Preliminary Performance Estimates for a GE Steam Injected LM1600 Gas Turbine", ASME 89-GT-97(1989).
9. Johnson, M. S.: *ASME J. of Eng. for Gas Turbines and Power*, **114**, 380(1992).