

증기연계 공정을 가지는 석탄가스화 복합발전플랜트의 성능해석

이 찬*

Performance Analysis of the Integrated Gasification Combined Cycle Power Plant with Steam Integration

Chan Lee*

Key Words : 석탄가스화 복합발전(IGCC), 폐열회수(Waste Heat Recovery), 증기연계(Steam Integration)

ABSTRACT

Waste heat recovery process designs and performance analyses are conducted on the IGCC(Integrated Gasification Combined Cycle) power plants integrated with two different coal gasification and gas cleanup processes by Shell and GE/Texaco. Through the analysis results, the present study provides the steam integration concept between the HRSG and the chemical processes of IGCC power plant, and investigates the effect of steam integration on the power generation of IGCC power plant. The present simulation results show less steam power output and higher overall IGCC efficiency of the Shell-based power plant than the GE/Texaco.

1. 서론

최근 들어 청정석탄기술로 각광받고 있는 석탄가스화복합발전(IGCC)는 기존의 복합발전소와 달리 여러 가지 화학공정들과 연계되는 복잡한 구성을 보인다. 기존의 가스터빈 복합발전과는 달리 가스터빈은 공기 분리장치와 연계되어 있고, 가스터빈 배기가스 폐열회수증기발생장치(HRSG: Heat Recovery Steam Generator)는 합성 연료가스를 만들기 위한 석탄 가스화 및 가스 정제과의 연계가 이루어진다. 이러한 이유로 실제 IGCC 발전소의 효과적인 설계를 위해서는 IGCC 내부 공정들의 특성, 공정흐름과 상호 연계특성 그리고 그에 따른 발전소의 성능 및 환경배출 변화를 이해할 필요가 있다⁽¹⁾.

* 수원대학교 기계공학과

E-mail : clee@suwon.ac.kr

이러한 IGCC 발전소의 복잡한 연계과정들 중에서 석탄가스화, 가스정제 공정과 폐열회수 공정간의 열 및 물질 연계를 증기연계(steam integration) 설계라 칭하며, 증기연계 설계의 개념과 방식에 따라 발전소의 성능이 크게 좌우되는 것으로 알려져 있다^(2,3).

IGCC 용 석탄가스화 공정으로 실증 및 상용화 단계에 도달한 기술로는 GE/Texaco 사의 습식 가스화 기술과 Shell 사의 건식 가스화 기술을 꼽을 수 있으며, 가스화를 통해 얻어지는 합성 연료가스 내 황 성분 제거를 위한 저온 가스정제공정 기술은 Fig. 1에서 보여지는 바와 같이 이미 개발된 여러 가지 화공기술의 적용이 가능하다⁽⁴⁾. 그러나 가스화 공정은 1300~1500 °C 이상의 고온 공정이고, 그 후에 연결되는 가스정제 공정은 일반적으로 100°C 근처의 낮은 온도의 저온 공정이므로, 필연적으로 합성 연료가스의 냉각을 위한 폐열 및 열손실이 발생하게 된다. 그러므로 가스화 기

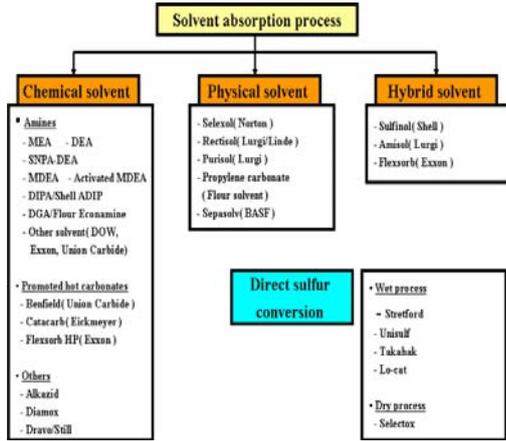


Fig. 1 Acid gas removal processes

술과 가스정제 기술을 어떻게 조합하느냐에 따라, 이러한 화학공정으로부터 발생하는 열손실 및 폐열의 질과 양이 달라지고, 이러한 열손실 및 폐열을 활용하여 HRSG에 연계하기 위한 증기연계 설계방식 및 조건도 달라진다.

그러므로 본 연구는 서로 다른 2가지 석탄가스화 공정과 2가지 가스정제 공정의 조합에 대해 HRSG와 화학 공정들간의 증기연계 설계를 수행하였고, 증기연계 설계 조건이 복합발전플랜트 성능에 어떻게 영향을 미치는지를 검토하였다.

2. 증기연계를 가지는 IGCC 플랜트의 설계

2.1 합성 가스 연료의 생산

IGCC 플랜트 가스터빈의 연료는 석탄의 가스화를 통해 얻어지므로, 본 연구에서는 석탄 가스화 공정으로는 상용화된 공정인 GE/Texaco 또는 Shell 공정을 고려하였고, 두 공정 모두 ASU(Air Separation Unit)에서 공급되는 순수 산소를 산화제로 사용한다.

Fig. 2 는 GE/Texaco 공정을 보여주고 있으며, 석탄이 물과 같이 공급되는 습식 가스화 방식이며, 가스화 반응기로부터 배출되는 합성가스는 냉각기(quencher)를 거치며 온도가 낮아져 가스정제 공정으로 유입되며, 정제된 합성가스(clean syngas)는 가스터빈의 연료로 사용된다. 이때 가스화기의 열손실은 가스화기에 설치된 물자켓(water jacket)으로 유입되는 고압급수(HP feedwater)에 의해 회수되어 고압 증기 생산에 사용될

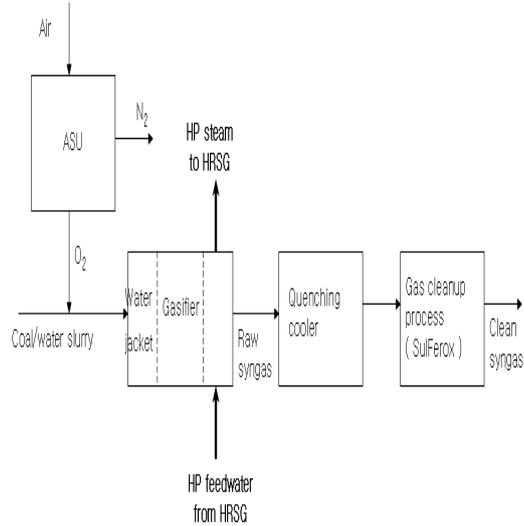


Fig. 2 GE/Texaco coal gasification process

수 있다^(2,3).

Fig. 3 은 Shell 공정을 보여주고 있으며, 가스화 물자켓과 가스화 반응기로부터 배출되는 합성가스가 후방의 열교환기에서 HRSG의 고압 급수를 증기로 만드는 증기연계 공정이 가능하다. 또한 합성가스는 열교환 과정을 거쳐 온도가 낮아진 다음 가스정제공정으로 유입되며, 이러한 과정 중의 폐열을 이용하여 중압 및 저압의 증기 생산이 가능하다^(2,3).

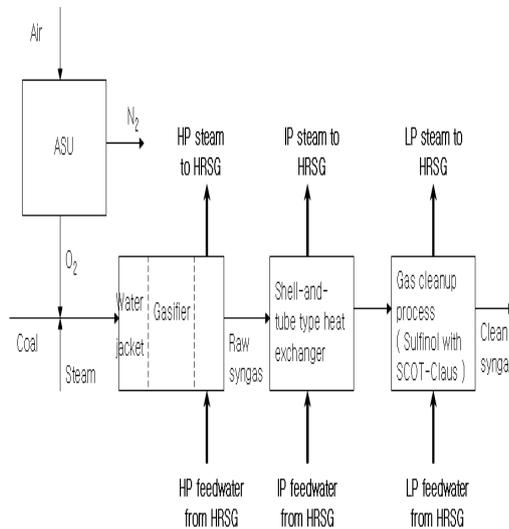


Fig. 3 Shell coal gasification process

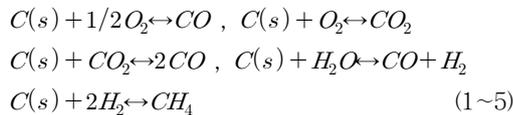
Table 1. Gas cleanup processes

| Gasification process | Gas cleanup process |
|----------------------|--------------------------|
| GE/Texaco | SulFerox |
| Shell | Sulfinol with SCOT-Claus |

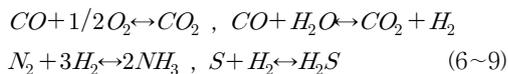
가스화기에서 나온 저온 냉각된 합성가스는 합성가스 중의 산성가스 성분(H₂S)의 제거를 위해, 가스정제 공정을 거치게 되며, 이때 산성가스 성분은 Fig. 1 와 같은 다양한 화학/물리적 흡수제에 의해 제거된다. 본 연구에서는, GE/Texaco 및 Shell 가스화기에서 배출되는 합성가스의 정제를 위해 Table 1 과 같은 정제공정을 사용하였다. 이때 Sufinol 공정은 합성가스 중 산성가스 성분을 흡수하는데 MDEA 화학적 용제(chemical solvent)에 물리적 용제(physical solvent)를 추가하는 방식이고, SulFerox 공정은 iron chelate를 사용하여 산성가스 성분을 황원소로 산화시키는 방식이다⁽²⁾.

본 연구에서 고려한 2가지 석탄가스화/가스정제공정의 구성형태를 Table 1 에 정리하였고, 중국의 대동탄을 대상으로 하여 2가지 화학공정에 대한 모사를 ASPEN Plus 코드를 이용하여 수행하였다. ASPEN Plus 코드는 화학공정 모사를 위한 전용 소프트웨어로서, 본 연구의 석탄 가스화 및 가스정제 공정은 ASPEN Plus 에 내장된 반응기 모형을 이용하였다⁽⁵⁾. 석탄가스화 반응을 위해서는 석탄의 확(char) 및 가스반응에 대해 다음과 같은 Gibb 자유에너지 최소화 방법을 사용하였고⁽⁶⁾,

Char reactions:



Gas phase reactions:



Sufinol-SCOT-Claus 공정은 합성가스 중의 산성 성분(H₂S)을 Sulfinol 용제를 이용하여 흡수, 분리한 후, 분리된 산성 성분은 SCOT-Claus 공정을 결합하여 탈황처리하는 것으로 모사하였다. 또한 SulFerox 공정은 냉각된 합성가스를 SulFerox 용제가 포함된 반응기에 공급하여, 이 설비로부터 합성가스 중 H₂S 가 흡수

Table 2. Fuel inlet condition of gas turbine

| Gas composition (vol %) | GE/Texaco | Shell |
|-------------------------|-----------|---------|
| CO | 47.76 | 64.57 |
| H ₂ | 31.70 | 29.33 |
| CO ₂ | 10.48 | 0.71 |
| H ₂ O | 8.32 | 0.14 |
| CH ₄ | 0.05 | 0.04 |
| Ar | 0.74 | 0.72 |
| N ₂ | 0.95 | 4.49 |
| Fuel flow(kg/s) | 47.70 | 40.53 |
| Fuel temp.(°C) | 343.3 | 287.8 |
| LHV(kJ/kg) | 10255.2 | 12358.4 |

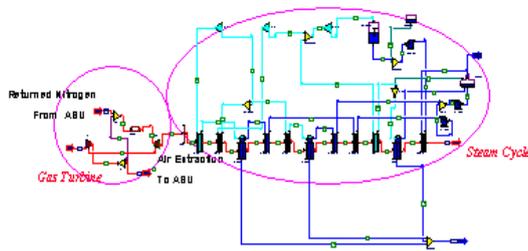


Fig. 4 Basic simulation model of IGCC Power Block

되어 chelated-ion 촉매와 반응하여 유황성분으로 환원되는 것으로 모사하였다. 본 연구에서 사용된 가스정제 공정에 대한 반응식들에 대한 상세한 내용은 참고 문헌들^(3,6) 에 상세히 기술되어 있다.

본 석탄가스화 및 가스정제공정을 거친 합성가스 연료의 가스터빈 연소기 유입조건에 대한 ASPEN Plus 모사결과는 Table 2와 같다. Table 2에서 보여지듯이, 석탄 가스화 및 가스정제를 통해 얻어지는 합성가스 연료는 천연가스에 비해 약 1/3~1/4 수준의 발열량을 보인다.

2.2 가스터빈 및 HRSG 설계

IGCC용 가스터빈-증기사이클 복합발전계통의 설계는 플랜트 전용 해석 코드인 GateCycle⁽⁷⁾을 이용하였으며, 이때 전산 모사를 위한 기본 발전계통 모델이 Fig. 4에 도시되어 있다. 2.1절의 Table 2 에서 언급한 합성가스의 연료를 이용하는 IGCC 플랜트용 가스터빈으로는 GE 사의 MS70001FA 모델을 사용하였고, 이

때 가스터빈의 설계 압력비는 14.2, 터빈입구온도는 1260 °C(천연가스 설계 기준)이다⁽⁸⁾.

Gate/Cycle 을 이용한 가스터빈 구성 요소들에 대한 모델링은 다음과 같이 이루어 졌다. 가스터빈 압축기의 모델링은 압축기 설계제원들⁽⁸⁾을 이용하여 열역학적 해석을 수행하였으며, 탈설계점 조건에서 압축기 성능곡선으로부터 구해지는 성능특성들(유량 vs 효율, 압력비)을 이용하여 해석을 수행하였다. MS7001FA 압축기의 성능곡선은 가스터빈 제작사가 대외비로 분류하여 공개하지 않으므로, 본 연구는 기존의 공개된 고압 압축기들로부터 유추된 일반화된 무차원화된 성능곡선^(9,10)을 사용하였다.

연소기의 모델링은 압축기로부터 유입되는 공기, 석탄 가스화 및 가스정제 공정을 거친 합성가스 연료 및 ASU에서 재순환되는 질소에 대한 에너지 방정식으로 출구조건을 구하였다. 본 연구는 천연가스와 석탄 합성가스의 동등한 비교를 위해, 연소기로 유입되는 합성가스의 입열량(=연료유량x발열량)이 천연가스 입열량과 동일하게 합성가스 연료량을 설정하였다.

연소기 후방 팽창기(expander)의 모델링은 주어진 터빈입구온도에 대해 다음과 같은 팽창기의 질식조건을 고려하여 열역학적 계산을 수행하였다.

$$\left[\frac{m_{air} + m_{CG} + m_{N2}}{P} \right]_{Coalgas} = \left[\frac{m_{air} + m_{NG}}{P} \right]_{Naturalgas} \quad (10)$$

이때 P 는 팽창기 입구압력, m_{air} 는 압축기에서 연소기로 유입되는 공기량, m_{N2} 는 ASU에서 유입되어 연소기에 분사되는 질소의 양을 의미한다. 그리고 m_{NG} 및 m_{CG} 는 연소기로 유입되는 천연가스와 석탄 합성가스의 연료투입량을 의미한다. 일반적으로 천연가스와 동일한 입열량을 가지도록 IGCC 가스터빈을 운전하는 경우에는, 석탄가스의 유량이 천연가스에 비해 약 3~4 배 가량 더 많이 소모된다. 또한 ASU로부터 유입되는 질소로 인해 가스터빈 팽창기로 유입되는 물질흐름이 천연가스의 경우에 비해 더욱 증가된다. 그리고 이러한 물질흐름의 증가는, 식(10)에서 알 수 있듯이, 팽창기의 질식조건을 만족시키기 위해, 압축기 공기유량의 감소와 압력의 증가를 수반한다. 그러므로 본 연구에서는 이러한 압축기의 공기유량 및 압력 변화를 앞서 언급한 압축기의 성능곡선과 팽창기 해석과정과 연계하여 계산하였다⁽⁹⁾.

일반적으로 ASU 와 가스터빈의 연계방식이 IGCC 플랜트 성능 및 효율에 큰 영향을 미치는 것으로 알려져 있으나⁽⁶⁾, 본 연구에서는, 증기연계에 의한 영향만을 고려하기 위하여, 가스터빈과 ASU 간의 연계설계는 GE/Texaco 및 Shell 플랜트에 대해 공기추출비 20~23% 로 거의 동일하게 적용하였다.

HRSG, 복수기, 증기터빈 및 펌프등의 모델링은 Gate/Cycle 에 내장된 요소 모형들을 사용하였고, 가스터빈의 배기가스 폐열을 회수하기 위한 HRSG는 저압(LP: 8-9 kg/cm²a), 중압(IP: 22-26 kg/cm²a), 고압(HP: 103 kg/cm²a & 538°C)의 3가지 압력의 증기를 생산할 수 있도록 배기가스의 흐름 경로에 따라 HRSG 열교환기들을 GE/Texaco 및 Shell 플랜트에 대해 다음과 같이 동일하게 배열하였으며,

- HP superheater → reheater → HP evaporator
- HP economizer#2 → IP superheater
- IP evaporator → IP economizer
- HP economizer#1 → LP superheater
- LP evaporator → Feed water heater

증기터빈은 재열방식을 채택하였고 HRSG 배기가스의 배출온도는 최하 100 °C 로 제한하였다.

2.3 증기연계 설계

증기연계 설계는 석탄 가스화 및 가스정제 과정의 열손실 및 폐열을 활용하는 기술로서, Table 3은 증기연계를 위해 사용되는 주요한 열손실 및 폐열활용 설

Table 3. Steam integration with HRSG

| Syngas temp.(°C) | Equipment(the state of working fluid) | |
|------------------|---|---|
| 1500~370 | HP feedwater and steam | HRSG economizer(feedwater) → syngas cooler(saturated steam) → HRSG superheater(superheated steam) |
| | | HRSG economizer(feedwater) → gasifier water jacket(saturated steam) → HRSG superheater(superheated steam) |
| 370~250 | IP steam/water | HRSG economizer(feedwater) → syngas cooler(saturated steam) → SCOT-Claus process(process steam) → HRSG |
| | | HRSG deaerator(feedwater) → Claus process(saturated steam) → HRSG |
| 250~120 | LP steam/water | HRSG deaerator(feedwater) → Claus process(saturated steam) → HRSG |

계 기준 및 방법들을 나타내고 있다⁽²⁾. 증기 연계설계는 증기 사이클과 연계되는 화학플랜트(석탄가스화 및 가스정제공정)로 어떠한 공정을 채택하느냐에 따라 크게 달라질 수 있으며, 본 연구에서는, Figs. 2와 3에서 보여지는 바와 같이, GE/Texaco 플랜트에 대해서는 가스화기 물재킷과 연계된 고압 증기 연계를, Shell 플랜트에 대해서는 가스화기 물재킷, 합성가스 냉각용 열교환기 및 가스정제공정과 연계된 고압, 중압, 저압 증기 연계를 고려하였다.

3. 성능해석 결과 및 검토

3.1 GE/Texaco 석탄가스화 IGCC 플랜트

GE/Texaco-SulFerox 공정과 연계된 IGCC 증기사이클의 구성도가 Fig. 5에 나타나 있다. 그림에서 보여 지듯이, 증기연계 설계로는 HRSG에서 고압 급수를 추출한 후 가스화기 물 재킷으로 유입시켜 가스화기의 열손실을 열원으로 이용하여 고압증기로 포화시켜 다시 HRSG로 회수하는 것을 볼 수 있다. 그리고 HRSG에서 추출되는 일부의 저압 및 중압의 증기는 가스터빈 합성가스 예열기, 석탄 건조 등의 화학공정의 열원으로 사용된 후 다시 HRSG로 재유입되고 있다.

Fig. 6은 HRSG의 배기가스 및 급수/증기의 온도분포를 보여주고 있으며, 급수/증기의 온도곡선은 앞서 2.2절에서 언급한 열교환기의 순서대로 왼쪽에서부터

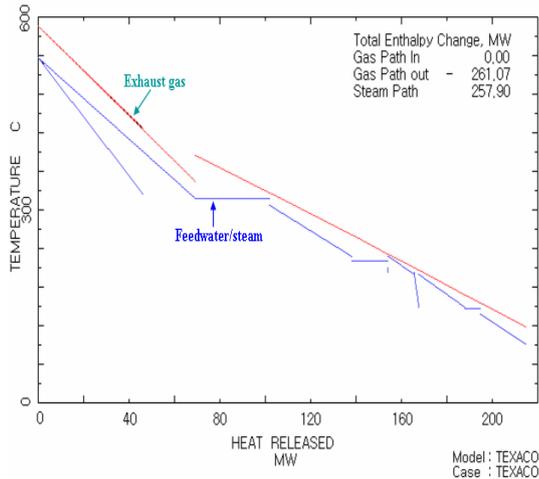


Fig. 6 HRSG temperature profiles of the GE/Texaco-SulFerox processes

차례로 나타나고 있다. 고압의 증기연계로 인한 급수량 증가로 고압 과열증기 발생시 배가스 폐열의 활용도가 현저히 개선됨을 알 수 있으며, 특히 고온의 배기가스 폐열을 고압 과열증기의 생산 및 중압 터빈의 재열을 통해 효과적으로 활용할 수 있다. 그러나 고압 포화수의 발생 및 중압 과열증기의 생산을 함에 있어서는 증기와 배기가스 간의 온도차가 다소 높게 유지되어, 이러한 열교환 과정들에 있어서는 폐열의 활용도가 다소 저하됨을 알 수 있다.

3.2 Shell 석탄가스화 IGCC 플랜트

Shell/Sulfinol/Claus 공정과 연계된 IGCC 증기사이클의 구성도가 Fig. 7에 나타나 있다. 그림에서 볼 수 있듯이, HRSG 고압 드럼에서 급수를 추출하여 가스화기 폐열을 이용하여 포화증기로 만들어 HRSG로 환류시킨다. 또한 터빈 출구에서 추출된 중압 급수는 합성가스 냉각을 위한 열교환기를 거치며 증기가 되어, HRSG로 재순환된다. 또한 저압 터빈과 응축장치를 거친 저압의 급수는 화학공정의 폐열을 이용하여 포화증기가 된 후 다시 탈기기로 들어온다. 그리고, GE/Texaco의 경우와 유사하게 HRSG에서 추출되는 일부의 저압 및 중압의 증기는 가스터빈 합성가스 예열기, 석탄 건조 및 화학공정의 열원으로 사용된 후 다시 HRSG로 재유입되고 있다.

Fig. 8은 HRSG의 온도분포를 보여주고 있다.

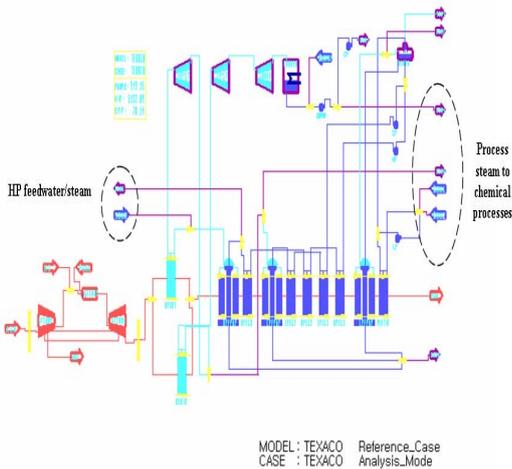


Fig. 5 Steam integrated IGCC power plant with GE/Texaco-SulFerox processes

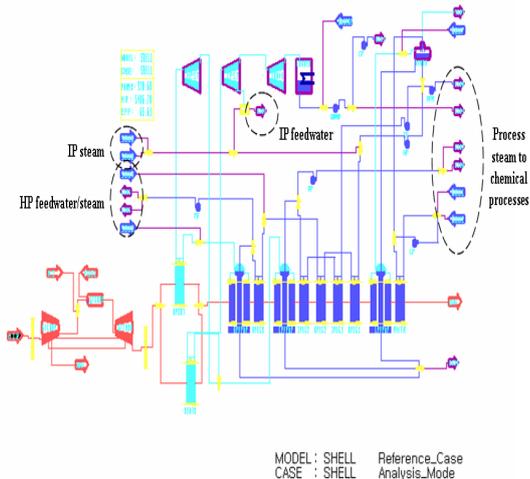


Fig. 7 Steam integrated IGCC power plant with Shell-Sulfinol-Claus processes

Shell 공정의 경우 GE/Texaco 공정에 비해 다양한 증기 dUsrP가 가능하나, HRSG의 고압 증기 생산과정에 있어서 배기가스의 폐열 활용이 덜 효과적인 것으로 보인다. 이러한 이유는 Shell 플랜트의 다양한 증기연계를 통해 증가되는 고압 급수의 유량에 비해 열을 공급하는 배기가스의 유량이 상대적으로 적어 고압 증기의 생산에 있어서 열교환 과정의 비가역성이 증가되며, 이로 인해 고압 포화증기 및 과열증기의 생산에 있어서 열교환기 성능의 저하를 초래하기 때문이다. 그러나 중압 급수/증기와 배기가스 간의 온도분포 곡선에서 보여 지듯이, 증기연계를 통해 중압 증기의 발생량이 다소 증가되는 관계로 중압 증기의 경우 배기가스 폐열의 활용도가 GE/Texaco 경우에 비해 우수함을 알 수 있다.

3.3 플랜트 성능 비교

앞서의 2가지 증기연계 IGCC 플랜트의 복합사이클에 대한 성능 평가 결과가 Table 4에 정리되어 있다. 표의 결과에서 알 수 있듯이, 석탄합성가스를 사용하는 경우 천연가스에 비해 가스터빈의 압력과 배기가스 유량이 증가함을 알 수 있으며, 이러한 결과는 앞서 2.2절에서 설명한 바와 같이 가스터빈 팽창기의 질식 조건에 따른 운전압력 상승과 더불어 ASU에서 유입되는 질소에 의한 물질 증가에 의한 것으로 판단된다. 이로 인해 가스터빈 출력의 경우 천연가스를 사용하는

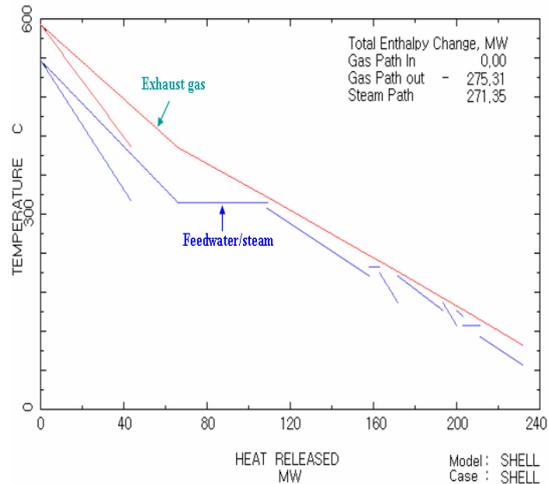


Fig. 8 Steam integrated IGCC power plant with Shell-Sulfinol-Claus processes

경우는 158 MW 이나 IGCC 플랜트의 경우 204, 205 MW의 월등한 출력 증가를 보이고 있다.

Table 4의 석탄투입량과 가스화기의 냉가스효율(cold gas efficiency) 결과들로 부터 증기연계를 통해 활용가능한 폐열의 크기를 비교할 수 있다. 냉가스효율은 가스화기에 투입된 석탄의 열량이 합성가스의 에너지로 얼마나 전환되었는지를 나타내는 척도로서, 냉가스효율이 낮고 석탄투입량이 많을수록 가스화기 열

Table 4. Performance comparison on the IGCC power plants with steam integration

| Model | Texaco | Shell | NG(11) |
|---------------------------------|--------|--------|--------|
| Coal Feed Rate (kg/s) | 25.9 | 24.5 | - |
| Cold Gas Efficiency(%) | 78.0 | 83.7 | - |
| Turbine Inlet Temperature(°C) | 1260.0 | 1260.0 | 1260.0 |
| Pressure Ratio | 17.65 | 17.50 | 14.20 |
| Nitrogen Flow Rate to GT | 70.44 | 47.36 | - |
| GT Exhaust Mass Flow Rate(kg/s) | 500.63 | 494.37 | 416.30 |
| Net Power (MW) | ST | 138.6 | 123.7 |
| | GT | 204.5 | 205.0 |
| IGCC Plant Efficiency(HHV)(%) | 43.1 | 43.9 | 48.5* |

Note) ST: Steam Turbine, GT: Gas Turbine, NG: Natural Gas, HHV: Higher Heating Value, * : NG combined cycle

손실로 배출되는 열량이 많아져 증기연계의 열원으로 더 많이 사용될 수 있음을 의미한다. Table 4의 비교에서 알 수 있듯이, GE/Texaco 경우가 Shell에 비해 가스화기의 열손실이 많아 HRSG에 유입되는 고압급수를 더 많이 포화증기로 만들 수 있음을 알 수 있다. 그리고 이러한 이유로 인해 GE/Texaco 플랜트의 증기터빈 출력이 Shell 플랜트에 비해 다소 많이 생산되는 것으로 판단된다.

Figs. 5~8의 증기연계 설계 및 HRSG의 온도곡선의 결과들에서 관찰된 바와 같이, GE/Texaco 플랜트의 경우 가스화기 열손실을 통해 고압증기를 생산하나, Shell 플랜트의 경우는 GE/Texaco 플랜트에 비해 고압 및 중압 조건에 대해 다양한 증기연계를 통해 증기생산이 가능한 것으로 판단된다. 즉 Shell 플랜트의 경우 다양한 증기연계 설계를 통해 증기터빈 출력의 향상 및 플랜트 효율의 개선 여지가 좀 더 많을 것으로 판단된다. 그러나 Fig. 8의 온도곡선과 Table 4의 배기가스 유량에서 볼 수 있듯이, GE/Texaco 플랜트가 Shell 플랜트에 비해 HRSG로 유입되는 배기가스의 열량이 다소 많고, 더 나아가 Shell 플랜트의 경우 HRSG 내의 고압 과열증기-포화증기 생산을 위한 열교환 과정의 비효율성으로 인해 증기터빈 출력의 개선효과가 극대화되지 못함을 알 수 있다.

이러한 이유로, Shell 플랜트가 GE/Texaco 플랜트에 비해 다양한 증기연계 설계가 가능함에도 불구하고, Shell 플랜트의 전체 열효율은 43.9%로 GE/Texaco 플랜트의 43.1%에 비해 큰 개선을 보여주지 못하고 있다. 즉 Shell 플랜트의 경우 GE/Texaco 플랜트에 비해 증기연계를 통한 효율향상이 좀 더 이루어질 가능성이 있으므로, 향후 HRSG 내 증기생성 과정의 열교환기 작동조건 및 배열의 최적화를 통해 추가적인 효율 개선이 가능할 것으로 판단된다.

4. 결론

석탄 IGCC 플랜트의 공정 설계 및 모사 기법을 제안하였고, 증기연계 설계가 플랜트 성능에 미치는 영향을 검토하였다. 상용 GE/Texaco 및 Shell 가스화-가스정제 공정을 바탕으로 증기연계를 가지는 증기사이클을 설계하였다. Shell 석

탄가스화 공정을 사용하는 IGCC 플랜트의 경우가 GE/Texaco의 경우에 비해 화학공정의 열손실 및 폐열 활용이 가능한 다양한 증기연계 조건을 가지나, HRSG 내의 열교환 과정의 비효율성으로 인해 증기터빈의 출력은 GE/Texaco 플랜트에 비해 다소 적고 전체 IGCC 플랜트 효율은 GE/Texaco 플랜트에 비해 다소 높음을 알 수 있었다.

후 기

본 연구는 에너지관리공단 및 석탄 IGCC사업단의 지원에 의해 수행되었으며, 이에 감사드립니다.

참고문헌

- (1) Smith, A.R., 1997, "Next Generation Integration Concepts for Air Separation Units and Gas Turbines," ASME J. of Eng. for Gas Turbine & Power, Vol. 119, pp. 298~304.
- (2) 김종영, 1997, "석탄가스화 복합발전 기술개발(I)," TR92GJ11.97.26-1, 전력연구원.
- (3) Phase I Study : IGCC Process Evaluation, 1995, Bechtel Corporation.
- (4) 이찬, 2008, "신재생에너지/ IGCC 시스템 개발 및 CFD 활용," 18th TAESUNG Ansys User's Conference Proceedings.
- (5) ASPEN User's Manual, 2006, ASPEN Plus Inc.
- (6) Lee, C., Lee, S.J. and Yun, Y., 2007, "Effect of Air Separation Unit Integration on Integrated Gasification Combined Cycle Performance and NOx Emission Characteristics," Korean J. of Chemical Engineers, Vo.24, No.2, pp. 368~373.
- (7) GateCycle User's Manual, 2003, ENTER Software Inc.
- (8) Brandt, D.E., 1991, "MS7001FA Gas Turbine Design Evolution and Verification," General Electric State-of-the Art Seminar Proceedings.
- (9) 이찬, 윤용승, 2000, "중발열량 석탄가스를 사용하는 복합발전 사이클의 성능 및 NOx 배출 특성," 한국에너지공학회지, 제9권 제4호, pp. 295~302.
- (10) 이찬, 이진욱, 윤용승, 1999, "석탄가스화 복합발전

이 찬

- 용 가스터빈의 성능 평가,” 유체기계저널, 제2권 제 1호, pp. 7-14.
- (11) 이찬, 2007, “IGCC 복합발전 계통의 열역학적 공정 모델링 및 성능평가 기법,” 두산중공업 연구소 세미나 자료.