

# 연소전 처리를 이용한 탄소포집이 가스터빈 복합화력 플랜트의 성능에 미치는 영향

윤석영<sup>1</sup> · 안지호<sup>1</sup> · 최병선<sup>1</sup> · 김동섭<sup>2†</sup>  
<sup>1</sup>인하대학교 대학원, <sup>2</sup>인하대학교 기계공학과

## Effect of Carbon Capture Using Pre-combustion Technology on the Performance of Gas Turbine Combined Cycle

SUKYOUNG YOON<sup>1</sup>, JIHO AHN<sup>1</sup>, BYEONGSEON CHOI<sup>1</sup>, TONGSEOP KIM<sup>2†</sup>

<sup>1</sup>Grad. School of Inha Univ. 100, Inha-ro, Nam-gu, Incheon, Korea

<sup>2</sup>Department of Mechanical Engineering, Inha Univ. 100, Inha-ro, Nam-gu, Incheon, Korea

**Abstract** >> In this paper, performance of the gas turbine combined cycle(GTCC) using pre-combustion carbon capture technology was comparatively analysed. Steam reforming and autothermal reforming were used. In the latter, two different methods were adopted to supply oxygen for the reforming process. One is to extract air from gas turbine compressor (air blowing) and the other is to supply oxygen directly from air separation unit (O<sub>2</sub> blowing). To separate CO<sub>2</sub> from the reformed gas, the chemical absorption system using MEA solution was used. The net cycle efficiency of the system adopting O<sub>2</sub> blown autothermal reforming was higher than the other two systems. The system using air blown autothermal reforming exhibited the largest net cycle power output. In addition to the performance analysis, the influence of fuel reforming and carbon capture on the operating condition of the gas turbine and the necessity of turbine re-design were investigated.

**Key words** : GTCC (복합 화력발전 사이클), CCS(이산화탄소 포집 및 저장), Pre-combustion(연소전 처리), SR(수증기 개질기), WGSR(수성가스 전환 반응기), ATR(자열 개질기)

### Nomenclature

BAU	: business as usual	HRSG	: heat recovery steam generator
CCS	: carbon capture & storage	TIT	: turbine inlet temperature, °C
IGCC	: integrated gasification combined cycle	SR	: steam reformer
IRCC	: integrated reforming combined cycle	WGSR	: water gas shift reformer
GTCC	: gas turbine combined cycle	PSA	: pressure swing absorption
GT	: gas turbine	ATR	: autothermal reactor
		CSU	: carbon separation unit
		ASU	: air separation unit
		MEA	: mono ethanol amine
		$\dot{W}$	: power, MW
		$\eta$	: efficiency, %

<sup>†</sup>Corresponding author : kts@inha.ac.kr

Received : 2016.8.30 in revised form : 2016.9.27 Accepted : 2016.10.30

Copyright © 2016 KHNES

$\dot{m}$	: mass flow, kg/s
A	: area, m <sup>2</sup>
P	: pressure, kPa
T	: temperature, °C
$c_p$	: specific heat, J/kg K

## Subscripts

in	: inlet
cap.	: capture
w/o	: without
fuel inlet	: fuel inlet flow

## 1. 서 론

파리 기후협약<sup>1)</sup>체결 이후 선진국에만 부과되었던 온실가스 감축의무가 개도국을 포함한 195개국으로 확대되었다. 국내에서는 2030년 BAU (Business As Usual) 대비 37%의 온실가스 감축을 의무화함으로써 이에 따른 해결책 마련이 시급한 실정이다. 국제 에너지 기구(IEA)보고서<sup>2)</sup>에 의하면 전체 온실가스의 약 40%가 발전분야에서 배출되고 있다. 따라서 온실가스 감축 시 타 분야 대비 가장 큰 효과를 볼 수 있을 것으로 기대된다. 발전분야의 온실가스 배출을 저감하기 위해서는 발전 효율의 향상과 이산화탄소 포집 및 저장(Carbon Capture & Storage, CCS)기술의 적용이 병행되어야 한다.

CCS기술<sup>3,4)</sup>은 순산소연소, 연소후 포집, 그리고 연소전 포집으로 구분된다. 순산소연소를 적용한 시스템은 연소 시 공기가 아닌 산소를 산화제로 사용한다. 연소가스가 이산화탄소와 증기로 구성되어 있어 상변화를 통한 이산화탄소의 포집이 가능하다. 연소후 포집은 배기가스 내 이산화탄소를 화학적 또는 물리적으로 분리함으로써 포집이 가능하다. 마지막으로 연소전 포집은 연료를 수소와 이산화탄소 그리고 증기 등으로 구성된 가스로 개질한다. 이산화탄소

는 연소후 포집방법에서와 유사한 방법으로 분리한다. 포집 시 가스 내 이산화탄소의 농도와 압력이 높아 연소후 포집 보다 쉽고 저렴하게 공정을 만들 수 있다는 장점이 있다<sup>5)</sup>.

위와 같은 이유로 연소전 포집 기술을 발전소에 적용하기 위한 다수의 연구<sup>6-9)</sup>가 진행되고 있다. 특히 석탄가스화 복합 화력발전 플랜트(Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC)는 개질공정을 포함하고 있어 포집기술을 적용하기에 용이하다. 또한 천연가스를 개질하여 포집기술을 적용한 다양한 시스템(Integrated Reforming Combined Cycle, IRCC)들<sup>7-9)</sup>이 제시되고 있다. 하지만 선행연구의 경우 IGCC에 사용되는 syngas 용 F-class 가스터빈을 개조하여 IRCC에 적용한 경우가 대부분이다. 온실가스 배출을 저감하기 위해서는 발전효율이 향상된 H-class 가스터빈에 연소전 포집을 적용하기 위한 연구가 필요하다.

따라서 본 연구에서는 H-class기술이 적용된 복합 화력 발전 플랜트(Gas Turbine Combined Cycle, GTCC)에 연소전 포집을 적용 하였을 때의 성능 변화와 가스터빈 개조의 필요성 분석하였다. 여러 개질 방법을 적용하였을 때 각 시스템의 성능과 포집률의 영향을 파악하고 연료의 발열량 변화가 가스터빈(GT)의 작동점에 미치는 영향 대해서 터빈의 특성을 고려하여 분석하였다.

## 2. 시스템 구성

### 2.1 발전시스템

본 연구에서 연소전 포집을 적용한 GTCC의 개략도는 Fig. 1과 같다. 시스템의 구성은 일반적인 GTCC와 동일하나 천연가스 대신 연소전 처리 공정에서 개질된 수소 농후 가스(H<sub>2</sub> rich gas)를 사용한다. 압축기에서 가압된 공기는 연소기로 공급되고 일부를 추출해 터빈 냉각을 위해 활용한다. 연소기에서 배출된 고온 고압의 가스는 터빈에서 팽창하여 전기를 생산

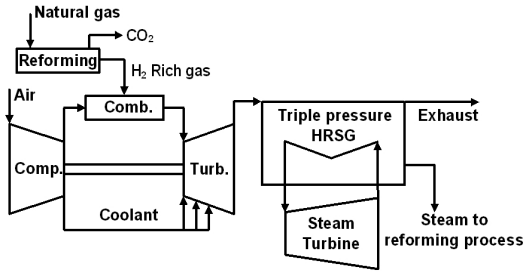


Fig. 1 Configuration of GTCC considering pre-combustion CO<sub>2</sub> capture

Table 1 Natural gas composition

	Mole fraction [%]
Methane	0.9133
Ethane	0.0536
Propane	0.0214
iso-Butane	0.0046
normal-Butane	0.0048
iso-Pentane	0.0001
Nitrogen	0.0022
Lower heating value [kJ/kg]	49,300

한다. 배기가스의 온도가 충분히 높기 때문에 배열회수보일러(Heat Recovery Steam Generator, HRSG)에서 열을 회수하여 증기터빈(ST)에서 추가 발전을 한다.

해석을 위해 Siemens사의 SCC6-8000H를 대상으로 상용프로그램인 HYSYS<sup>10)</sup>를 이용하여 모델링하였다. 사용한 연료의 조성은 Table 1에 나타내었다. 실제 시스템의 공개된 성능<sup>11)</sup>과 모델링을 통해 계산된 성능을 Table 2에 비교하여 나타내었다. 가스터빈 압축기의 압축비가 19.5, 터빈입구 온도(Turbine Inlet Temperature, TIT)가 1500°C이고 GT와 ST의 출력을 합친 총 출력이 440 MW, 효율이 60%로 서로 일치하며 모델링의 신뢰성을 검증하였다.

## 2.2 연소전 처리 공정

### 2.1.1 수증기 개질

연소전 처리 공정 중 수증기 개질기(Steam Reformer, SR)를 이용한 천연가스 개질 공정은 Fig. 2와 같다.

Table 2 Performance of GTCC using the reference of SCC6-8000H

	Ref.	Model
Exhaust mass flow [kg/s]	625	625
Pressure ratio	19.5	19.5
Turbine inlet temperature [°C]	-	1,500
Turbine rotor inlet temperature [°C]	1,427	1,427
Turbine exit temperature [°C]	630	629
Compressor isentropic efficiency [%]	-	90.0
Turbine isentropic efficiency [%]	-	90.6
GT power output [MW]	292	293
ST power output [MW]	148	147
System power output [MW]	440	440
System efficiency [%]	60.0	60.0

가압된 연료는 반응에 필요한 증기와 혼합되어 수증기 개질기로 공급된다. 혼합된 연료는 개질 공정에서 발생하는 폐열을 회수해 수증기 개질기의 입구 온도 범위인 450~650°C로 가열된다. 고온의 혼합 가스는 식 (1)과 같이 반응하여 CO와 H<sub>2</sub>로 구성된 합성가스(Syngas)로 개질된다. 개질 반응 시 필요한 열은 GT에 수소를 공급한 후 가스를 연소기(Burner)에서 연소시켜 공급한다. 이후 수성가스 전환 발생기(Water gas shift reformer, WGSR)에서 식 (2)의 반응을 통해 합성가스 내의 H<sub>2</sub> 함량이 증가한다.

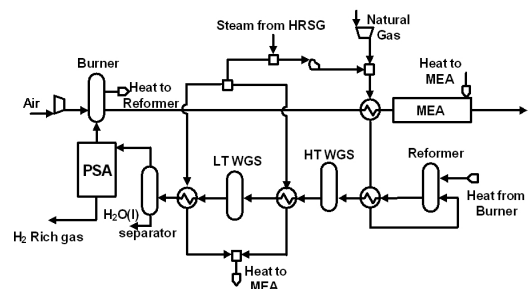
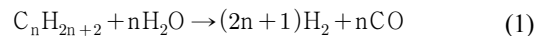


Fig. 2 Schematic diagram of steam reforming process

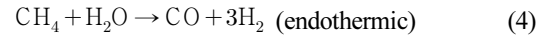
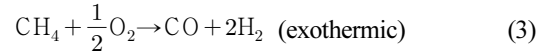
WGSR에서 높은 개질률을 얻기 위해서 서로 다른 온도조건에서 작동하는 두 가지 촉매반응기로 나누어 개질시킨다. 각 온도 조건을 유지하기 위해 반응기와 열교환을 통해 냉각한다. 회수된 열은 이산화탄소 포집 공정에서 필요한 열을 충족하기 위해 사용된다. 포집공정의 요구치 보다 많은 양의 폐열이 발생하기 때문에 증기를 만들어 저압 증기터빈에서 추가동력을 생산한다.

WGSR에서 생성된 수소 농후 가스는 압력 순환식 흡착공정(Pressure swing absorption, PSA)<sup>12)</sup>에서 수소가 99.99%의 농도로 분리되어 가스터빈의 연소기에 공급된다. 연소기에서 잔여 가스를 연소시켜 수증기 개질 반응기에 필요한 열을 공급한다. 연소 생성물에 포함된 이산화탄소는 포집공정에서 포집 후 압축하여 액화시켜 저장된다.

### 2.2.2 자열 개질

자열 개질기(Autothermal Reactor, ATR)를 이용한 공정을 Fig. 3에 도시하였다. 증기와 혼합된 천연가스는 폐열을 이용해 예비 개질기(Pre-reformer)의 입구온도 범위로 가열한다. 자열 개질기에 천연가스가 직접 공급되면 복잡한 조성으로 인해 반응의 안정성이 하락하고 기기에 손상이 갈 우려가 있다. 따라서 예비 개질기를 사용하여 메탄 이외의 탄화수소를 선 개질하여 ATR에 공급한다<sup>13)</sup>. 본 개질 시 식 (3)의 발

열반응과 식 (4)의 흡열반응이 동시에 일어나 반응에 요구되는 열에너지를 스스로 충족한다. 최종적으로 가스는 CO와 H<sub>2</sub>로 구성된 합성가스(Syngas)로 개질된다.



자열 개질 시 반응에 필요한 산소를 공급하는 방식은 공기공급(Air blowing)과 산소공급(O<sub>2</sub> blowing)으로 구분된다. 공기공급 방식에서는 가스터빈 압축기로부터 가압된 공기의 일부를 추기해 공급한다. 산소공급 방식에서는 공기분리장치(Air Separation Unit, ASU)를 이용하여 분리된 산소를 공급한다. ASU는 별도로 모델링하지 않고 문헌을 참고하여 260.2<sup>14)</sup> kWh/ton-O<sub>2</sub>의 소모동력을 시스템 순 성능 계산에 반영하였다.

ATR에서 개질된 가스는 SR과 동일하게 WGSR에서 반응하여 H<sub>2</sub>가 대부분인 합성가스가 된다. 이후 MEA공정에서 이산화탄소 포집 후 수소 농후 가스를 가스터빈의 연소기에 공급한다. 포집공정에서 필요한 열은 SR과 같이 WGSR에서 냉각으로 인해 발생하는 폐열을 이용한다. 공기공급 방식 적용 시 공정의 유량이 많아 WGSR에서 냉각 할 때 발생하는 폐열이 포집공정의 요구치 보다 크다. 이를 활용하기 위해 가압한 물로 열을 회수하여 증기를 만들어 하부 사이클의 중압 증기터빈에서 추가동력을 생산한다. Fig. 3에서 (A)가 추가동력을 생산하기 위한 증기에 해당되고 (B)는 포집공정에 사용되는 열을 나타낸다. 산소공급 방식에서는 공정의 작동유량이 적어 WGSR의 폐열이 공기공급 방식에 비하여 작다. 따라서 가압하지 않고 열을 회수하여 (A)와 (B) 모두 포집공정에서 필요한 열을 공급하는데 사용된다.

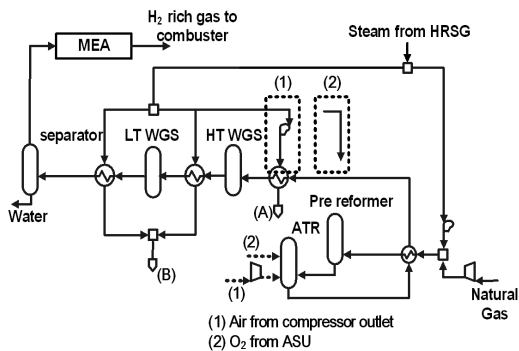


Fig. 3 Schematic diagram of autothermal reforming process

### 2.3 CO<sub>2</sub> 포집공정

연소전 처리 과정에서 생성된 CO<sub>2</sub>를 포집하기 위해 습식 아민 공정을 사용 하였다. Fig. 4에 나타낸 것 같이 습식 아민 공정은 크게 흡수탑(Absorber)과 재생탑(Stripper)으로 구성되어 있고 CO<sub>2</sub>의 흡수제로써 Mono ethanol amine(MEA)을 수용액 형태로 사용한다. 흡수탑에서는 CO<sub>2</sub>를 포함하는 가스(Sour gas)가 열은(Lean) MEA수용액에 녹아 CO<sub>2</sub>가 짙은(Rich) MEA 수용액이 된다. CO<sub>2</sub>가 제거된 가스(sweet gas)를 SR 공정에서는 대기로 배출하고 자열 개질 공정에서는 GT 연소기로 투입된다. 흡수탑에서 나온 농후 MEA 수용액은 희박 MEA 수용액과 열교환을 통해 예열된 후 재생탑으로 공급된다. 재생탑에서는 외부로부터 열을 공급받아서 흡수탑의 역반응이 일어나 CO<sub>2</sub>를 배출한다. 이때 공정에서 일어나는 반응식은 식 (5), (6)과 같다.

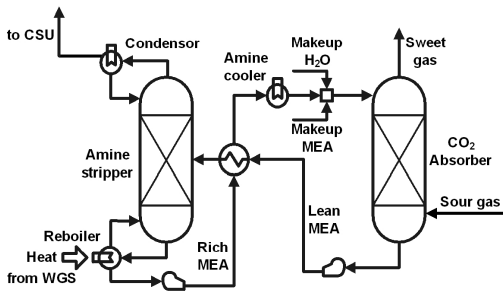
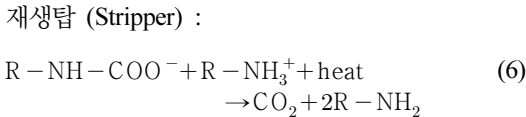
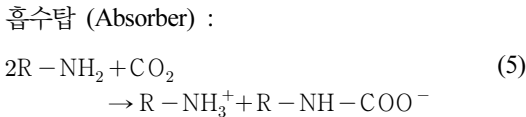


Fig. 4 Configuration of MEA absorption process

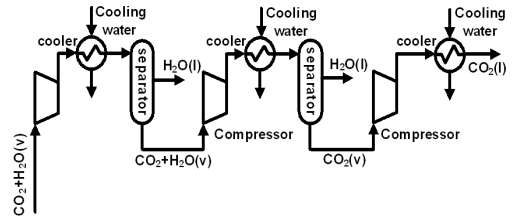


Fig. 5 Configuration of carbon separation unit

공정에 사용된 흡수제는 MEA(NH<sub>2</sub>C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>OH)이므로 식에서 R은 C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>OH이다.

재생된 희석 MEA 수용액은 열교환 후 흡수탑으로 돌아가 공정을 반복한다. 재생탑에서 분리된 CO<sub>2</sub>는 Fig. 5의 압축공정(Carbon Separation Unit, CSU)을 통해 수분이 제거되면서 150bar, 40°C로 가압 후 액화하여 저장된다.

### 2.4 성능 계산

각 시스템의 총괄 CO<sub>2</sub> 포집률은 식 (7)과 같이 계산하여 80%로 동일하게 적용하였다.

$$\text{Overall CO}_2 \text{ Capture Rate} = \frac{CO_{2,Captured}}{CO_{2, System generated}} \quad (7)$$

MEA 공정에서 처리할 수 있는 이산화탄소의 포집률에는 한계가 존재 한다. 따라서 총괄 포집률 뿐 아니라 식 (8)에 나타낸 MEA 공정 포집률도 고려하여야한다.

$$\text{MEA process CO}_2 \text{ Capture Rate} = \frac{CO_{2,Captured}}{CO_{2, MEA process inlet}} \quad (8)$$

상용프로그램인 HYSYS를 이용하여 세 가지 전처리 공정(SR, Air blowing ATR, O<sub>2</sub> blowing ATR)을

**Table 3** Performance of GTCC with CO<sub>2</sub> capture

	w/o cap.	SR	ATR	
			Air	O <sub>2</sub>
Overall CO <sub>2</sub> capture rate [%]	-		80.0	
MEA process CO <sub>2</sub> capture rate [%]	-	80.0	82.0	85.7
Fuel flow [kg/s]	14.9	21.4	20.7	19.0
GT power output [MW]	293.0	316.7	298.0	324.7
ST power output [MW]	147.0	153.6	181.9	149.7
Gross power output [MW]	440.0	470.3	479.9	474.4
Gross cycle efficiency [%]	60.0	44.7	46.8	50.6
Reformer power consumption [MW]	-	-17.8	-25.3	-11.0
ASU power consumption [MW]	-	-	-	-27.5
CSU power consumption [MW]	-	-21.2	-20.2	-18.5
Net cycle power output [MW]	440.0	431.4	434.4	417.3
Net cycle efficiency [%]	60.0	41.0	42.4	44.5

모델링하여 이를 적용한 GTCC의 성능을 해석하였다. 시스템의 순출력과 순효율은 식 (8), (9)와 같이 정의된다.

$$\dot{W}_{\text{Net}} = \dot{W}_{\text{Gross}} - \dot{W}_{\text{Reformer}} - \dot{W}_{\text{CSU}} - \dot{W}_{\text{ASU}} \quad (9)$$

$$\eta_{\text{Net}} = \frac{\dot{W}_{\text{Net}}}{(\dot{m} \cdot \text{LHV})_{\text{Fuel inlet}}} \quad (10)$$

### 3. 결과 및 토론

#### 3.1 개질방법에 따른 성능차이

성능해석 결과를 Table 3에 나타내었다. 연소전 포집 시 개질 반응에 필요한 열을 충족시키기 위한 연료의 추가공급으로 효율이 감소하게 된다. ATR에서는 발열반응이 흡열반응에서 필요한 열을 상쇄시키며 SR보다는 적은 연료량을 요구한다. 공기공급 ATR을 사용하면 고농도의 산소를 투입하여 산소공

**Table 4** Turbine inlet gas composition

	w/o cap.	SR	ATR	
			Air	O <sub>2</sub>
N <sub>2</sub> [%]	73.61	71.02	73.68	70.28
O <sub>2</sub> [%]	9.86	10.93	6.26	10.65
Ar [%]	0.88	0.85	0.66	0.84
CO <sub>2</sub> [%]	5.13	0.03	1.37	1.22
H <sub>2</sub> O [%]	10.52	17.18	18.02	17.01

급 ATR에 비하여 적은 유량으로 반응이 이루어진다. 따라서 개질에 필요한 열이 감소하게 되고 연료 소모가 적다. SR과 달리 ATR공정에서는 개질이 덜 된 연료가 가스터빈의 연소기에 들어간다. 따라서 동일한 총괄 CO<sub>2</sub> 포집률을 달성하려면 MEA공정 포집률이 높아져야 한다.

연소전 개질을 거친 최종 연료는 수소 성분이 높으므로 Table 4에 나타낸 것과 같이 연소가스 조성에서 H<sub>2</sub>O분율이 증가하여 기존 가스터빈의 연소가스보다 비열이 더 크다. 따라서 터빈 입출구에서의 엔탈피 차가 증가하여 가스터빈의 출력을 증대시키는 요인으로 작용한다. 다만, 공기공급 방식의 ATR사용시 가스터빈 출력이 기존에 비하여 증가하지 않는 이유는 터빈으로 유입되는 유량 감소 효과가 크기 때문이다.

시스템 구성에서 언급한 바와 같이 개질공정 중 발생하는 폐열을 이용하여 증기를 만든다. 증기터빈에서 증기로 추가 동력을 생산하기 때문에 세 공정 모두 증기터빈의 출력이 증가한다. SR 공정과 산소공급 ATR 공정의 경우 폐열이 많지 않아 증기를 저압 증기터빈으로 공급한다. 반면에 공기공급 ATR 방식에서는 폐열이 충분하여 중압 조건으로 가압하여 열을 회수하여 중압 및 저압 증기터빈 두 번에 걸쳐 추가 동력을 생산하기 때문에 출력이 타 시스템보다 크다. GTCC의 총 출력 비교를 Fig. 6에 나타내었다.

식 (9)와 같이 시스템의 소모동력은 개질기, CSU 그리고 ASU에서 발생한다. 먼저 개질기 소모동력은

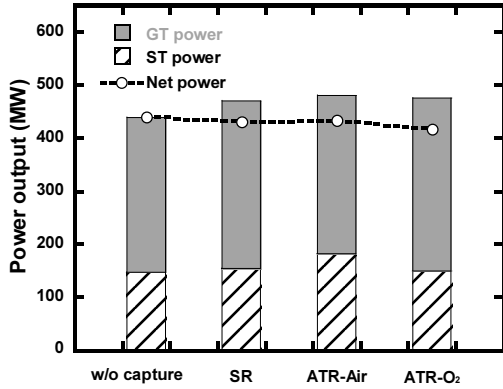


Fig. 6 Gross and net power outputs of GTCC with CO<sub>2</sub> capture

개질에 필요한 물과 공기를 압축하는데 사용되는 동력이다. 따라서 공정의 유량이 큰 공기공급 ATR 방식에서 개질기 소모동력이 가장 크다. CSU공정에서는 이산화탄소를 압축하기 위한 소모동력이 발생하는데 탄소의 양에 비례하므로 연료 사용량이 많은 SR이 가장 크다. 마지막으로 ASU 소모동력은 산소공급 ATR 방식의 ASU에서 산소를 분리하는데 사용되는 동력을 나타내며 세 가지 소모동력 중 가장 크다.

### 3.2 CO<sub>2</sub> 포집률이 성능에 미치는 영향

이산화탄소 포집률 변화에 따른 전체 시스템의 성능을 해석하기 위해 포집률을 70%에서 90%까지 변

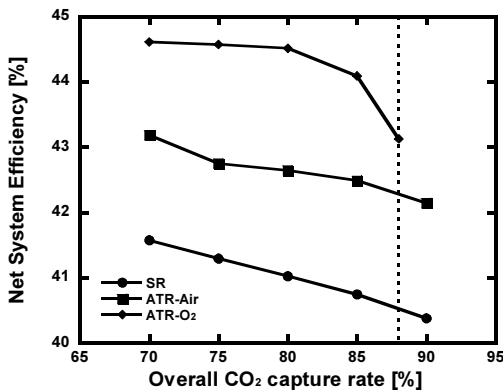


Fig. 7 Variation of net system efficiency with overall CO<sub>2</sub> capture rate

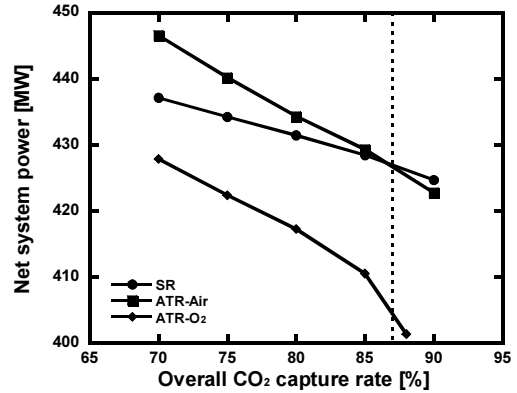


Fig. 8 Variation of net system power with overall CO<sub>2</sub> capture rate

화시키면서 계산하였고 결과를 Fig. 7, 8에 나타내었다. 알려진 바와 같이 포집률이 증가할수록 출력과 효율 모두 감소하지만 각 시스템별 세부적인 특징에 있어 차이를 보인다. SR은 연료량과 별개로 포집률에 따른 출력과 효율의 변화는 MEA공정에서 필요한 열의 영향이다. 높은 포집률을 위해서는 MEA공정에서 많은 열을 필요로 하고 그에 따라 ST의 출력이 감소함으로 시스템 성능저하를 야기한다. ATR공정에서는 포집 공정에서 이산화탄소를 제거한 합성가스가 GT 연소기의 연료로 공급된다. 따라서 포집률이 증가 할수록 이산화탄소의 제거로 유량이 감소한다. GT의 유량감소로 인해 Fig. 7과 8에 도시한 바와 같이 SR보다 급격하게 출력이 감소한다. 그 결과 약 86.6%의 포집률 이상부터는 SR이 공기공급 ATR 방식보다 높은 출력을 나타낸다. 산소공급 ATR 방식의 경우 출력과 효율이 80% 이상에서 급격히 감소한다. 이는 산소공급 시 합성가스 내 상대적으로 높은 함량의 CO와 메탄을 가지기 때문이다. CO와 메탄이 연소기에 유입되어 생성되는 이산화탄소를 고려해 더 높은 MEA공정 포집률을 필요로 한다. 하지만 MEA공정의 한계 포집률 근처에서는 공정에서 필요한 열이 급격히 증가한다. 이에 따라 전체 포집률 80% 이후로 성능이 급격히 감소하며 88%이상 포집 시 어려움이 따른다.

### 3.3 가스터빈 개조 필요성 분석

연소전 포집 시 천연가스를 개질 하여 연소기에 공급하므로 연료의 발열량이 바뀌게 된다. 동일한 TIT를 유지하기 위해선 연소기로 공급되는 연료유량이 달라지고 이에 더하여 탄소 포집에 의하여 터빈으로 유입되는 가스유량이 변화한다. 터빈을 초킹상태의 운전으로 보았을 때 유량 변화에 따른 터빈의 성능변화는 식 (12)로 나타낼 수 있다. 터빈의 초킹조건(Choking condition)은 많은 논문<sup>15-16)</sup>과 상용프로그램<sup>17)</sup>에서 터빈의 탈설계 해석 시 사용되고 있다.

$$\frac{\dot{m}_{in} \sqrt{T_{in}}}{\kappa A_{in} P_{in}} = \text{Constant}, \quad (12)$$

$$\text{where } \kappa = \sqrt{\frac{\gamma}{R} \left( \frac{2}{\gamma+1} \right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}}}$$

만일 TIT가 같은 조건에서 유량이 늘어나게 되면 터빈 입구압력이 증가하게 되어 압력비가 커진다. 발전용 가스터빈의 경우 일정한 회전수를 유지하기 때문에 압력비가 증가하면 운전점이 압축기의 서지라인(Surge line) 쪽으로 이동하게 된다. 압축기의 안전한 운전을 위해서는 일정 수준 이상의 서지마진(Surge margin, 운전 압력비와 서지에 이르는 압력비의 차이)을 확보해야 한다. 이를 위해서는 가스터빈의 효율 감소를 감안하고 TIT를 낮춰 주거나 터빈의 유로를 약간 확장하여 압축기의 운전점이 변하지 않도록 하여야 한다.

포집률 80%일 때 개질 공정 적용에 따라 운전점이 이동하지 않게 하기 위해 필요한 터빈의 상대 유로 면적을 Table 5에 나타내었다. 산소공급 ATR 방식과 SR에서 기존 가스터빈 대비 각각 3%, 1% 확장된 유로 면적을 필요로 한다. 그러나 그 변화가 크지 않으므로 서지마진을 유지하지 않고 운전해도 서지

**Table 5** Influence of CO<sub>2</sub> capture on the operating condition of the gas turbine

	w/o cap.	SR	ATR	
			Air	O <sub>2</sub>
Temperature [°C]	1500			
Overall CO <sub>2</sub> capture rate [%]	-	80.0		
Mass flow rate [kg/s]	525.8	520.0	499.4	529.4
Relative area	1.00	1.01	0.98	1.03

염려는 없다고 판단된다. 반대로 공기공급 ATR 방식 사용 시에는 운전 점을 유지하기 위해서는 유로 면적을 줄여야 한다. 하지만 이 경우 서지라인과 반대 방향으로 가기 때문에 서지 문제를 일으키지 않아 유로 면적의 개조 없이 터빈을 사용할 수 있다. 이를 감안하여 포집률 80%일 때 앞서 언급한 정도의 약간의 운전점 이동을 고려하여 성능을 다시 계산하여 보았으며 소폭의 터빈개조를 전제로 한 앞선 절들의 결과와 비교할 때 성능차이는 미미한 것으로 나타났다. 효율이 약 0.1%p 더 높고, 출력이 약 0.6 MW(0.1%) 더 낮았다. 따라서 3.1, 3.2에서 보인 결과가 충분히 실현성 있는 성능 값을 알 수 있다.

## 4. 결 론

본 연구에서는 가스터빈 복합 화력 플랜트에 연소전 포집을 적용시킨 경우의 성능 변화를 해석 하였고 결과를 요약하면 다음과 같다.

- 1) 개질 방법에 따라 GTCC의 성능변화를 비교한 결과 이산화탄소 포집률을 80%로 설정 시 산소공급 방식 ATR을 적용한 자연 개질 방식의 효율이 44.5%로 기존 시스템 대비 가장 적게 감소했으며 (-15.5%p), 공기공급 ATR 방식을 적용한 자연 개질 방식의 출력이 434.4MW로 가장 크게 나타났다.
- 2) 이산화탄소 포집률의 변화에 따른 시스템 성능 변화를 해석한 결과 전반적으로 포집률이 증가할 수록 출력과 효율이 감소하는 경향을 보인다. 공



기공급 ATR 방식의 출력 감소로 인해 포집률 약 86.6% 이상부터는 SR의 출력이 공기공급 ATR 방식보다 높다. 산소공급 방식 ATR의 경우 출력과 효율이 80% 이후로 급격히 감소하며 88%에서 포집률의 한계를 가지게 된다.

- 3) 산소공급 ATR 방식과 SR 사용 시 압축기 서지마진을 유지하기 위하여 각각 3%, 1%의 터빈 유로면적 확장이 필요한 것으로 분석되었다. 공기공급 ATR방식의 경우 운전점의 이동방향이 서지점과 반대이기 때문에 면적 변화가 필요하지 않고 면적을 변화시키지 않았을 때 효율(0.1%p)이 더 높게 나타난다.

## 후 기

본 연구는 2016년도 산업통상자원부의 한국산업기술평가원(KEIT)의 지원을 받아 수행한 연구과제입니다(NO. 10052280, 최고효율 70% 이상 및 CO<sub>2</sub> 회수 90% 이상 달성하기 위한 기술융합형 발전플랜트 엔지니어링 기초기술 개발).

## References

1. Conference of the Parties, "Adoption of the Paris Agreement", Framework Convention on Climate Change, 2015.
2. International Energy Agency, "Energy and Climate Change", World Energy Outlook Special Report, 2015.
3. J. Gibbins and H. Chalmers, "Carbon Capture and storage", Energy Policy, Vol. 36, No. 12, 2008, pp. 4317-4322.
4. D. Y. Leung, G. Caramanna, and M. M. Maroto-Valer, "An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 39, 2014, pp. 426-443.
5. J. P. Ciferno and J. L. Litynski, "DOE/NETL Advanced Carbon Dioxide Capture R&D Program : Technology Update, 2011.
6. F. Sander and R. Span, "Model of a coal fired IGCC process with hydrogen membrane reactor and capture of CO<sub>2</sub>." ASME Turbo Expo 2008: Power for Land, Sea, and Air. American Society of Mechanical Engineers, 2008.
7. T. Andersen, H. M. Kvamsdal, and O. Bolland, "Gas turbine combined cycle with CO<sub>2</sub>-capture using auto-thermal reforming of natural gas" ASME Turbo Expo 2000: Power for Land, Sea, and Air. American Society of Mechanical Engineers, 2000.
8. L. O. Nord and O. Bolland "HRSG design for integrated reforming combined cycle with CO<sub>2</sub> capture". Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, Vol. 133, No. 1, 2011, pp. 011702-1-011702-7.
9. L. O. Nord, A. Kothandaraman, H. Herzog, G. McRae and O. Bolland, "A modeling software linking approach for the analysis of an integrated reforming combined cycle with hot potassium carbonate CO<sub>2</sub> capture.", Energy Procedia Vol. 1, No. 1, 2009, pp. 741-748.
10. Aspen Technology, AspenOne HYSYS, Ver. 7.2.
11. R. Famer, "Gas Turbine World 2012 performance Specs," Vol. 42, No. 1, Pequot Publishing Inc, p. 33.
12. A. Posada and V. Manousiouthakis, "Heat and power integration opportunities in methane reforming based hydrogen production with PSA separation." AIChE 2004 Annual Meeting Conference Proceedings, 2004, p.22f.
13. M. C. Romano, P. Chiesa and G. Lozza. "Pre-combustion CO<sub>2</sub> capture from natural gas power plants, with ATR and MDEA processes." International Journal of Greenhouse Gas Control, Vol. 4, No. 5, 2010, pp. 785-797.
14. J. M. Amann, M. Kanniche and C. Bouallou, "Natural gas combined cycle power plant modified into an O<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> cycle for CO<sub>2</sub> capture." Energy Conversion and Management, Vol. 50, No. 3, 2009, pp. 510-521.

15. J. Y. Kang, T. S. Kim and K. B. Hur, "Comparative economic analysis of gas turbine-based power generation and combined heat and power systems using biogas fuel." *Energy*, Vol. 67, 2014, pp. 309-318.
16. I. K. Kwon and T. S. Kim, "Using coolant modulation and pre-cooling to avoid turbine blade overheating in a gas turbine combined cycle power plant fired with low calorific value gas." *Applied Thermal Engineering*, Vol. 60, No. 1, 2013, pp. 285-294.
17. GE Power-Enter Software, GateCycle, Ver. 6.0.