

대용량 CO₂ 감축을 위한 CCS 연계 SNGCC의 경제성 및 환경성에 대한 연구(NETL 보고서를 중심으로)

서동균^{1†} · 권원순^{2†}

¹한국전력공사 석탄가스화사업실, ²한국외국어대학교 경제학과

Economical and Environmental Study on SNG Combined Cycle Integrated with CCS for Large-Scale Reduction of CO₂ (Based on NETL Report)

DONG-KYUN SEO¹, WON SOON KWON^{2†}

¹Korea Electric Power Corporation(KEPCO), 55 Jeollyeok-ro, Naju-si, Jeollanam-do, 58217, Korea

²Hankuk University of Foreign Studies(HUFS), 107, Imun-ro, Dongdaemun-gu, Seoul, 02450, Korea

Abstract >> Recently the Korean government announced its decision to select the 3rd proposal, which targets reducing CO₂ by 37% of the BAU level by 2030, for the Intended Nationally Determined Contribution (INDC). According to this proposal, natural gas (or equivalent gas) combined cycle (NGCC) are suggested as alternatives for conventional pulverized coal (PC). In this study, we analyzed the environmental, economic, and energy mixing aspects of synthetic natural gas combined cycle(SNGCC) using NETL material (2011~2012 version) and other domestic materials (2014 version). We found the following conclusions: 1) Considering carbon capture and storage (CCS) integration, CO₂ emission factors of SNGCC and supercritical PC are the same. However, 60% of CO₂ from SNGCC is produced as high pressure and high purity (99%) gas, making it highly suitable for CCS, which is now strongly supported by the government. 2) Based on the economic analysis for SNGCC using domestic materials and comparison with NGCC, it was found that the settlement price of SNGCC was 30% lower than that of NGCC.

Key words : SNG발전(SNGCC), CO₂배출계수(CO₂ emission factor), 정산가격(settlement price)

Nomenclature

BAU : Business As Usual

CCS : Carbon Dioxide Capture & Storage

CTL : Coal to Liquid

DCF : Discounted Cash Flow

E_{CO_2} [CO₂ ton/year]: Emission Amount of CO₂

$\eta_{SNG,conv}$: Conversional Efficiency of SNG Plant

$\eta_{SNGCC,el}$: Electrical Efficiency of SNGCC

HHV : High Heating Value [kcal/kg]

IGCC : Integrated Gasification Combined Cycle

NETL : National Energy Thermal Laboratory

[†]Corresponding author : dkseo@kepcoco.kr
kwon@hufs.ac.kr

Received : 2015.10.14 in revised form : 2015.10.28 Accepted : 2015.10.30

Copyright © 2015 KHNES

NGCC : Natural Gas Combined Cycle
 PC : Pulverized Coal
 $P_{NGCC,el}$ [MW]: Net Electrical Power in NGCC
 $P_{SNG,el}$ [MW]: Net Electrical Power in SNG Plant
 SE_{CO_2} [CO₂ ton/MW_{el}]: Specific Emission of CO₂
 SNG : Synthetic or Substitute Natural Gas
 SNGCC : Synthetic Natural Gas Combined Cycle

1. 서 론

정부는 올해 12월에 도출 예정인 신기후 체제를 앞두고 우리나라의 자체적으로 결정한 온실가스 감축 목표를 2030년 BAU (배출전망치) 대비 37%인 8억 5060만톤으로 결정했다. 정부가 당초 제시한 온실가스 감축 시나리오 보다 강화된 CO₂감축목표를 확정한 이유는 기후변화 대응 리더십 등을 고려하고 에너지 신산업 및 제조업 혁신의 기회를 삼는다는 배경 때문이다. 이에 따라 전기차, 제로에너지빌딩, CCS 개발 등 다양한 감축수단을 활용할 계획을 세웠다¹⁾.

이러한 정책적 방향 가운데 정부는 제7차 전력수급기본계획을 확정 발표했는데, 주요 골자로는 석탄화력 발전소 4기 건설계획 철회(374만kW), 제6차 전력수급기본계획 대비 원전2기(300만kW) 추가 건설 및 고리1호기 영구폐쇄 결정, 분산형 전원 확충이다²⁾. 원전과 석탄발전의 경우 지역주민과 지자체의 반감과 이로 인한 부지확보의 어려움으로 인해 향후 적기 건설자체가 매우 불투명하다. 따라서 친환경 가스발전 공급을 늘여 석탄화력 대비 CO₂발생량을 대폭 줄이면서 원전과 석탄화력 건설의 어려움을 일부 대체하여 전력수급 안정성을 확보하는 것이 현실적 대안이다. 그러나 발전용 천연가스를 전량 해외에 의존할 경우 에너지안보 및 경제성 악화로 인해 전기로 인산 등 국내 산업에 부정적인 영향을 끼칠 우려가 있다.

SNG는 석탄으로부터 얻어진 대체천연가스 혹은 합성천연가스로서 에너지 안보적 측면, 환경적 측면,

경제성 측면에서 모두 만족시킬 수 있는 가스이다³⁾. 이 SNG가 CCS 기술과 연계되었을 때 정부의 온실가스 감축 정책과 전력수급계획의 구현에 경쟁력 있는 대안이 될 것이다^{4,5)}. 발전분야의 환경성 및 경제성에 대한 연구는 국내외적으로 꾸준히 진행되었다. 대표적으로 Rubin 등은 전통석탄발전, IGCC, 천연가스발전(NGCC)에 대하여 CCS가 연계되었을 때 영향을 살펴보았다⁶⁾. Davison은 CCS 영향을 전통석탄발전, IGCC, 그리고 순산소발전을 대상으로 분석했다⁷⁾. Chandel 등은 2007년 NETL 자료를 이용하여 전통석탄발전, IGCC, 천연가스발전, SNG발전(SNGCC)에 대한 CO₂ 발생 및 경제성 분석을 시도했다⁸⁾. 국내에서도 최근에 한전의 흥진표 등은 국내 50만톤 SNG 생산을 대상으로 실물옵션 및 DCF법을 이용하여 경제성 분석을 수행하였다⁹⁾.

본 연구는 SNGCC에 초점을 맞추어서 분석한 것으로서 CO₂ 배출 및 발전단가 측면에서 기존의 전통석탄발전, 천연가스발전과 비교하였다. CO₂ 배출데이터는 2011~2012년판 NETL자료를 활용했고 발전단가 도출을 위한데이터는 2014년 평균을 기준으로 한국가스공사 및 한국전력거래소 등의 자료를 활용했다. 이를 통해서 온실가스 감축, 에너지안보, 및 경제성 측면에서 SNGCC의 경쟁성을 제안하고자 한다.

2. CCS 연계 SNGCC 기술

2.1 석탄가스화 및 CCS 기술

석탄가스화 기술은 석탄을 가스화기에 불완전 연소시켜 CO와 H₂를 주성분으로 하는 합성가스(Syngas)를 제조 후 정제를 거쳐서 SNG, CTL, 기타 화학제품 및 전력을 생산하는 기술이다. 2014년 기준 전 세계 가스화 사업은 862개이며 이중 272개 사업이 상용급으로 운전, 건설, 계획 중에 있다¹⁰⁾. 국내의 경우 서부발전이 2016년 3월을 목표로 현재 가스화기 시운전 단계에 있다¹¹⁾. POSCO도 2011년부터 착수한 50

만톤 SNG 상업생산을 올해 말에 개시할 예정이다¹²⁾.

CCS 기술은 고농도의 CO₂를 포집·압축·수송하여 암반층에 안전하게 대량저장 하는 기술이다. 2014년 기준 전 세계적으로 55개의 프로젝트(운영 중: 13개, 건설단계: 9개)가 진행되고 있다. 이 프로젝트 중 SNG와 관련된 연소전 포집이 43%로서 석탄발전과 관련된 연소후 포집(9%)을 크게 앞서있다¹³⁾. 연소전 CCS가 적용된 SNGCC는 고압고온 조건에서 운전하여 별도의 포집설비 없이 CO₂를 원천적으로 처리 가능하기 때문이다.

특히 SNGCC에 적합한 가스화 연소전 CCS 기술은 이미 상용화가 완료된 기술이다^{4,13)}. 이는 또한 국가 정책적으로도 뒷받침하고 있다. 현재 해양수산부는 2020년까지 1백만톤급 CCS 실증을 완료하고, 이후 300만톤/년 보급, 2030년경 연간 3,200만톤을

CCS로 처리 목표 제시한 상태이다⁵⁾. 또한 정부가 올해 6월에 채택한 온실가스 감축 3안을 보면 CCS 도입·상용화가 포함되어 있다¹⁾. 이러한 정부정책을 근거로 한다면 SNGCC에서 나오는 고압 고순도의 CO₂는 정부가 추진하는 CO₂ 저장 및 활용에 가장 경쟁력 있는 대안이라고 판단된다.

3. SNG 발전의 CO₂저감 및 경제성 분석

3.1 SNGCC 개념

Table 1은 CO₂ 분석을 위해서 인용된 NETL 기초자료와 기초데이터에서 계산한 SNG발전의 결과로서, 발전단출력, 수전력, CO₂ 압축기 소요전력, 송전단출력, 이용율, CO₂ 발생량 등을 나타낸 것이다. 용

Table 1 Basic Information for Comparison three Types of Power Generations

Plant		SNG Plant ¹⁴⁾		Supercritical PC ¹⁵⁾		NGCC ¹⁵⁾		SNGCC		
CCS		w/o	w	w/o	w	w/o	w	w/o	part w	all w
Coal		Illinois No. 6		Illinois No. 6				Illinois No. 6		
Gross Power	MWe	308.0	310.6	580.4	662.8	564.7	511.0			
Power Consumption: CO ₂ Compressor	MWe		50.4		44.9		15.2			
Power Consumption: Others	MWe	216.4	211.7	30.4	67.9	9.6	22.2			
Net Power	MWe	91.7	48.51	550.0	550.0	555.1	473.6	1108.3	1063.5	914.4
Coal/Gas Input	ton/h	437.6	437.6	185.8	256.7	75.9	75.9	437.6	437.6	437.6
hhv	kJ/kg	27135	27135	27135	27135	52449	52449	27135	27135	27135
HHV	MWth	3,298	3,298	1,400	1,935	1,106	1,106	3,298	3,298	3,298
Efficiency: el.				39.3%	28.4%	50.2%	42.8%	33.6%	32.2%	27.7%
Efficiency: conv.		61.4%	61.3%							
SNG Output	MWth	2,025	2,022							
Energy Output: Chem.+el.	MWtot.	2,117	2,070							
Efficiency: Overall	%	64.2	62.8	39.3%	28.4%	50.2%	42.8%	33.6%	32.2%	27.7%
CO ₂ emission	t/y	5,169,343	195,324	3,284,245	453,763	1,507,427	150,743	7,642,938	2,940,757	460,102
Capacity factor	%	90	90	85	85	85	85	85	85	85
CO ₂ spec. emission	t/MWh el.			0.80	0.11	0.36	0.04	0.93	0.37	0.068
CO ₂ spec. emission	t/MWh th.	0.32	0.012							
CO ₂ spec. emission	t/MWh tot.	0.31	0.012	0.80	0.11	0.36	0.04	0.93	0.37	0.068

량(CCS 미연계 기준)은 SNG공정(SNG Plant)의 경우 연간 115만톤 생산 규모이고, 석탄발전(Supercritical PC)은 송전단 550 MW급, NGCC는 송전단 555 MW 급이다. Table 1의 SNG발전(SNGCC)의 결과는 Table 1의 SNG Plant과 NGCC 결과를 이용하여 구하였다. 이 때 SNG Plant에서 생산한 SNG는 후단의 NGCC에 전량 연료로 공급한 것으로 가정하였다. CCS와 관련해서 SNG Plant, Supercritical PC 그리고 NGCC에 대해서는 미연계(w/o) 및 연계(w)로 구분하였고 SNGCC는 미연계, 부분연계(part w), 전연계(all w)로 구분하였다.

3.2 SNGCC 효율

Fig. 1은 도출한 CCS 미연계 SNGCC에 대한 에너지 및 CO₂ 발생을 나타낸 개요도이다. SNG Plant를 통해 생산된 SNG (CCS 미연계 기준, 2,025 MWth)는 전부 NGCC의 입력 조건으로 가정하였다. SNG Plant의 단위공정 중 하나인 메탄화 공정은 매우 강한 발열공정이기 때문에 일반적으로 이 열을 회수하여 증기터빈을 구동한다. 이 때 발생하는 전력은 SNG Plant를 운전하는데 필요한 전력을 초과하기 때문에 결과적으로 SNGCC는 91.7MWeI의 잉여전력을 발생시킨다. 따라서 전체 전력효율을 구할 때는 SNGCC에서 생산된 잉여전력과 NGCC를 통해서 얻은 전력과 합하여 아래 식으로 구할 수 있다(Fig. 1 참조).

$$\eta_{SNGCC} = \frac{P_{SNG,el} + P_{NGCC,el}}{HHV_{coal}} \quad (1)$$

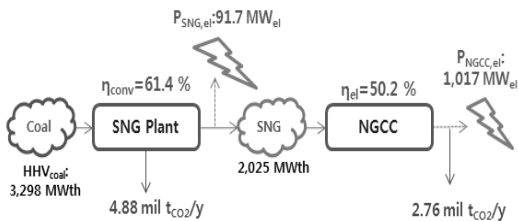


Fig 1 Flow Diagram for Coal-gas Plant without CCS

이 때 CCS 미연계 SNGCC의 효율은 33.6%로, CCS 미연계 Supercritical PC의 효율(39.3%)보다 낮았다. 그러나 CCS 연계일 때, SNGCC와 Supercritical PC의 효율이 각각 28.4%와 27.7%로 떨어져 그 격차가 1% 이내로 줄어들었다(Table 1).

3.3 SNG 발전의 CO₂ 저감 분석

Table 1에서 SNG발전 내의 SNG Plant에서 발생하는 CO₂ 양을 구하기 위한 기초데이터를 나타낸 것이다. 일반적으로 CO₂ 배출계수는 시간당 CO₂ 발생량(ton_{CO2}/hr)을 생산전력(MW_{el})을 나눈 값으로서 아래와 같이 나타낼 수 있다:

$$SE_{CO_2(w/o)} = \frac{E_{CO_2(w/o)}}{P_{tot,el(w/o)}} \quad (2)$$

여기서, P_{tot,el(w/o)}는 CCS가 미연계된 상태에서 SNG 공정에서 생산되는 잉여전력과 NGCC에서 생산되는 전력을 합한 값이다.

Fig. 2는 Table 1의 기초자료에서 구한 CCS 미연계 LNG발전(NGCC), SNG발전, 석탄발전(Supercritical PC)의 CO₂ 배출계수를 나타낸 것이다. 이 때 SNG발전이 석탄발전보다 CO₂ 배출계수가 약 15% 높은데, 이는 발전 효율의 영향 때문이다. 그러나 CO₂ 감축

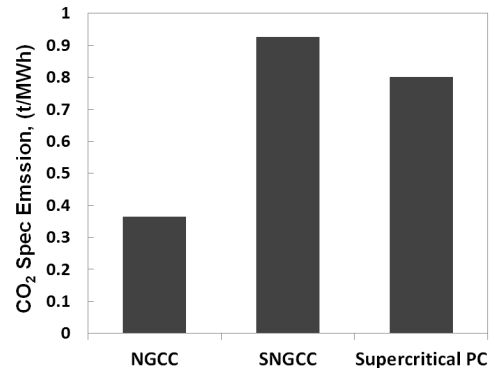


Fig 2 CO₂ Specific Emissions for Three Power Plants (w/o CCS)

측면을 고려했을 때는 CCS를 연계했을 때 추가적으로 소모되는 전력량을 고려해야 한다. 따라서 CCS 감축을 고려한 식은 식 (2)에 다음과 같은 식으로 대체할 수 있다.

$$SE_{CO_2(With)} = \frac{E_{CO_2(W/O)}}{P_{tot,el(With)}} \quad (3)$$

여기서, $P_{tot,el(With)}$ 는 CCS가 연계되었을 때 소요되는 전력을 보정하여 구하였다. Fig. 3은 CCS 연계시 추가적 전력량을 고려한 CO₂ 배출계수에 대한 결과이다. 그림에서 알 수 있듯이 배출계수 결과는 SNGCC와 석탄발전이 비슷하였다. 그러나 석탄발전에서 나오는 연소 후 CO₂ 가스는 약 70%의 질소가스(질량기준) 포함한 상압의 배출물로서 이를 포집하기 위해서는 가열분리압축공정 등을 위한 추가적 에너지손실이 필요하다¹⁷⁾. Table 1에서도 석탄발전(Supercritical PC)은 CCS 연계로 인해 효율이 약 11%를 감소되었다. 현재 세계적으로 운전 중인 연소후 CCS의 최대 규모는 캐나다의 Boundary Dam 발전소로서 110 MW급이다¹³⁾. 그러나 본 플랜트의 경우 CCS에 의한 순수익이 발전에 의한 순이익보다 2.5배 이상 높다(30년 현금흐름 기준). 현 시점에서 에너지 손실과 이를 수용하기 위한 용량의 문제로 인하여 수백 MW급 대용량 발전 및 대용량 CO₂ 감축에 적용하기 어려울 것

으로 사료된다¹⁸⁾.

반면에 SNGCC인 경우 발생하는 전체 CO₂ 중에서 SNG Plant에서 발생하는 양은 이중 60% 이상인데, 이 CO₂ 가스는 고압·고순도(99%)로서 추가적인 비용 없이 CO₂ 포집이 가능한 것으로 알려져 있다⁸⁾. Table 1에서 SNG Plant의 CCS 연계로 인한 효율감소는 추가적 가압 등으로 인한 손실인 1.4% 뿐이다.

Fig. 3은 SNGCC가 CCS와 연계했을 때 고압·고순도의 CO₂ 가스가 발생한 양을 산정한 것인데 전체 CO₂ 발생 중 60%에 해당한다. 이는 CCS가 연계되었을 때 SNGCC의 대용량 CO₂ 감축의 가능성을 나타낸 것이다.

3.4 SNGCC의 경제성분석(LNG복합발전 대비)

정부는 제7차 전력수급기본계획에서 석탄발전을 줄이고 원자력과 가스발전 증대를 추진하고 있다²⁾. 온실가스 감축방안의 4안이 기존의 석탄발전을 LNG 복합발전(NGCC)으로 대체하는 것일 정도로 가스발전에 대한 중요성이 점점 증대되고 있다. 그러나 최근에 유가의 하락으로 인해 LNG 가격도 크게 하락했지만 중장기적 관점에서 볼 때 NGCC가 석탄발전을 대체하는 것은 경제적인 측면에서 어려움이 있다. 또한 에너지안보 차원에서도 볼 때 석탄 이용하는 발전을 소외시키는 것은 바람직한 방향이 결코 될 수 없다. 이러한 측면에서 본 장에서는 석탄을 이용한 가스발전인 SNGCC의 경제성 측면을 국내 기준으로 대안 여부에 대한 분석을 시도하였다.

Fig. 4는 NGCC와 석탄발전(Supercritical PC), 그리고 본 장에서 구한 SNGCC의 정산단가(Settlement Price)를 나타낸 것이다. 여기서 NGCC와 Supercritical PC는 한국전력거래소가 발간한 2014년 전력시장 월별 통계를 그대로 인용하였다¹⁹⁾. SNG발전의 정산단가는 별도의 자료가 없기 때문에 NGCC의 연료단가를 SNG 연료단가로 가정하여 추정하였다. 여기서 SNG

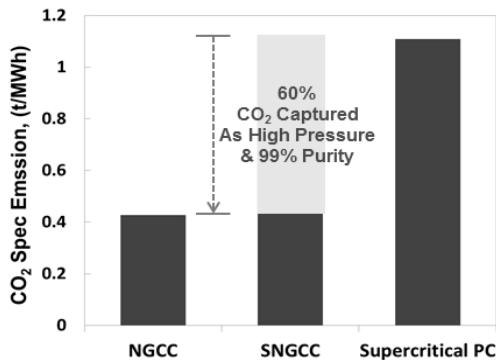


Fig 3 CO₂ Specific Emissions for Three Power Plants (With CCS)

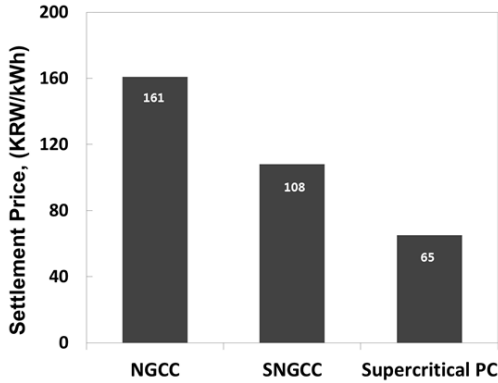


Fig 4 Settlement Prices for Three Power Plants (2014)

Table 2 Summary on a Domestic SNG Plant Project

Plant Site	In Korea
Capacity, t/y	500,000
Period of Construction/Operation, yr	6.0/30
HHV, kcal/Nm ³	10,100
Coal HHV, kcal/kg	4,250
Coal Supply, t/y	2,290,000
Coal Price, USD/t (Incl. Trans fee and Tax fee)	64.4
LPG Price, KRW/kg	1,151
CO ₂ Cost, KRW/tCO ₂	4,200
Power Export, MWel	36.0
Total Investment Cost, USD Bil.	1.4~1.8
Ratio of Debt and Equity	70 to 30
Interest Rate/WACC/Tax, %	5.5/5.5/24.2
Target Equity IRR, %	12.5
Exchange Rate, KRW/USD	1,050

연료단가는 기존의 국내 50만톤 SNG Plant 타당성 분석결과²⁰⁾와 한전 석탄가스화실의 경제성분석 방법을 이용하여 구하였다. 본 계산에 사용한 경제성 방법은 DCF법으로서 기업 혹은 프로젝트의 가치평가를 위해 일반적으로 사용하는 방법이다. 본 경제성 분석을 검증하기 위해 비교 결과는 국내 50만톤 SNG Plant 정부 예비타당성 결과와 비교했다. 예비타당성 결과와 동일한 가정을 적용할 때 B/C 비는 1%이내의 오차를 보였다. 이를 통해서 본 경제성 분석 방법이 타당한 것으로 판단했다. 이때 예비타당성 조사의

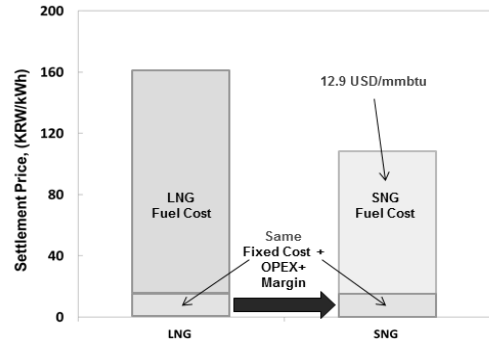


Fig 5 Economical Comparison for Settlement Price for NGCC and SNGCC

대상 프로젝트는 건설기간 6년 및 운영기간 30년의 연간 50만톤 SNG를 생산(LPG 혼합시 57만톤)하는 Plant를 대상으로 하였다. 이 때 연료가격(석탄, LPG)과 환율은 2014년 평균값을 적용하였고 석탄의 개별 소비세 및 CO₂ 비용 등도 합리적으로 포함하였다. 그 밖에 다른 가정들은 예비타당성 보고서의 값을 적용하였다²⁰⁾. 이를 통해서 얻은 SNG 연료단가는 MMBtu 당 12.9 USD였다. 2014년 평균 국내 발전사 LNG 열량단가가 MMBtu당 18.8 USD임을 고려할 때 SNG의 열량단가가 약 30% 저렴함을 알 수 있었다²¹⁾. Table 2는 SNG 시장가격을 구하기 위한 SNG 생산 프로젝트의 가정들을 요약한 것이다.

이렇게 구한 SNG 가격(USD/MMBtu)을 SNG 연료단가(원/kWh)로 가정했다. 여기서 환율은 달러당 1053.2원(2014년 평균)로 적용했고, NGCC의 발전효율은 50%로 가정했다. 이 때 SNG발전의 연료단가는 kWh당 92.7원이었다. 이렇게 구한 SNG 연료단가를 LNG 연료단가에 대체했을 때 최종적으로 SNGCC 정산단가는 108.1원이었다.

여기서 SNGCC의 연료인 SNG의 열량과 조성은 오차한계 내에서 LNG와 같기 때문에(여기서 SNG 조성은 열조공정을 거친 이후의 조성을 기준으로 함), 고정비와 운전마진은 NGCC의 것과 동일한 것으로 가정할 수 있다. Fig. 5는 SNGCC의 정산단가를 구하는 과정이다. 결과적으로 SNGCC의 정산단가는 NGCC

보다 약 50% 경제성이 있었다.

4. 결 론

올해 6월 우리 정부는 2030년 BAU(배출전망치) 대비 온실가스 감축안 중 3안인 37%로 결정했다. 이 안에 따라 비교적 친환경성을 가진 가스발전의 중요성이 대두되게 되었다. 본 논문에서는 환경성, 경제성, 에너지안보 측면에서 대안이 될 수 있는 SNG발전(SNGCC)를 소개했고, 미국의 NETL 자료를 통하여 이를 분석하였다. 이를 통하여 다음과 같은 결론을 얻을 수 있었다.

- 1) CO₂ 감축을 고려할 때(CCS 연계시) SNG발전과 석탄발전의 CO₂ 배출가스는 비슷하다. 그러나 SNG 발전에서 나오는 고압·고순도의 CO₂ 가스는 이중 60%를 차지하는 것으로서 이것이 정부가 정책적으로 지원하고 있는 CCS와 결합할 때 상당한 온실가스 감축이 가능하다.
- 2) 본 연구에서는 또한 SNG발전의 경제성을 도출하였는데 2014년 기준 kW당 108원으로서 LNG 발전 대비 약 30%정도 저렴하였다.
- 3) 또한 SNG발전은 석탄이용의 신에너지로서 기존의 석탄발전을 대체할 수 있을 뿐 아니라 복합발전과 연계하여 분산원 전원으로 활용될 충분한 가능성을 가지고 있다.

Reference

1. Ministry of Trade, Industry and Energy, “South Korea to Cut Gas Emissions by 37% from BAU Levels by 2030”, June 29, 2015.
2. Ministry of Trade, Industry and Energy, “Final Announcement of 7th Electricity Demand-Supply Planing”, July 22, 2015.
3. Y. D. Yoo, S. H. Kim, Y. Yun, G. T. Jin, “Conversion Technology from Coal to Synthetic Natural Gas”, The Korean Society of Industrial and Engineering Chemistry, Vol. 12, No. 3, 2009, pp. 38-57.
4. Korea Institute of S&T Evaluation and Planning, “Technology Status and Policy Trends of Carbon Capture and Storage as Primary Green Technology for Action Against Greenhouse Gas and Low-Carbon Green Growth”, January, 2010.
5. Korea Ministry of Oceans and Fisheries, “Ministry of Oceans and Fisheries and Industrial Sector Collaborate for Action Against Climate Change”, May 26, 2015.
6. E. S. Rubin, C. Chen, A. B. Rao, “Cost and performance of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage”, Energy Policy, Vol. 35, pp. 4444-4454, 2007.
7. J. Davison, “Performance and costs of power plants with capture and storage of CO₂”, Energy, Vol. 32, pp. 1163-1176, 2007.
8. M. Chandel and E. Williams, “Synthetic Natural Gas (SNG): Technology, Environmental Implications, and Economics”, Jan, 2009.
9. J. P. Hong, S. J. Kang, “A Study on Economic Evaluation of SNG Project using Real Option Valuation Model”, Trans. of the Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 25, No. 3, pp. 319-335.
10. C. Higman, “State of the Gasification Industry: Worldwide Gasification Database 2014 Update”, Gasification Technologies Conference, Washington DC, October 29, 2014.
11. Energy Economic News, “Coal’s Environmentally Friendly Transformation”, May 11, 2015.
12. Today Energy News, “What’s Happening with the First Domestic Synthetic Natural Gas Project”, April 3, 2015.
13. Global CCS Institute, “The Global Status of CCS 2014”, 2014.
14. National Energy Technology Laboratory, “Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 2: Coal to Synthetic Natural Gas and Ammonia”, July 5, 2011.

15. National Energy Technology Laboratory, “Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity”, November, 2010.
16. KEPCO E&C, “Preliminary Feasibility Study: Construction of a Low Rank Coal to SNG Plant in Indonesia”, April, 2013.
17. B. Metz, O. Davidson, H. D. Coninck, M. Loos, L. Meyer, “IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage”, Cambridge University Press, 2005.
18. J. Glennie, “Analysis of the Cash and Carbon Flows of Boundary Dam Coal-Fired Power Station Saskatchewan, Canada”, March 2015.
19. Korea Power Exchange, “Electricity Market Statistics 2014”, July, 2013.
20. Korean Development Institute, “Public Institution Project Preliminary Feasibility Study 2014: Hadong SNG Production Facility Construction Project”, February, 2014.
21. Electric Power Statistics Information System, 2015.