

자발적 온실가스 감축목표 달성을 위한 발전기술별 온실가스저감 잠재량 평가[†]

백민호*·노민영*·Zulfikar Yurnaidi**·김수덕***

요약 : 전 세계는 온실가스 배출량을 저감하기 위한 방안을 제시하고 있다. 우리나라는 2030년 전망치 대비 국내에서 25.7%, 전체로는 37%의 국가 자발적 감축목표를 제출하였다. 본 연구에서는 기술평가를 위한 통합평가모형인 GCAM(Global Change Assessment Model)을 이용하여 국가 자발적 감축목표에서 제시한 감축목표 25.7%가 우리나라 에너지시스템에 미치는 영향을 평가한다.

분석결과, 석탄, 가스를 사용하는 발전기술은 각각 28%, 13.5% 발전량이 줄어드는 것으로 나타나지만, 바이오매스, 풍력, 태양에너지는 각각 47.6%, 22.0% 그리고 45.4% 증가하는 것으로 나타났다. 주목할 점은 신기술로 분류되는 USC(초초임계발전) 등 화석연료 발전기술들이 온실가스 감축목표달성에 전혀 또는 거의 기여하지 못하는 결과를 보인다는 점에서 향후 신기술을 선정할 때 정량적 평가 등 세심한 주의가 필요함을 보여준다.

주제어 : 국가별 자발적 감축목표, 통합평가모형, 발전부문, 신기술, 에너지

JEL 분류 : Q21, Q42

접수일(2016년 9월 12일), 수정일(2016년 10월 19일), 게재확정일(2016년 11월 22일)

[†] 저자들은 두 익명 심사자들의 수정의견과 지적에 감사드립니다.

* 아주대학교 에너지시스템학과 박사과정, 주저자(e-mail: minho100@ajou.ac.kr)

** 아주대학교 에너지시스템학과 Ph.D., 박사후 연구원(e-mail: viczhoel@gmail.com)

*** 아주대학교 에너지시스템학과 교수, 교신저자(e-mail: suduk@ajou.ac.kr)

Abatement Potentials of Power Generation Technologies for the Achievement of National INDC

Minho Baek* · Minyoung Roh* · Zulfikar Yurnaidi** and Suduk Kim***

ABSTRACT : In accordance with the global efforts to reduce greenhouse gas emissions, Korean government submitted its INDC (Intended Nationally Determined Contribution) of 25.7% for domestic reduction and the total of 37% reduction by 2030 including the purchase of emission reduction permit from abroad. In this study, 25.7% reduction target is being evaluated to see its impact on domestic energy system using the integrated assessment model, GCAM (Global Change Assessment Model).

Results show that electricity generation from fossil fuel technologies using coal and gas decrease by 28.0%, 13.5% while that of biomass, wind power, solar energy increase by 47.6%, 22.0% and 45.4%, respectively. It is worth noting that so called new technology such as USC (ultra supercritical power generation) does not contribute to achieving the emission reduction target and careful and quantitative analysis is required for such categorization in the future.

Keywords : INDC, Integrated Assessment Model, Power Sector, New Technology, Energy

Received: September 12, 2016. Revised: October 19, 2016. Accepted: November 22, 2016.

* Ph.D. Candidate Student, Department of Energy Systems Research, Ajou University, Main author
(e-mail: minho100@ajou.ac.kr), rohmin9122@gmail.com

** Ph.D., Department of Energy Systems Research, Ajou University, Postdoctoral Researcher,
(e-mail: viczhoel@gmail.com)

*** Professor, Department of Energy Systems Research, Ajou University, Corresponding author
(e-mail: suduk@ajou.ac.kr)

I. 서론

온실가스종합정보센터(2015)는 토지 이용변화 및 산림(Land-Use Change and Forestry)을 제외한 우리나라의 2013년 온실가스 배출량을 전 세계 6위에 해당하는 694.5MCO₂eq.로 보고하였다. 그중 에너지 연소와 공정과정의 온실가스 배출량은 국가 총 온실가스 배출량의 각각 87.3%, 7.6%이다. 국가 총 온실가스 배출량 중에서 에너지분야의 온실가스 배출비중은 94.9%에 달하며, 여기서 CO₂가 차지하는 비중은 90.55%이다. 특히 열 및 전력생산을 담당하는 에너지산업(Energy Industry) 부문의 온실가스 배출은 상기 국가 온실가스배출의 약 39.6%, 에너지연소 및 공정부문 전체의 41.7%를 차지한다.

정부는 온실가스 배출량 감축을 위해 2009년에는 2020년 BAU 대비 30% 온실가스 감축목표를 발표하였으며, 2011년 저탄소녹색성장 기본법을 입안하고 에너지목표관리제, 국가온실가스감축로드맵, 배출권거래제도와 국가기후변화 적응 기본계획 등을 수립한 바 있다(외교통상부, 2016). 2015년 제출한 자발적 감축목표(Intended Nationally Determined Contribution, INDC)에서 우리나라는 2030년 BAU를 850.6MtCO₂eq.로 설정하고, 경제전반에 걸쳐 국내저감 25.7%, 국제탄소시장 메커니즘 활용 포함 총 37%의 온실가스 감축목표를 제시하였다(UNFCCC, 2016). 제시된 온실가스 감축목표를 달성하기 위해서 정부는 다양한 기술개발 및 R&D 지원정책을 제시하고 있다(관계부처합동, 2015; 2016). 특히, 산업통상자원부(2015a)에 따르면, 저탄소 전력생산기술을 중심으로 전력산업을 확대하기 위해 국내 석탄화력발전소를 대상으로 2030년까지 고효율 발전시스템(USC: Ultra Supercritical, 초초임계발전)을 전체의 40%까지 확대 적용할 계획도 제시하고 있다. Mission Innovation Secretariat (2016)에 따르면, 우리나라는 청정에너지 연구 및 개발 투자예산을 2016년 4억 9천만 달러에서 2021년 9억 6천만 달러로 증액하는 것을 목표로 하고, 재생에너지, 효율향상, 청정화력, 스마트그리드, 탄소포집 활용 및 저장, 에너지저장시스템, 원자력 등을 지원할 예정으로 보고하고 있다.

관계부처합동(2016)¹⁾에 의하면, 이러한 청정에너지기술 중점 투자분야 도출을 위한

1) 중점 투자분야 도출 방법론은 6대 분야 14개 세부기술 영역을 대상으로 전문가 설문을 통한 정성분석(최고기술 확보·유지 가능성, 단위 투자당 온실가스 감축효과, 현재시장 중요도, 미래시장 성장 가능성), 기술지표 심층자료 정량분석(기술수준, 기술격차, 온실가스 감축 기여도, '15년 기술수준 조사', 14년 온실가스 감축 로드맵), 정부정책 정합성(에너지, 과학기술, 재정 관련 주요정책과의 부합도) 등을 검토

방법으로 전문가 설문을 통한 정성분석, 기술지표 심층자료 정량분석, 정부정책 적합성을 종합하여 도출하였다고 밝히고 있다. 그런데 발전산업은 다양한 에너지를 사용하는 전환기술이 경쟁하고 있으며, 에너지의 상대가격, 에너지전환기술의 비용, 탄소제거 비용 등에 의해 결정되는 발전원가에 따라 기술경쟁력에 차이가 발생할 수 있다는 점을 감안할 때, 관련기술의 정량적 분석이 필요하다고 하겠다. 특히 우리나라는 열, 발전 부문인 에너지산업부문에 의한 온실가스 배출이 전체의 40% 내외에 달한다는 점과 INDC 목표 달성을 위해 청정에너지기술 연구개발에 많은 재원이 투입될 예정이라는 점에서, 과연 어떤 기술이 친환경적이고 국가 에너지문제 해결을 위한 기술인지 검증하기 위한 정량평가의 필요성은 더욱 증대되고 있다.

Roehrl (2013)에 의하면, 1970년대 이후 에너지문제 해결을 위한 다양한 질문에서 시작된 연구들에 의해 전 지구적 시나리오를 정량화하려는 목적을 갖고 진행되어 왔고, UNESCO (1985)는 이를 1) Political science, 2) Economics, 또는 3) System Dynamics 의 세 가지 지구적모형의 그룹으로 분류한 바 있다. Després et al. (2015)에 의하면, 기술 평가 모형은 정의된 시스템의 물리적 특성을 반영할 수 있어야 한다고 지적하였으며, 모형을 방법론에 따라 축차적 모형과 최적화 모형으로 구분하였다. 최근 에너지모형은 일반균형모형(General Equilibrium Model) 유형의 하향식(Top-down) 모형, 최적화 및 축차적 시뮬레이션(Optimization & Simulation) 방식을 활용하는 상향식(Bottom-up) 모형, 그리고 이들 특성을 같이 구현하는 hybrid 형태의 모형으로 구분된다. 하향식 모형은 투입산출표와 경제주체별 최종지출부문(가계, 기업, 정부와 순수출)을 미시적 모형으로부터 거시적 aggregation까지의 모델링을 통해, 세부 부문변화가 거시경제에 미치는 영향을 평가한다. 상향식 모형은 에너지시스템을 다양한 기술단위로 세분화하여 에너지의 소비와 전환단계를 표현하여 기후변화 정책의 영향을 기술별로 분석할 수 있다. 근래에는 경제와 에너지시스템을 별도로 개발하고 연결하여 각 부문별 정책변화가 미치는 영향을 다양한 측면에서 분석하는 통합평가모형(Integrated Assessment Model, IAM)이 개발되고 정량평가의 기준을 제시하고 있다.

Weyant et al. (2006)과 EMF (2011; 2013)에서는 다양한 하향식, 상향식, 통합평가모형을 소개하고 모형 운용에 관련한 전제를 설정하여 온실가스 배출저감 정책이 온실가스 배출에 미치는 영향 등을 평가하였다. Clarke et al. (2014)에서는 최종에너지 효율,

CCS, 원자력, 풍력 및 태양광, 바이오에너지 등의 발전기술의 기술진보에 대한 가정을 바탕으로 미국의 온실가스 저감목표에 미치는 영향을 분석하였다. Chaturvedi et al. (2014)에서는 발전기술의 성능(효율개선, 탄소흡수기술 도입) 변화에 대한 시나리오를 수립하고 온실가스 감축 정책(2.6W/m^2 , 3.7W/m^2)을 적용할 경우, 무정책 시나리오에 비해 2015년-2095년까지 전 세계 발전부문에 48-94%의 추가 투자가 필요할 것으로 분석하였다.

국내에서는 상향식 모형을 이용하여 발전기술 보급에 의한 온실가스 저감 잠재력 평가, 하향식 모형을 이용하여 온실가스 감축을 위한 정책수단 평가, 그리고 두 모형을 연계하여 정책수단과 기술보급의 영향을 함께 평가하고 있다. Park et al. (2016)은 비용최소화 기반의 상향식 모형인 TIMES를 이용하여 2050년까지 국내 신재생전원의 최적 포트폴리오에 관한 시나리오 연구를 진행하였으며, 안지운(2015) 또한 TIMES 모형을 이용하여 신기술과 신재생에너지 기술 보급 확대를 가정한 태양광, 풍력발전의 보급 잠재량 분석 및 대규모 신재생에너지 보급에 따른 전력가격의 영향을 분석하였다. 그 외 상향식 모형을 이용한 연구로 노동운(2011), 환경부(2012), 최병렬(2015) 등이 있다. 오인하와 오상봉(2013)에서는 하향식 모형을 바탕으로 전원구성 및 전원계획을 고려할 수 있는 모형을 개발, 배출권거래제, 신재생에너지 의무할당제 도입 시나리오 등을 분석한 바 있다. 발전부문이 제외된 하향식 모형연구에는 정현식과 이성욱(2007), 배정환과 조경엽(2007), 김수이 외(2009), 노동운 외(2010) 등이 있으며, Min (2016) GCE 모형을 이용, 2012년 기준년도 자료를 활용하여 산업부문별 MACC (Marginal Abatement Cost Curve)를 도출한 바 있다. 노동운과 오인하(2010)는 상향식 모형(MARKAL)을 이용하여 흡수부문을 포함하여 달성가능한 감축잠재량 평가하고, 하향식 모형(CGE)을 이용하여 배출권 거래제와 탄소세의 효과를 분석하였다.

상향식 모형은 온실가스 감축목표에 따라 다양한 기술의 감축잠재량을 평가할 수 있다는 장점이 있으나, 선형계획법(Linear Programming)을 기반으로 한 비용최소화를 목적함수로 하고 있어, 모형의 기술 선택에서 승자독식현상(winner takes it all)이 발생한다는 것은 이미 잘 알려져 있다. 이러한 현상을 penny-switching 또는 knife-edge 효과라고 칭하기도 하는데, Keepin and Wynne (1984)은 모형에서 다면체 형태의 제약조건이 주어진 경우 목적함수의 평면의 기울기가 조금만 달라져도 최소비용의 해는 모서리에

서 발생(Coner solution)할 수 있음을 보였다.

본 연구에서는 기술평가가 가능한 통합평가모형으로 발전부문의 관련 기술경쟁력을 정량적으로 평가함으로써, INDC 목표달성을 위한 기술별 저감잠재량을 평가함과 아울러 결과가 갖는 의미를 점검해 보고자 한다. 분석을 위해 선택한 GCAM (Global Change Assessment Model)은 기본적으로는 상향식 모형의 특징을 갖고 있으며, 기술경쟁 및 선택에 있어 승자독식이 발생하지 않도록 조건부 로짓(conditional logit) 형태의 기술선택 모형²⁾을 이용하는 것이 특징이다.

다음 장에서는 국내 발전부문의 현황에 대해 기술하고 발전부문에 대한 선행연구를 살펴본다. 제II장에서는 분석모형과 입력데이터를 제시하고, 제III장에서는 시나리오를 설정하고 발전량과 온실가스 배출량에 미치는 영향을 분석결과를 정리하여 해석한다. 마지막 제IV장에서는 논문의 전체 내용을 요약하고 정책적 함의를 기술한다.

II. 분석모형 및 시나리오

1. 분석모형

미국 PNNL/JGCRI에서 개발하여 운용중인 통합평가모형인 Global Change Assessment Model (GCAM)은 경제와 에너지시스템, 농업 및 토지이용, 기후부문을 모듈구조로 개발하고 서로 연계하여 특정부문의 정책변화가 시스템 전체에 미치는 영향을 분석할 수 있도록 개발된 프로그램이다. 에너지시스템은 1차 에너지의 공급, 전환부문, 그리고 최종부문(건물, 수송, 산업) 등 다른 여타 상향식 모형과 마찬가지로 Reference Energy System (RES)으로 구성된다. 특히 최종부문은 부문별 상세 특성을 반영하여 에너지서비스 수요가 결정되는 방식을 구체적으로 나타내고 있다.

건물부문 모형은 단위면적당 냉방, 난방, 그 외 다양한 에너지서비스에 대한 포화수요를 가정하고, 에너지서비스의 가격, 소득과 그 탄력성에 의해 에너지서비스 수요가 결정되는 함수로 구성되어 있다.³⁾ 수송부문은 여객과 화물로 서비스수요가 구분되어 있다.

2) McFadden(1973) 참조.

3) Zhou et al. (2013a), Eom et al. (2012) 참조. 국내모형관련 상세내용은 백민호 외(2015; 2016) 참조.

여객서비스수요는 기준년도 대비 1인당 소득, 사용자비용, 인구, 소득탄력성, 여객수요의 가격탄력성 등으로 결정되고, 화물서비스수요는 기준년도 대비 GDP, 사용자비용, GDP탄력성, 화물서비스의 가격탄력성 등으로 나타내고 있다(Mishra et al., 2013). 이들 서비스수요는 수송모드별로 에너지소비량, 연비, Load Factor 등으로 세부 요인구분을 통해 요인별 영향을 반영할 수 있는 구조로 되어 있다.⁴⁾ 산업부문은 활용가능한 자료의 상세내역에 따라 차이가 있지만, 앞서와 같이 산업부문별 에너지서비스 수요를 구체적인 물리적 산업생산품 또는 에너지수요 등으로 구성할 수 있고, 이 수요는 1인당 GDP, 에너지서비스의 상대가격, 인구비율 등의 함수로 구성할 수 있다.⁵⁾

GCAM에서 에너지서비스를 제공하는 기술은 앞서 지적한 바와 같이 McFadden (1973)의 Conditional Logit모형을 모사하여 선택하도록 설계되어 있다. 기술선택에 대한 사용자제약(user defined constraints)을 최소화하면서도 서로 다른 기술이 선택되는 과정을 현실과 흡사하게 모사해 낼 수 있는 장점이 있다.⁶⁾ 에너지서비스 공급에 대해 다양한 선택항이 존재할 때 j 번째 옵션을 선택하여 얻을 수 있는 효용이 $U_j = \ln(\alpha_j C_j^{\delta_j}) + \epsilon_j$ ($\delta_j < 0$)이면, 비용(C)이 증가하는 경우 이 옵션을 사용함으로써 얻을 수 있는 효용은 감소한다. 전체 선택항의 비용이 주어진 상황에서 특정 기술을 선택하여 효용을 얻을 확률은 전체 선택항 중에서 하나의 기술을 선택하여 효용을 얻는 것과 같다. 따라서 특정기술을 선택할 확률은 그 기술이 시장에서 채택되는 확률(시장점유율)과 같다(Clarke and Edmonds, 1992). 기술의 시장점유율은 식 (1)과 같으며, 이 같은 구조로 인해 이 기술선택 모형은 LP유형의 여타모형과 달리 승자독식 현상이 발생하지 않는다.

$$prob[U_j > U_k | C_1, C_2, \dots, C_j] = \frac{\alpha_j C_j^{\delta_j}}{\sum_j \alpha_j C_j^{\delta_j}} \quad (\text{for all } k \neq j) \quad (1)$$

이를 발전부문에 적용하면 기술비용은 기술별(s), 연료별(f), 연도별(t)로 다르게 나

4) Mishra et al.(2013), 국내모형 관련 상세내용은 Yurmaid(2016) 참조.

5) Zhou et al.(2013b) 참조.

6) 김수덕 외(2015) 참조.

타낼 수 있다. 기술비용은 연간화된 자본비용, 가변 운영유지비, 고정 운영유지비의 합과 모형 내부에서 내생적으로 계산되는 연료가격($P_{f,t}$)과 효율(eff)의 역수로 계산되어 결정되는 연료비용, 온실가스배출에 의해 발생하는 온실가스 비용($Ecost$)으로부터 균등화된 비용을 산정한다.

식 (2)와 같이 산정되는 발전부문의 기술별 공급비용을 기반으로 각 기술이 경쟁하게 되며, 식 (1)을 통해 해당연도의 기술별 점유율이 결정된다

$$C_{s,f,t} = \frac{R_{s,f,t} * K_{s,f,t}}{(T * R_{s,f,t} * GJ/kWh)} + \frac{OMV_{s,f,t}}{(1000 * GJ/kWh)} \quad (2)$$

$$+ \frac{OMF_{s,f,t}}{(T * F_{s,f,t} * GJ/kWh)} + P_{f,t} / eff_{s,f,t} + Ecost_{s,f,t}$$

$C_{s,f,t}$: t 기에 연료 f 를 사용하는 발전기술 s 의 기술비용

$R_{s,f,t}$: t 기에 연료 f 를 사용하는 발전기술 s 의 fixed charge rate (%)

$K_{s,f,t}$: t 기 연료 f 를 사용하는 발전기술 s 의 순수자본비용

T : 1년당 시간(윤년 고려 연평균 8766시간)

$F_{s,f,t}$: t 기에 연료 f 를 사용하는 발전기술 s 의 용량계수(%)

GJ/kWh : GJ에서 kWh로 에너지 전환 계수

$OMV_{s,f,t}$: t 기에 연료 f 를 사용하는 발전기술 s 의 가변 운영비

$OMF_{s,f,t}$: t 기에 연료 f 를 사용하는 발전기술 s 의 고정 운영비

$eff_{s,f,t}$: t 기에 연료 f 의 발전기술 s 별 에너지 효율

비교대안에서 온실가스배출제약이 주어지게 되면, 최종 균형해의 하나로 균형탄소가격이 생성되게 된다. 특히 이때 CCS 기술인 경우, 각 기술별 온실가스 저감비용은 온실가스 제거율(remove fraction, rf), 탄소가격(GHG Value), 온실가스 저장비용(storage cost)을 주요변수로 하여 계산된다.⁷⁾ 온실가스 제거율이 높은 경우, 온실가스의 직접 배

7) 온실가스 저감 비용은 발전기술별 온실가스 저감비율($rf_{s,h,t}$), 온실가스 배출제약에 의해 결정되는 탄소가격($GHGValue_t$, \$/Ton)과 제거된 탄소의 저장비용($storageCost_t$, \$/Ton)으로 구성되며 다음 식과 같이 나타낼 수 있다.

$$Ecost_{s,h,t} = \{(1 - rf_{s,h,t}) * GHGValue_t + rf * storageCost_t\} * Emission_t$$

출량이 감소하고, 부과되는 총 탄소세가 감소하는 반면, 높은 온실가스 제거율로 인해 온실가스 저장비용이 상승한다.

GCAM에서 전력수요는 건물, 수송, 산업 등 부문별로 요구되는 전력수요의 양에 따라 전력전환부문에서 생산하게 된다. t 기의 에너지서비스수요(D_t)는 $t-1$ 기의 에너지서비스 수요(D_{t-1})와 기준연도 대비 에너지서비스의 상대가격, 전기 대비 소득, 전기 대비 인구의 상대적 변화와 탄력도를 이용하여 식 (3)과 같이 축차적으로 계산된다.

$$D_{l,s,h,t} = D_{l,s,h,t-1} * PR_t^{pe_t} YR_t^{ie_t} \quad (3)$$

$D_{l,s,h,t}$: t 기 최종부문(l)의 사용용도(s)에 최종에너지(h)로 공급되는 에너지서비스 수요

PR_t : t 기의 에너지서비스 상대가격 ($=P_t/P_{base}$)

pe_t : t 기의 가격탄력성

YR_t : t 기의 GDP 비율 ($=GDP_t/GDP_{t-1}$)

ie_t : t 기의 소득탄력성

상기의 과정에서 산정되는 최종에너지서비스 부문별 전력수요의 합은 결국 전환부문의 다양한 발전원에서 공급되게 된다. 필요 전력공급량은 기본적으로 해당전력수요에 송배전 손실과 전력예비율 등을 감안하여 결정된다. 각 발전기술별로 전력생산을 위해 필요한 에너지는, 필요전력에너지 규모에 전환효율의 역수를 곱해 얻어진다. 하지만 사전적으로 각 발전원별 필요전력공급량이 미리 결정되어 주어지지 않고, 기술 간 경쟁을 통해 균형조건을 찾아가게 된다는 점을 지적한다.

GCAM 모형은 전 세계 32개 지역과 국제 에너지상품시장의 장기 균형결과가 산출되지만, 본 연구에서는 국가온실가스 배출제약이 부과된 상황에서 발전부문 전력공급의 동태적 변화의 결과에만 집중하여 점검하는 것을 목적으로 한다.⁸⁾ 또한 GCAM은 1차 에너지원이 석유제품 등 2차 에너지원으로 전환되고, 이들이 다시 전력이나 도시가스

8) GCAM 모형에 대한 설명은 김수덕 외(2015, 2016), 백민호 외(2015, 2016) 등과 해당 참고문헌에 부무 별 세부 내용확인 가능. 특히 온실가스 배출제약 하의 분석모형에 대해서는 Brenkert et al.(2003)을 참조.

등으로 전환되는 모든 과정을 단계별로 고려한다는 특징이 있다. 특히 배출목표 제약에 따른 균형탄소가격과 이에 따른 기술별 온실가스단위당 비용산정은 다음과 같은 과정을 거치게 된다. 우선 화석연료를 사용하는 특정 기술이 전력을 생산하는 전환단계에서 배출하는 온실가스 배출량을 $E(Emission)$ 이라고 표시하면, E 는 투입연료의 탄소함유량과 산출되는 연료의 탄소함유량의 차이로 나타나며, 특정기술에 의한 배출량은 다음과 같은 식으로 표시된다.

$$E = E_{in} - E_{out} \quad (4)$$

E_{in} : 특정기술에 투입되는 연료의 탄소함유량

E_{out} : 특정기술에서 전환되어 산출되는 전력의 탄소함유량

온실가스는 연료의 탄소함유량($CCoeff$)에 따라 결정되므로 투입/산출되는 연료의 양(Q_{in} , Q_{out})과 연료의 온실가스 계수를 곱하여 투입되는 온실가스의 양(E_{in})과 산출되는 온실가스의 양(E_{out})을 계산할 수 있다.

$$E_{in} = CCoeff_{in} \times Q_{in}$$

$$E_{out} = CCoeff_{out} \times Q_{out}$$

따라서 전환부문에서 특정기술이 배출하는 온실가스 단위당 비용을 배출기준으로 산정하기 위해서는, 해당단계에서 배출되는 배출량 E 로 산출되는 연료비용을 나누어 얻게 되며, 다음은 이를 수식으로 표시한 것이다.

9) 특히, 탄소격리 또는 포집 장비를 갖추고 있는 기술의 경우, E_{seq} 는 탄소격리 또는 포집 기술에 의해 제거되는 탄소의 양이라고 한다면, 순(net) 배출량은 다음과 같이 계산됨.

$$E = E_{in} - E_{out} - E_{seq}$$

$$C_E = \frac{Q_{out} \times P_{out}}{E} \quad (5)$$

$$C'_E = \frac{Q'_{out} \times P'_{out}}{E'}$$

여기서 Q_{out}, P_{out}, E, C_E 그리고 $Q'_{out}, P'_{out}, E', C'_E$ 는 각각 온실가스배출제약이전과 이후의 산출전력의 량, 산출전력의 단위비용,¹⁰⁾ 해당단계에서 배출되는 온실가스 배출량 그리고 해당기술의 온실가스 단위당 비용이다.¹¹⁾

다음 절에서는 시나리오의 전제인 사회경제변수와 발전설비 특성 등에 대해 논의한다.

2. 분석전제

분석전제 설정을 위해 2차 국가에너지기본계획(산업통상자원부, 2014), 7차 전력수급계획(산업통상자원부, 2015) 등에 제시된 사회경제변수(생산가능인구, 노동생산성 증가율)를 바탕으로 GDP를 설정하였다. 시뮬레이션 기간 동안 전력수요의 기준이 되는 에너지서비스수요는 기본적으로 GDP와 에너지가격의 함수로 표시되는데, GDP 관련 전제는 <표 1>에 제시되어 있다.¹²⁾

전력수요를 포함한 기준년도의 최종에너지부문의 에너지서비스 수요는 2010년 IEA 에너지밸런스를 기반으로 작성된다. 7차 전력수급기본계획 중 원자력 발전과 자원제약으로 설비증설이 고정되어 있는 수력은 제시된 발전량을 입력하되, 이들을 제외한 나머지 필요전력량은 신재생을 포함하는 모든 발전설비들의 경쟁을 통해 충족되도록 하였다. 원자력 발전의 경우, 기존 설치된 원전은 주어진 설비용량이 설계수명 종료 시점에 설비폐지되는 것으로 가정하였다. 관련 설비용량과 수명은 7차 전력수급계획에 제시된 값을, 그리고 용량계수는 전력통계정보시스템(2016)의 2010년~2014년 발전설비용량,

10) 여기서 산출전력의 비용에는 단위당 에너지비용과 투자비, O&M 기타 비용을 포함하는 단위당 비에너지비용이 모두 포함되며, 배출제약 이후의 에너지비용에는 해당 투입에너지원의 탄소함량에 따른 탄소가격이 반영된 비용이 됨. 단 이를 통상 비용을 표시하는 C 대신 P로 표시한 것은 이 산출에너지는 다음단계 소비자에게 구매대상이 되는 상품이 되기 때문임.

11) 이러한 계산결과에 따른 기준안과 비교대안의 발전부문결과는 III장에서 제시함.

12) 상세 수식은 백민호 외(2015) 참조.

발전량으로부터 얻은 값을 적용하였다.¹³⁾ 일반수력, 양수, 소수력은 발전설비의 7차 전력수급계획 이후 구간(2030~2050년)에 대해서는, 해당 설비가 크게 증가하지 않는 추세를 감안, 편의상 발전량이 동일한 것으로 가정하였다.

〈표 1〉 시뮬레이션에 사용하는 기준 GDP 시나리오

연도	총 GDP (백만 달러, 1990년 기준)	인구(천명)	노동생산성 증가율(%)	노동참여율(%)	1인당 GDP (천 달러, 1990년 기준)
1975	135,124				
1990	351,612				
2005	613,286				
2010	668,840	49,410	-	72.8	13.54
2015	850,008	50,617	4.4	73.0	16.79
2020	971,869	51,435	2.9	71.1	18.89
2025	1,105,807	51,972	3.6	67.2	21.28
2030	1,219,140	52,160	3.2	63.1	23.37
2035	1,319,713	51,888	2.9	59.5	25.43
2040	1,329,708	51,091	1.5	56.5	26.03
2045	1,348,021	49,810	1.5	54.5	27.06
2050	1,360,108	48,121	1.6	52.7	28.26

주: 1975년~2010년 GDP는 통계청의 2010년 원화기준 실질 GDP를 1990년 불변가격으로 변환

발전설비별 비용과 효율 등의 상세 입력자료는 EIA 자료를 바탕으로 작성된 GCAM 내부정보와 EIA(2010, 2013)의 자료, 국내 발전설비 자료의 일부는 KETEP 내부정보임을 밝히며, 해당 정보는 이하에서 KETEP(2016)으로 표시한다. 다른 발전원별 기술특성 데이터 중 비용관련자료는 GCAM 내부에서 사용되는 형태인 1975년 불변가격으로 변환하여 사용하였다.¹⁴⁾

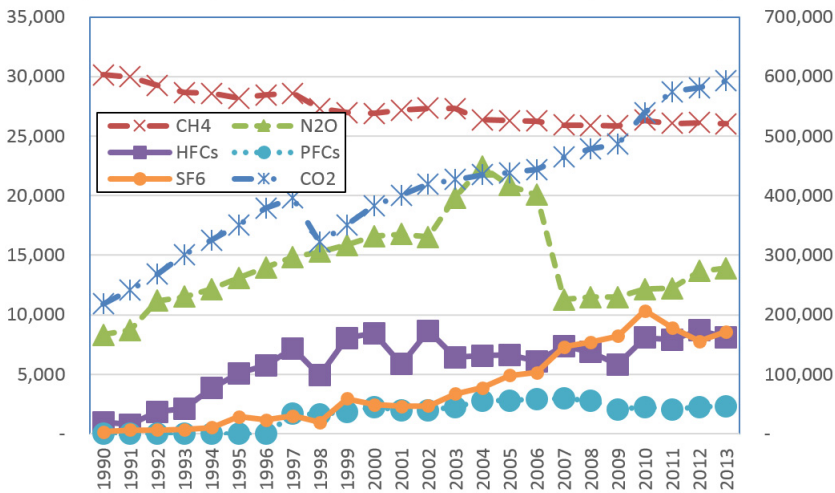
13) 원자력은 7차전력수급계획상 건설이 확정된 계획만을 해당시점에 반영함. 원자력 발전이 도입된 1977년 이후 2014년까지 계산한 평균 용량계수값은 약 87%임.

14) 시뮬레이션 기간 동안 발전설비별 입력관련 세부자료는 지면관계상 생략하였지만, 자료의 주요 출처에 대한 내용은 참고문헌에 기재함.

3. 시나리오

이 논문에서는 우리나라 온실가스 배출량 중 지구온난화지수(Global Warming Potential)로 가중된 우리나라 온실가스 배출량 중 약 90.55%를 차지하는 CO₂를 기준(온실가스종합정보센터, 2015)으로 2030년 기준으로 설정된 기준안에 25.7%의 국가 온실가스 감축제약을 부과하는 것을 비교대안으로 설정하였다.¹⁵⁾ 본 연구가 CO₂만을 기준으로 분석하여도 전체 추이의 평가에 큰 문제가 없다고 판단하는 이유 중 하나는 교토의정서상의 온실가스 6종(CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs, SF₆) 중 CO₂를 제외한 나머지 온실가스 배출량은 <그림 1>과 같이 정체/감소하거나 배출량이 증가하더라도 그 증가 폭이 작다는 점이다.

<그림 1> 우리나라의 CO₂ 등가 총 배출량



주: 오른쪽 축은 CO₂, 좌축 축은 나머지 온실가스의 배출량을 나타냄(단위: 천 톤 CO₂eq.)
출처: 온실가스종합정보센터(2015)

GCAM에서는 모두 16종의 GHG와 기타 대기오염물질 배출정보¹⁶⁾가 제시되고 있지만, 해당 결과를 각각 추출하여 정리하는 작업이 매우 복잡하다. 또 한국에 대해서

15) 37% 제약에 대한 분석결과는 지면관계상 생략함. 관련 내용은 김수덕 외(2016)을 참고.

16) GCAM wiki 참조: <http://www.globalchange.umd.edu/archived-models/gcam/>

default 값으로 입력된 자료가 있기는 하지만 모든 에너지서비스 부문에 대해 이미 국내에서 확인된 정보들을 추가로 상세히 update하는 작업을 아직 본격적으로 진행하지 않았다는 점 또한 CO₂만을 기준으로 분석하게 된 다른 이유라고 지적하고자 한다.

우리나라가 UNFCCC에 제시한 2030년 BAU는 850.6MtCO₂eq이다. GCAM은 토지 사용, 변화 및 산림 부문을 포함하는 모형이지만, UNFCCC에 제시한 2030년 BAU 추계에 활용된 모형 등을 감안, 흡수부문을 포함하지 않은 총배출량 기준일 것임을 전제로 GCAM의 기준안을 맞추었다.¹⁷⁾ 즉, 기준안에서 토지사용, 변화 및 산림 부문에 의한 CO₂ 흡수량을 포함하지 않는 경우, 작성된 2030년 기준안은 약 859.1MtCO₂eq로 우리나라가 제시한 2030년 기준안인 850.6MtCO₂eq와 약 1% 정도의 근소한 차이가 남을 지적한다. 본 연구에서는 이렇게 얻어진 기준안이 제공하는 흡수부문의 정보까지 모두 활용하기 위해, 총 배출량 기준으로 기준안을 활용하되, 온실가스 배출제약을 부과한 결과 또한 흡수부문을 포함하는 순배출량 기준으로 평가함을 지적한다.

III. 분석결과

시물레이션 기간인 2020년~2050년 사이의 기준안 대비 25.7% 온실가스 감축 비교대에 따른 발전부문의 변화를 점검한 결과는 다음과 같다. 즉, 기준안과 비교대안의 결과에 대해, <표 2>는 온실가스 배출량 추이를, 그리고 <표 3>은 관련 발전기술별 전력 및 온실가스배출변화를 정리하여 제시하고 있다. 2030년 INDC 목표달성을 위한 제약이 주어지는 경우, 온실가스 저감비율은 발전, 산업, 수송 그리고 건물부문 순으로 각각 17.1%, 15.8%, 4.5% 그리고 2.4%로 나타나고,¹⁸⁾ 흡수부분은 온실가스 추가저감율이 54.4%로 나타나고 있다.

17) UNFCCC(2016)에는 2030년 감축목표설정시 흡수부문을 포함할지 여부에 대해 향후 결정할 것으로 지적하고 있지만, BAU산정 시의 기준이 총배출량인지 순배출량인지에 대한 설명이 없음. 문맥과 활용모형으로 볼 때, BAU기준에도 흡수부분이 포함되지 않은 순배출기준으로 판단함이 합당해 보임.

18) 이 결과는 전력생산에 따른 온실가스는 모두 전환부문에서 발생하는 것으로 간주한 것으로, 최종에너지서비스 부문에서는 중복을 피하기 위해 해당 부문의 전력수요에 따른 온실가스추계를 제외한 결과임.

<표 2> 기준안 및 비교대안의 부문별 온실가스 배출량 (단위: MtCO₂)

시나리오		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
INDC 기준안		782.5	809.7	850.6	-	-	-	-
기준안	순배출	717.6	752.8	803.0	823.2	811.4	816.6	794.2
	총배출	749.8	796.8	859.1	889.2	882.2	891.7	870.5
	발전	262.8	269.1	304.8	317.3	313.0	324.7	313.5
	건물	77.0	84.6	89.9	93.8	93.1	92.3	90.9
	산업	237.9	270.3	293.4	310.3	316.2	320.0	317.6
	수송	172.2	172.7	170.8	167.8	159.8	154.8	148.6
	aglu	-32.4	-44.1	-56.2	-66.0	-70.6	-75.2	-76.6
25.7%CAP	순배출	666.7	630.3	596.5	575.6	555.3	535.8	516.9
	총배출	705.8	698.4	711.3	725.2	717.6	713.9	696.8
	발전	242.3	223.2	218.1	215.5	210.0	209.6	201.6
	건물	75.8	82.6	89.2	93.9	93.3	93.0	91.7
	산업	219.3	227.6	244.1	259.2	264.3	266.0	263.1
	수송	168.5	165.0	160.0	156.6	150.0	145.4	140.5
	aglu	-39.2	-68.1	-114.8	-149.6	-162.3	-178.2	-179.9
	(기준안대비,%)	7.1	16.3	25.7*	30.1	31.6	34.4	34.9

단위: MtCO₂ 또는 MtCO₂eq

주1: 순배출 - 토지사용 변화 및 산림 부문의 흡수량을 포함, 총배출 - 토지사용 변화 및 산림 부문의 흡수량을 제외

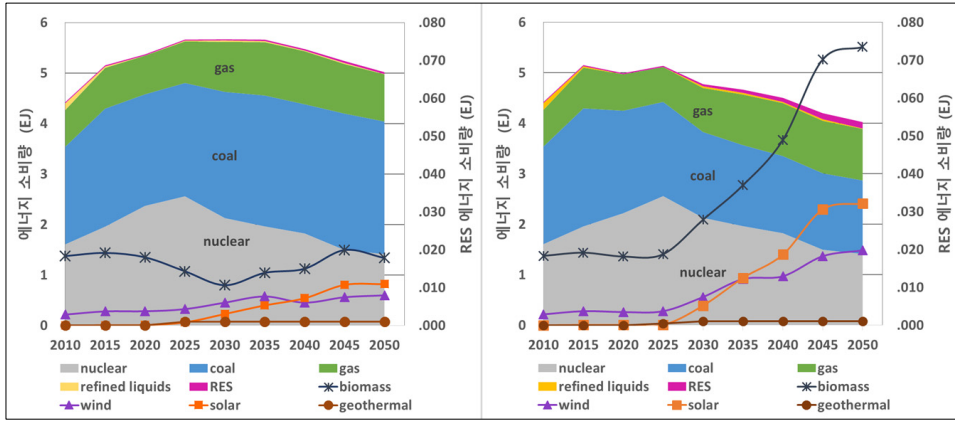
주2: INDC 기준안 출처는 UNFCCC(2016)

주3: 2030년 저감 목표치 25.7%는 마련된 GCAM의 기준안에서 확인되는 흡수부문 정보 등 까지 모두 반영한 기준안 순배출 803.0 대비 비교대안 596.6의 배출로부터 산정됨

주4: 배출제약: 2030년까지는 선형증가, 그 이후는 한계증가율이 체감

<그림 2>는 관련 기준안 및 비교대안에 따른 발전부문의 1차 에너지 소비추이를 보여 주고 있다. 수력, 원자력 등 전원계획상 제시된 발전량을 그대로 적용시킨 기술 이외에 주목할 만한 결과는 석탄소비의 감소임을 쉽게 알 수 있다.

<그림 2> 발전부문의 1차 에너지 소비량 (단위: EJ)



주: 기준안 (좌), 비교대안 (25.7% 감축안, 우)

<표 3>은 온실가스배출이 없는 신재생에너지기술은 제외한 발전부문의 기술별 변화를 간략히 정리한 것이다. 참고로 온실가스 배출량은 기준안과 비교대안에서 사용되는 에너지의 양에 해당에너지의 배출계수를 곱해 얻어지게 된다. 따라서 기본적으로는 온실가스 배출증가율과 전력생산 증가율은 같아야 하지만, 주어진 기간 동안 전제한 기술별 생산효율의 변화 등에 따라 두 값이 약간의 차이를 보일 수 있다.

바이오매스의 경우는 탄소가격으로 말미암아 여타 전원에 비해 상대적으로 저렴한 에너지원이 된다는 점에서 배출량과 전력생산 증가는 쉽게 이해될 수 있다. 소위 신기술은 일단 온실가스감축목표가 주어짐에 따라 추가적인 경쟁력을 확보함으로써 전력생산이 증가함을 보여주어야 한다는 점에서 배출제약 전후의 온실가스 배출량 비교를 통해 신기술에 해당할 수 있는 후보기술을 점검할 수 있다. 일단 여기에 해당되는 기술들은 표에서 회색으로 표시하여 두었는데, 가스의 경우 11개 중 5가지 기술, 석탄의 경우 10개 중 4가지 기술이 이에 해당되는 것으로 나타난다. 하지만, 그 크기는 매우 미미하다고 할 수 있다.

자발적 온실가스 감축목표 달성을 위한 발전기술별 온실가스저감 잠재량 평가

〈표 3〉 배출제약 전후 온실가스 배출량 비교(단위: MtCO₂, 기준2030년)

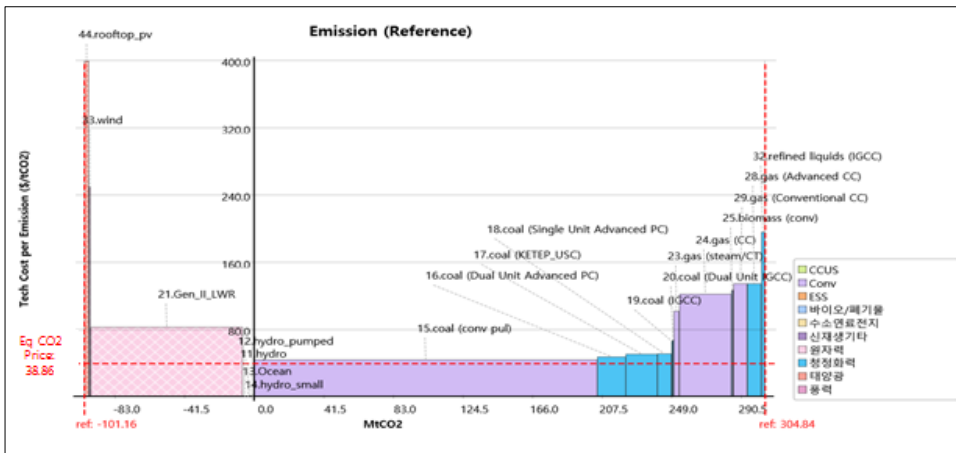
연료 유형	발전기술	배출량(MtCO ₂)		배출 증가율 (%)	전력 증가율 (%)
		기준안	25.7%		
가스	gas (Advanced CC with CCS)	0.0000	0.0036		
	gas (CC CCS)	0.0000	0.0323		
	gas (CC)	31.0989	26.8154	-13.8	-14.1
	gas (Conventional CC)	8.2573	6.6336	-19.7	-19.7
	gas (Conventional CT)	0.4023	0.3281	-18.4	-18.5
	gas (KETEP_gas turbine)	0.0000	0.0135		
	gas (steam/CT)	3.3145	3.2911	-0.7	-3.1
	gas (LFG)	0.2198	0.2239	1.9	1.9
	gas (Fuel Cell)	0.0000	0.0001		
	gas (Advanced CC)	8.2573	6.6336	-19.7	-19.7
	gas (Advanced CT)	0.0000	0.0691		
석탄	coal (Dual Unit Advanced PC with CCS)	0.0000	0.0015		
	coal (IGCC CCS)	0.0000	0.0009		
	coal (Single Unit Advanced PC with CCS)	0.0000	0.0020		
	coal (Single Unit IGCC with CCS)	0.0079	0.0167	110.1	110.1
	coal (conv pul)	204.7303	156.4701	-23.6	-24.0
	coal (Dual Unit Advanced PC)	16.9479	3.9905	-76.5	-76.5
	coal (Dual Unit IGCC)	0.6139	0.5564	-9.4	-9.4
	coal (IGCC)	0.7083	0.6397	-9.7	-9.7
	coal (KETEP_USC)	18.8640	5.7048	-69.8	-69.8
	coal (Single Unit Advanced PC)	8.3541	2.6922	-67.8	-67.8
바이오매스	biomass (conv CCS)	0.0227	0.0472	107.6	108.9
	biomass (conv)	0.8310	1.4980	80.3	80.1
	biomass (IGCC CCS)	0.0000	0.0004		
	biomass (IGCC)	0.0428	0.0855	99.7	100.6
	biomass (MSW)	0.0000	0.0000	58.2	58.3

주1: 온실가스를 배출하지 않고 회피하는 수력, 태양광, 태양열, 풍력, 지열 등의 신재생에너지와 원자력은 제외하였고, 증가율 항목이 비어있는 기술은 기준안에서는 0으로 도입되지 않는 것으로 나타나는 기술임

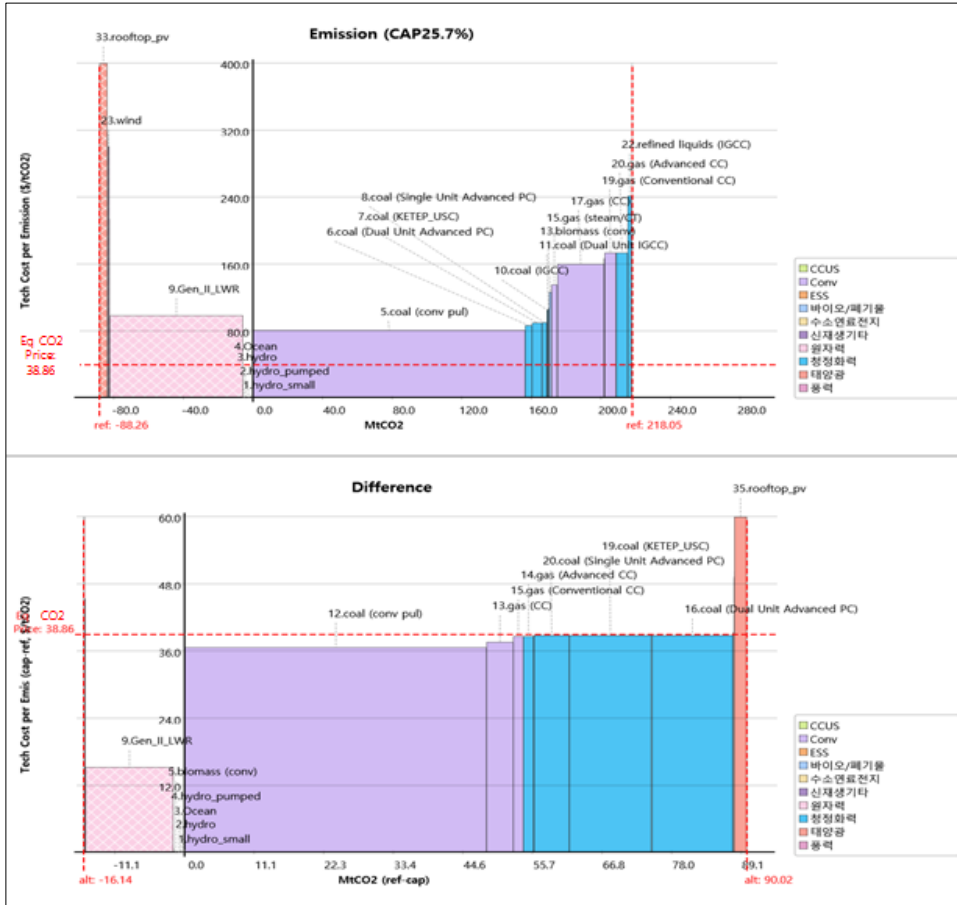
즉, 이들 후보군의 기술들은, 탄소제약이 없는 경우 대단위 전력을 생산하던 해당기술, 즉 gas (CC), coal (conv pul)의 온실가스 배출량 33.1, 204.7MtCO₂의 일정비율 정도에 해당하는 전력생산을 함으로써 기존기술을 대체하는 경쟁력을 보여주지 못하고 있다는 점이다. 후보군의 기술들 중 가장 많은 온실가스를 배출하는 기술조차도 기존기술의 온실가스배출비율에 비교해보면, 가스기술의 경우 gas (Advanced CT)가 0.22%, 석탄의 경우는 coal (Single Unit IGCC with CCS)가 0.01% 정도의 비중밖에 차지하지 않는다. 특히 KETEP 내부자료로 확인한 석탄 USC기술은 배출제약으로 인해 전력생산과 온실가스배출이 모두 줄어드는 기술로 신기술에 해당하지 않음을 보여주고 있다. 물론 추가적으로 효율개선, 투자비 저감 등의 시나리오를 별도로 분석하여 그 잠재경쟁력을 평가해볼 필요가 있기는 하지만 현재 결과로 보아 그다지 경쟁력을 쉽게 확보할 수 있을 것으로 보이지는 않는다.

다음의 <그림 3>은 기준안, 비교대안의 결과로 얻어진 각 기술별 단위비용 및 배출량 재량과, 이들을 차감한 결과를 그림으로 표시하고 있다. 여기서 차감한 그림에서 종축은 단위비용의 차이 ($C'_E - C_E$)를 표시하였고, 횡축은 ($E - E'$)을 표시하였다. 특히 횡으로 제시된 붉은 사선은 건물, 수송, 산업, 전환부문 및 흡수부문을 망라한 전체 시스템에 대한 배출제약의 결과로 얻어진 균형 이산화탄소가격을 나타낸다.

<그림 3> 기술별 온실가스배출량 및 단위비용



<그림 3> 기술별 온실가스배출량 및 단위비용 (Continued)

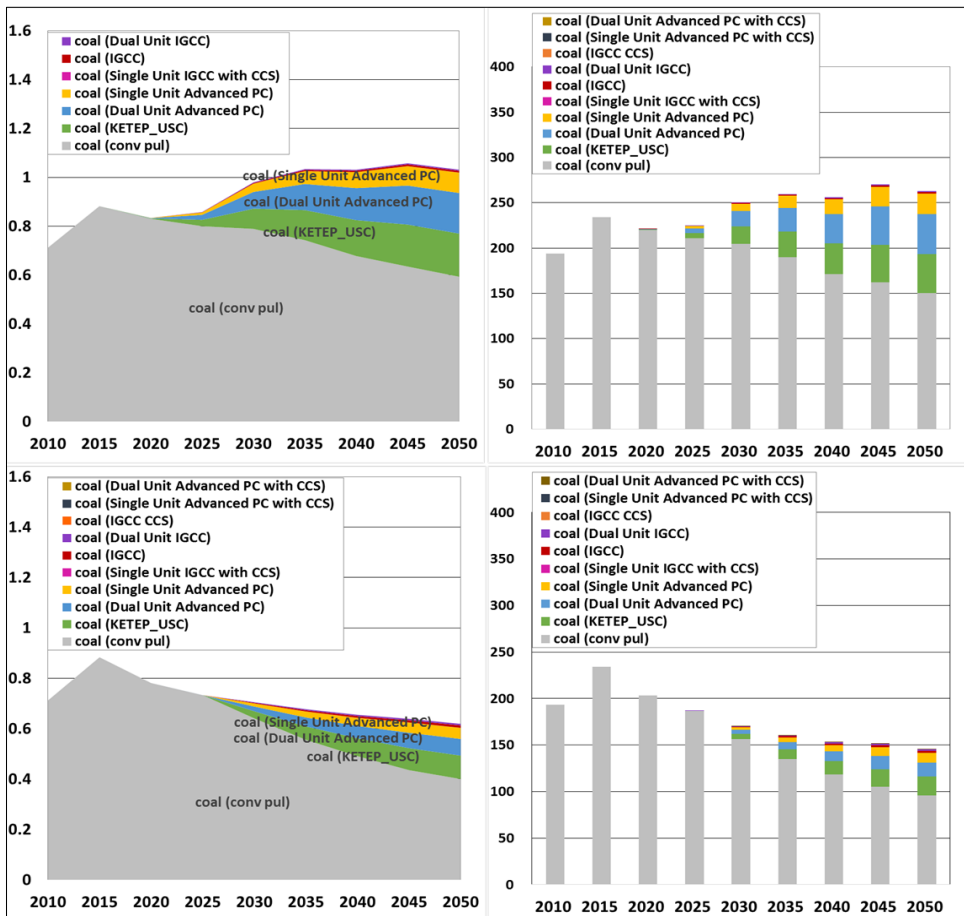


주: 기준안(상), 비교대안(중), 차감결과(하)

<그림 4>와 <그림 5>는 이를 좀 더 상세히 그림으로 도식화한 것이다. 장기적으로 온실가스 감축정책을 유지하는 경우, 석탄에 의해 생산된 전력은 기준안에 비해 45% 수준으로 감소하는 반면 가스발전의 경우, 2035년까지 발전량은 기준안에 비해 감소추세에 있으나 발전량의 감소폭은 석탄발전에 비해 작은 수준이며, 2040년 이후 온실가스 감축 추세가 이어지는 경우, 가스발전량은 기준안에 비해 증가한다. 이는 각 발전기술 중 소위 신기술이 시장환경에서 현존 기술을 충분히 대체하지 못한다는 것을 의미한다. 오히려

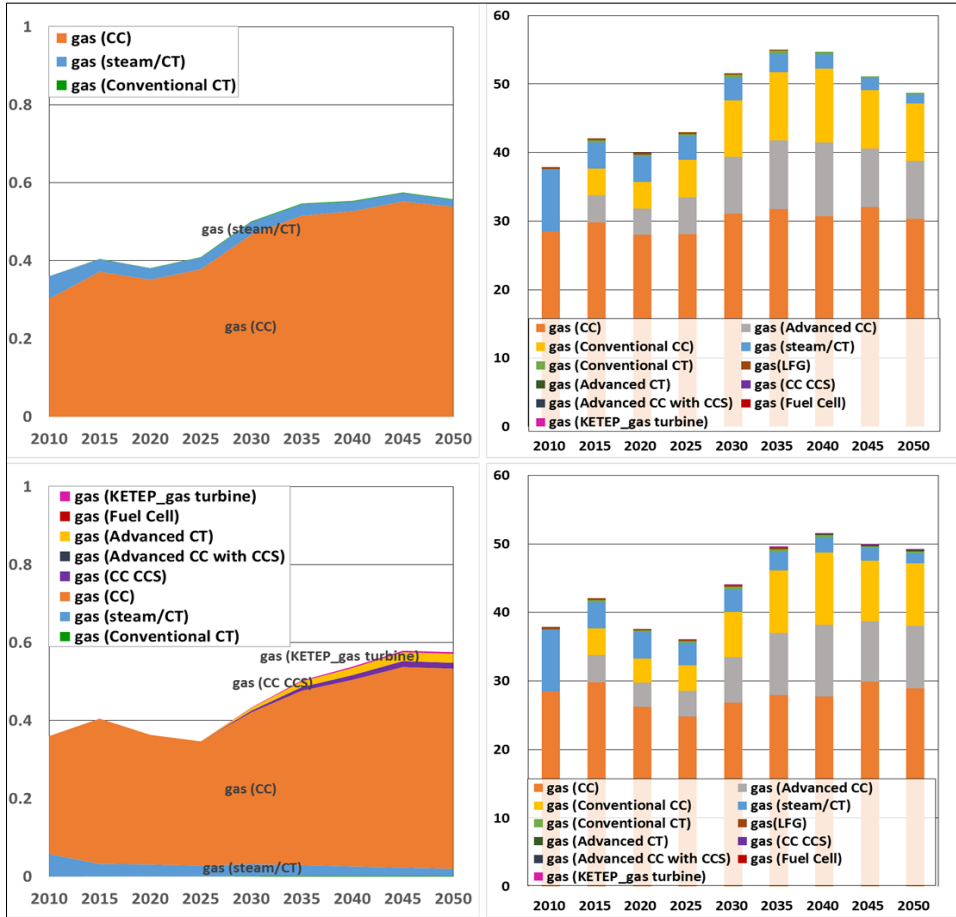
려 온실가스 감축제약이 주어지는 경우, 전통적인 석탄 발전기술이면서 대규모 전력생산을 하던 coal (conv pul) 기술을 비롯하여 그 외 나타나는 모든 기술들이 전력생산량이 거의 늘지 않거나 함께 줄어드는 것으로 나타나고 있다. 또 가스발전 기술의 경우에도 대규모 전력생산을 하던 gas (CC) 기술과 그 외 기술들이 2030년까지 거의 함께 줄거나 변함은 없다는 것과, 2035년 이후 나타나는 그 외 기술들의 증가도 그 폭이 그리 크지 않다는 점은 시사하는 바 크다고 하겠다.

〈그림 4〉 석탄발전 기술별 전력생산 및 온실가스 배출량 (단위: MtCO₂)



주: 기준안(상), 비교대안(하): 전력생산량(EJ, 좌), 온실가스 배출량(MtCO₂, 우)

〈그림 5〉 가스발전 기술별 전력생산 및 온실가스 배출량 (단위: MtCO₂)



주: 기준안(상), 비교대안(하): 전력생산량(EJ, 좌), 온실가스 배출량(MtCO₂, 우)

IV. 결론

전 세계적으로 온실가스 감축을 위해 국가별로 목표치와 다양한 감축방안이 제시되고 있으며, 그 일환으로 Mission Innovation을 통해 온실가스 감축기술에 연구개발에 대한 재원을 향후 2배 증가시킬 계획이 발표되었다. 우리나라는 발전부문의 온실가스 저감의 일환으로 청정화력발전 도입을 제시하고 있다. 본 연구에서는 GCAM을 이용하여

국내 온실가스 저감목표로 제출한 INDC 25.7%를 달성하고자 하는 경우 예상되는 발전믹스와 온실가스 배출에 미치는 영향을 평가하였다. 수급균형을 해로 도출하는 모형의 특성상, 에너지원간 상대가격 구조, 균등화된 비용, 해당기술의 효율 및 이용율 등의 기술별 물리적 특성이 기술경쟁과정에서 명시적으로 반영되고 있다는 점을 지적할 수 있다. 그 결과, 온실가스 배출제약이 커짐에 따라 감소하는 기존기술의 발전량을 대신할 수 있는 경쟁력을 갖추어야 한다거나, 그 결과로 나타나는 온실가스 배출규모 또한 이전에 비해 줄어들어야 한다는 등, 소위 발전부문의 신기술이 갖추어야 할 조건을 정량적으로 평가할 수 있다는 특징이 있다.

2030년 기준안 대비 비교대안의 분석결과, 석탄, 가스발전기술을 통해 생산하는 전력은 각각 28.0%, 13.5% 줄어드는 것으로 나타나지만 바이오매스, 풍력, 태양에너지의 발전량은 각각 47.6%, 22.0%, 45.4% 증가하는 것으로 나타났다. 또 신재생을 제외한 전원의 경우 전력생산증가율과 거의 같은 크기의 온실가스배출증가율이 나타나는 이유도 점검하였다. 화석연료를 이용한 발전기술의 경우, 온실가스 배출제약에 따라 전반적인 발전량이 감소하며, 시장진입 잠재력이 낮아지는 반면, 온실가스배출이 없는 신재생에너지는 시장진입 잠재력이 높아짐을 분석결과는 정량적으로 보여주고 있다.

주목할 점은 신기술로 분류되는 USC(초초임계발전) 등 화석연료 발전기술들이 온실가스 감축목표달성에 전혀 또는 거의 기여하지 못하는 등의 결과를 보인다는 점에서 신기술을 선정할 때 정량적 평가가 필요함을 보여준다. 본 연구가 갖는 의의는, 온실가스 감축기술에 대한 평가가 정성적인 방법이 아닌 정량적인 방법으로 평가가 진행될 수 있다는 점과, 정부의 기술보급계획이나 사업자의 발전의향에 따른 기술보급 예상치를 단순히 반영하기보다는 기술경쟁을 통한 해당기술의 시장성효과가 어떻게 나타나는가를 모형을 통해 점검할 수 있었다는 점이다.

다만, 본 연구에서 사용한 발전설비관련 다양한 비용 및 효율에 대한 입력값에 의해서 좀 더 다른 결과가 발생할 여지가 있다는 점에서 발전설비에 대한 좀 더 신뢰할 수 있는 정보를 반영하거나, 관련 세부기술별 민감도 분석 등을 추가하는 것이 필요하다. 또 분석에는 반영하지 않았으나 온실가스 배출제약이 증가할 때 바이오매스에 의한 에너지 공급에 대한 선호가 증가하면서 토지사용, 변화 및 산림 부문에서 흡수하는 온실가스의 양이 증가한다는 점에서 이 부문에 대한 상세 연구도 추가적으로 이루어져야 한다.

[References]

- 관계부처합동, “Post-2020 온실가스 감축목표 설정 추진계획”, 2015.
- _____, “기후변화 대응과 신산업 창출을 위한 청정에너지기술 발전전략(안)”, 세종, 2016, pp.1~54.
- 김수덕·S. Kim, “건물부문 에너지효율향상 평가를 위한 국제기술평가 Tool 개발(2012T-100100600), 에너지기술평가원, 최종보고서”, 2015.
- 김수덕·오재익·민은주·Zulfikar Y·백민호·전승호·노민영, “온실가스 감축을 위한 에너지분야 핵심기술 발굴 및 효과분석 연구”, 산업통상자원부, 2016.
- 김수이·조경엽·유승직, “동태 글로벌 CGE 모형을 활용한 정책 포트폴리오의 Post-2012 경제적 파급효과분석”, 자원·환경경제연구, 제18권 제4호, 2009, pp. 587~635.
- 노동운·오인하, “저탄소 경제 시스템 구축 전략 연구: 상하향식 통합모형 개발 및 저탄소 정책효과 분석”, 에너지경제연구원, 기본연구보고서 2010-32, 경기, 2010, pp. 1~203.
- 노동운, “차세대 에너지공급시스템 기반 구축 연구 - 미래수소경제 경쟁력 확보를 위한 수소 공급가격 및 공급방안 연구”, 에너지경제연구원, 기본연구보고서 2011-10, 경기, 2010, pp. 1~120.
- 노동운·부경진·조상민, “미래 수소경제 실현을 위한 기반 구축연구: 수소경제 이행의 산업 및 국민경제 파급효과 분석”, 에너지경제연구원, 기본연구보고서 2011-10, 경기, 2010, pp. 1~355.
- 배정환·조경엽, “동태 CGE 모형을 활용한 수소에너지 보급의 경제적 영향 추정”, 자원·환경경제연구, 제16권 제2호, 2007, pp. 275~311.
- 백민호·Zulfikar Y·오재익·김수덕, “GCAM을 이용한 건물부문 실내온도 규제의 효과 분석”, 한국자원공학회지, 제53권 제1호, 2016, pp. 10~18.
- 백민호·Zulfikar Y·오재익·김수덕, “GCAM-EML을 이용한 대형상업용 건물에너지 효율변화의 장기영향 분석”, 에너지경제연구, 제14권 제3호, 2015, pp. 229~264.
- 산업통상자원부, “제2차 에너지기본계획”, 2014.
- _____, “제7차 전력수급기본계획(2015~2029)”, 산업통상자원부, 세종, 2015, pp. 1~77.
- 안지운, “TIMES 모형을 이용한 에너지 기술 전망: 신재생에너지 활용 부문을 중심으로”, 에너지경제연구원, 기본연구보고서 14-14, 울산, 2015, pp. 1~106.
- 오인하·오상봉, “발전부문 하이브리드 모형을 사용한 기후변화 정책효과 분석”, 자원·환

- 경경제연구, 제22권 제4호, 2013, pp. 691~726,
- 온실가스종합정보센터, “국가온실가스 인벤토리 보고서(1990~2013)”, 2015, pp. 382~405.
- 외교통상부, “Korea’s efforts to address climate change”, 접속일: 2016.6.23., http://www.mofa.go.kr/ENG/policy/energy/overview/climate/index.jsp?tabmenu=t_2.
- 정현식·이성욱, “SGM_Korea 모형을 이용한 탄소세의 이산화탄소 배출저감 효과분석”, 자원·환경경제연구, 제16권 제1호, 2007, pp. 129~169.
- 전력통계정보시스템, 발전실적 발전량, 접속일: 2016.1.10. <http://epsis.kpx.or.kr/>
- 최병렬, “집단에너지 중장기 공급 목표 설정 모형 구축연구”, 에너지경제연구원, 기본연구 보고서 2015-03, 울산, 2015, pp. 1~116.
- 환경부, “온실가스 배출 전망 및 감축잠재량 예측·분석·평가 기술 개발”, 환경부 대기환경정책대응기술, 최종보고서, 연세대학교, 2012.
- Brenkert, A. L., S. H. Kim, A. J. Smith, and H. M. Pitcher, “Model documentation for the MiniCam”, PNNL-14337, Pacific Northwest National Laboratory, Richland, WA., US. 2003, pp. 1~188.
- Chaturvedi V., L. Clarke, J. Edmonds, K. Calvin, and P. Kyle, “Capital investment requirements for greenhouse gas emissions mitigation in power generation on near term to century time scales and global to regional spatial scales”, *Energy Economics*, Vol. 46, 2014, pp. 267~278.
- Clarke, J. and J. Edmonds, “Modelling energy technologies in a competitive market”, *Energy Economics*, Vol. 15, 1992, pp. 123~129.
- Clarke L., A. Fawcett, J. Weyant, J. McFarland, V. Chaturvedi, and Y. Zhou, “Technology and U.S. emissions reductions goals: Results of the EMF 24 modeling exercise”, *The Energy Journal*, Vol. 35, No. S11, 2014, pp. 9~32.
- Després, J., N. Hadjsaid, P. Criqui, and I. Noirot, “Modelling the impacts of variable renewable sources on the power sector: Reconsidering the typology of energy modelling tools”, *Energy*, Vol. 80, 2015, pp. 486-495.
- Energy Modeling Forum, “Energy efficiency and climate change mitigation”, EMF Report 25, Vol. I, Stanford University, Stanford, CA 94305-4121, 2011, pp. 1~43.
- _____, “Changing the game?: Emissions and market implications of new natural gas supplies”, EMF Report 26, Vol. I, Stanford University, Stanford, CA

- 94305-4121, 2013, pp. 1~45.
- Energy Information Agency (EIA), “Updated capital cost estimates for utility scale electricity generating plants”, U.S. Department of Energy, Washington DC 20585, 2013, pp. 1~201.
- Energy Information Agency (EIA), “Updated capital cost estimates for electricity generation plants”, U.S. Energy Information Administration, Office of Energy Analysis U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585, 2010.
- Eom, J., G. P. Kyle, L. E. Clarke, P. L. Patel, and S. H. Kim, “China’s building energy use: along-term perspective based on a detailed assessment”, *Pacific Northwest National Laboratory*. PNNL-21073, 2012.
- Keepin, B. and B. Wynne, “Technical analysis of IIASA energy scenarios”, *Nature* 312, 1984, pp. 691~695.
- Korea Energy Technology Evaluation and Planning (KETEP), inside information, 2016.
- McFadden, D., “Conditional logit analysis of qualitative choice behavior”, in Zarambkaed., *Frontiers in Econometrics*, NY, Academic Press, 1973.
- Min, E. J., “A derivation of sectoral marginal abatement cost (MAC) curves for Korean economy using a CGE model”, PhD Thesis, The Graduate School of Ajou University, 2016.
- Mishra, G. S., P. Kyle, J. Teter, G. M. Morrison, S. Kim, and S. Yeh, “Transportation module of global change assessment model (GCAM): model documentation”, No. UCD-ITS-RR-13-05, 2013.
- Mission Innovation Secretariat. “Mission Innovation: Accelerating the clean energy revolution - baseline, doubling, and narrative information”, Submitted by Mission Innovation Countries and the European Union, 2016, pp. 95~97.
- Park, S. Y., B. Y. Yun, C. Y. Yun, D. H. Lee, and D. G. Choi, “An analysis of the optimum renewable energy portfolio using the bottom-up model: Focusing on the electricity generation sector in South Korea”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 53, 2016, pp. 319~329.
- Roehrl, R. A., “Sustainable development scenarios for rio+ 20: A component of The SD21 project”, New York, United Nation of Economic And Social Affairs, Division for Sustainable Development, 2013.

- UNESCO, “World modeling, report” by Heinrich Siegmann, Wissenschaftszentrum Berlin (International Institute for Comparative Social Research, Berlin), BEP/GPI/2, 1985.
- UNFCCC, “Intended nationally determined contribution: Submission by the Republic of Korea”, 2016, pp. 1~4.
- Weyant, J. P., F. C. de la Chesnaye, and G. J. Blanford, “Overview of EMF-21: multigas mitigation and climate policy”, *The Energy Journal*, Vol. 27, 2016, pp. 1~32.
- Yurnaidi, Z., “A Modeling and analysis of petroleum products in Korean energy system using integrated assessment model”, PhD Thesis, The Graduate School of Ajou University, 2016.
- Zhou, Y., J. Eom, and L. Clarke, “The effect of global climate change, population distribution, and climate mitigation on building energy use in the U.S. and China”, *Climatic Change*, Vol. 119, Issue 3, 2013a, pp. 979~992.
- Zhou, S., G. P. Kyle, S. Yu, L. E. Clarke, J. Eom, P. Luckow, and J. A. Edmonds, “Energy use and CO₂ emissions of China’s industrial sector from a global perspective”, *Energy Policy*, Vol. 53, 2013b, pp. 284~294.