

에너지·기후변화 정책의 양립가능성 평가*: 한국의 전력부문을 중심으로

조철흥** · 전의찬***

요 약

본 연구는 6차전력수급기본계획에 따른 전력부문 온실가스 배출범위를 시뮬레이션하고, 2020년 감축공약 달성 가능성과 배출격차 분석을 통해 현재 추진되고 있는 에너지정책과 기후변화정책의 양립가능성을 평가해 보았다. 6차계획의 발전설비계획을 확정된 것으로 전제하고, 온실가스 배출에 영향을 미치는 전력수요, 재생에너지 이용률, 연료대체의 조합을 시뮬레이션 해 본 결과, 2020년 전력부문 배출량은 최소 196MtCO₂e에서 최대 301MtCO₂e에 이를 것으로 전망되었다. 전례가 없는 전력수요 절감과 천연가스로의 연료대체가 동시에 이루어진다면 하더라도 최소 배출경로는 감축공약인 176MtCO₂e를 상회할 것으로 보인다. 또한 총 연료비용 증가와 이미 설치된 석탄발전설비의 유희화에 따른 좌초비용 발생이 불가피한 것으로 나타났다. 이와 같은 결과는 현재의 에너지정책과 기후변화정책은 적어도 경제적 관점에서는 양립하기 어려우며, 둘 중 하나는 구속력 있는 정책이 아님을 방증한다. 에너지시스템에 투자되는 대규모 자본의 비가역성(irreversibility), 시스템의 관성(inertia), 파생되는 기후변화 문제의 장기적 속성 등을 고려했을 때, 에너지정책은 장기적인 관점에서 기후정책과 일관성 있게 수립되어야 하며, 이는 자원의 낭비를 줄이고 경제적으로 기후완화 정책 목표를 달성하기 위한 필요조건이다.

주요 단어 : 에너지정책, 기후변화정책, 전력부문, 에너지모형, 감축공약, 배출격차
경제학문헌목록 주제분류 : Q21, Q41, Q47, Q48

* 본 연구는 한국연구재단 BK21 PLUS 사업의 지원을 통해 이루어진 것임(20130603)

** 한국과학기술원(KAIST) 경영대학원 테크노경영연구소 연구교수(주·교신저자).

cheolhung@business.kaist.ac.kr

*** 세종대 환경에너지융합학과 교수. ecjeon@sejong.ac.kr

I. 서 론

한국정부는 녹색기술과 청정에너지 개발을 신성장동력으로 삼고, 기후변화 대응을 위한 국제사회의 노력에 동참하기 위해 2008년 ‘저탄소 녹색성장’을 국가발전의 새로운 패러다임으로 선포하고,¹⁾ 2020년까지 BAU 대비 30% 감축이라는 자발적인 온실가스 감축목표를 국내외에 공약하였다.²⁾ 2011년에는 구체적 후속조치로 부문·업종별 감축목표를 확정하고(대한민국정부, 2011; 온실가스종합정보센터 외, 2011), 다양한 정책수단을 통해 온실가스 감축 노력을 기울여 오고 있다(대한민국정부, 2014).

온실가스 ‘감축공약’³⁾ 이행을 위한 정책적 노력에도 불구하고, 2010년과 2011년도 국내 온실가스 배출량은 각각 668백만톤(MtCO_2e)과 698 MtCO_2e 으로 전년 대비 약 10%, 4.5% 증가하였다(온실가스종합정보센터, 2013). 이러한 추세는 온실가스 감축공약 달성에 대한 우려뿐만 아니라, 공약의 적정성에 대한 논란을 낳고 있다. Roelfsema et al.(2013)과 UNEP(2013)는 현재 국내에서 추진되고 있는 재생에너지 공급의무제도(RPS, Renewable Portfolio Standard)와 2015년 실행 예정인 배출권거래제 등의 정책이 실행되더라도, 한국의 2020년 온실가스 배출량은 공약된 배출목표인 543 MtCO_2e 에 못 미치는 630~670 MtCO_2e 에 이를 것으로 전망하고 있다. 이와 같은 맥락에서 본 연구는 최근에 확정된 전력정책에 따른 온실가스 배출전망과 감축공약을 비교 평가함으로써 공약달성 가능성과 배출격차(emission gap)를 분석하고, 나아가 국내 에너지정책과 기후

1) 대통령, 2008년 8.15 경축사.

2) http://www.greengrowth.go.kr/?page_id=42461.

3) 본 글에서는 2010년 칸쿤합의(UNFCCC, 2010)에 따라 대한민국정부가 유엔기후변화협약(UNFCCC)에 제출한 정량적인 온실가스 감축목표(대한민국정부, 2011)를 ‘감축공약’이라고 통칭함.

변화정책간의 양립가능성을 평가해 보고자 한다.

우리나라 전력부문은 2010년 현재 총 1차에너지의 25%를 사용하여, 최종에너지 소비의 20%를 차지하는 전력을 생산·공급하며, 연료연소에 의한 온실가스 배출량의 40%를 배출하는 주요 에너지산업이다(지식경제부·에너지경제연구원, 2012, 온실가스종합정보센터, 2013). 빠른 전기화와 지속적 수요증가, 안정적인 전력공급, 공급위주 정책을 둘러싼 사회적 갈등 해결, 효과적인 수요관리, 원전 등 바람직한 전원믹스에 대한 사회적 합의, 온실가스 감축목표 이행 등이 전력부문이 해결해야할 주요한 도전과 과제라 할 수 있다. 정부는 전력의 수요와 공급을 둘러싼 다양한 정책적 과제를 다루는 최상위 정책으로서 전력수급기본계획을 2년 주기로 수립·추진해오고 있다. 15년을 계획기간으로 하는 전력수급기본계획은 전력수요 전망, 수요관리 목표, 적정예비율, 전원믹스, 신재생비중, 발전소 건설계획 등의 정책 방향을 제시하는 중장기 전력수급 안정을 위한 정부의 목표계획이다(지식경제부, 2013).

본 연구는 6차전력수급기본계획(지식경제부, 2013, 이하 6차계획)에 근거하여, 전력부문의 온실가스 배출범위를 상향식 에너지 모형인 MESSAGE(Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental impacts)를 통해 시뮬레이션해보고, 온실가스 감축목표의 달성 가능성을 평가해 보고자 한다. 6차계획에 의해 확정된 설비계획 하에서 전력수요, 재생에너지 이용률, 연료대체 등 발전믹스와 온실가스 배출에 영향을 미치는 요인들을 조합하여 6가지 시나리오를 구성하였고, 감축목표 달성을 위한 필요조건과 비용 등을 분석·제시함으로써, 향후 전력수급기본계획 수립 시 고려해야 할 시사점과 관련 에너지정책의 방향 등을 제시하였다.

II. 방법론

1. MESSAGE 모형

대표적인 상향식 에너지 모형인 MESSAGE (Messner and Strubegger, 1995)는 중장기 에너지 계획, 에너지정책 분석, 에너지·환경 연계 시나리오 개발 및 분석에 널리 사용되고 있다(Nakićenović et al., 1998; Nakicenovic and Swart, 2000; Metz, 2001; Schrattenholzer et al., 2004; Metz, 2007; Riahi et al., 2007; O'Neill et al., 2010; Riahi et al., 2011; GEA, 2012). MESSAGE 모형은 중형으로 연결된 에너지 시스템의 상호의존성을 다양한 기술로 표현하고, 시스템의 경계안에서 발생하는 환경적 영향을 분석할 수 있다. 연구의 범위와 목적에 따라 에너지 자원의 채취, 수입/수출, 전환, 수송과 분배, 최종 서비스(열, 동력, 조명, 가전/사무기기, 공간적 이동 등) 제공에 이르기까지, 다양한 에너지 부문의 상호연계성을 표현·분석할 수 있고, 특정 부문의 에너지 수요와 공급, 그와 관련된 환경적 영향을 연구의 대상으로 할 수도 있다.

MESSAGE는 동적선형계획법(dynamic linear programming)에 의한 최적화(optimization) 모형이다. 환경, 투자, 기술보급, 자원 등 여러 제약조건 하에서, 주어진 시스템내의 에너지 수요와 공급의 균형을 최소비용(least cost)으로 만족시키는 해(solution)를 찾고,⁴⁾ 이 해에 상응하는 최적의 투자 전략, 기술의 포트폴리오, 에너지 흐름 등을 제시한다.⁵⁾ 이러한 모형의 수학적 최적화

4) 비용 최소화를 위한 목적함수는 자원의 채취 및 처리, 에너지 기반시설, 에너지 전환, 최종 에너지소비와 관련된 자본 및 연료/운영비용의 할인된 총 값임.

5) 지면 제약으로 인해 MESSAGE 모형의 개념·특징은 O'Neill et al. (2010)의 Supporting Information(SI), 작동원리와 매뉴얼은 Messner and Strubegger(1995), 수학적 모형기술은 Schrattenholzer et al.(2004)의 부록(mathematical model description) 참조.

과정은 서로 다른 공학적, 경제적, 환경적 특성을 가진 다양한 에너지 기술과 에너지원에 대한 선택과 투자결정을 해야 하는 의사결정자가 최소비용의 대안을 찾는 과정에 비유할 수 있다.

본 연구에서 사용한 한국 전력부문의 MESSAGE 모형⁶⁾은 최적화 기능을 제한적으로 사용한 경우이다. 6차계획에 근거하여 2030년까지 신규 발전설비를 고정함으로써, 발전기술과 설비용량에 대한 선택과 그에 따른 투자비용은 최적의 해를 구하는데 결정변수로 고려되지 않는다. 다만, 모형은 미래 발전설비가 고정된 상태에서 할인된(5.5% 할인을 적용) 총 시스템 비용(즉, 본 연구에서는 연료비용)을 최소화하는 해를 구하고, 그에 따른 에너지원별 투입량 및 기술별 발전량과 그에 따른 온실가스 배출량에 대한 정보를 제공한다.

2. 시나리오의 전제 및 구성

에너지원별 발전믹스와 그에 따른 온실가스 배출량을 6개의 시나리오로 나누어 전망하였으며, 6개 시나리오는 1)전력수요, 2)재생에너지 이용률 3)연료 대체의 서로 다른 조합이다. 시나리오를 구성하는 3가지 요인은 발전설비가 고정된 상황에서 발전량과 그에 따른 온실가스 배출량에 영향을 미치는 주요 요인들이다. 이번 장은 6차계획의 발전설비계획을 소개하고, 전력수요, 연료가격 등 시나리오의 전제조건과 시나리오 구성을 설명한다.

2.1. 발전설비

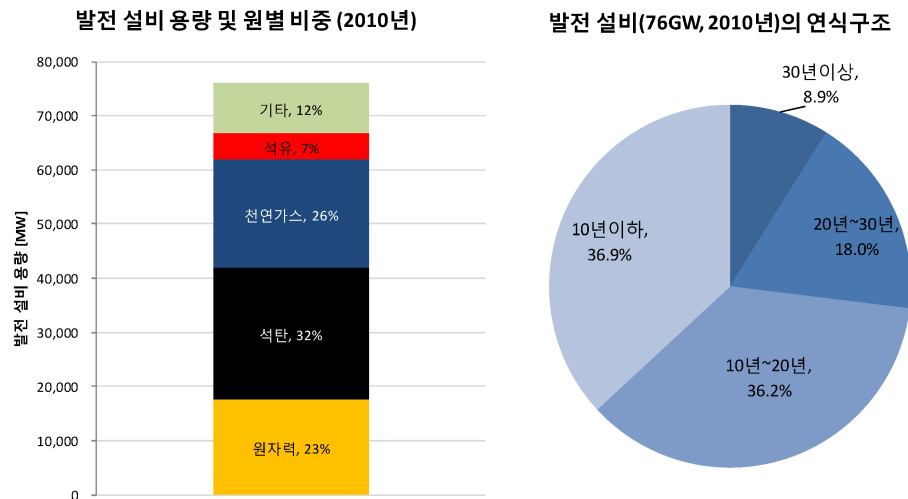
국내 발전설비의 총 발전용량은 2010년 현재 약 76GW로 에너지원별 구성과 연식(vintage) 구조는 [그림 1]과 같다(전력거래소, 2011). 설비용량 (괄호 안은 설비 비중)은 석탄 24.2GW(32%), 천연가스 20.0GW(26%), 원자력 17.7GW(23%),

6) 본 연구에서 사용된 전력부문 MESSAGE모형은 Cho(2013)의 모형을 기반으로 함. Cho의 모형은 국내 발전기술을 총 24개의 기존기술과 신기술로 묘사하였고, 기존기술은 각 기술별로 설비의 연식구조를 반영하였음.

기타⁷⁾ 9.3GW(12%) 순이다. 오른쪽 원형그래프는 76GW의 설비용량을 연식에 따라 비중으로 나타낸 것이다. 76GW의 설비용량중 약 37%는 건설된 지 10년 이하인 것이고, 30년 이상 된 노후 설비의 비중은 약 9% 정도이다.

전력수급기본계획은 기존 발전설비의 노후에 따른 폐지와 향후 예상되는 전력수요 증가에 대응하기 위해 발전사업자의 발전소 건설의향을 검토하여 적절한 전원구성을 제시한다. [그림 2]는 6차계획에 따라 확정된 에너지원별 신규 발전용량을 기간별(5년 단위)로 나타낸 것이다.⁸⁾ 초기에는 화석연료(석탄, 가스복합)에 기반을 둔 설비용량이 대규모로 공급계통에 추가되며, 후반으로 갈수록 신규설비의 총 발전용량은 줄어들고, 대부분이 신재생에너지 기반임을 알 수 있다.

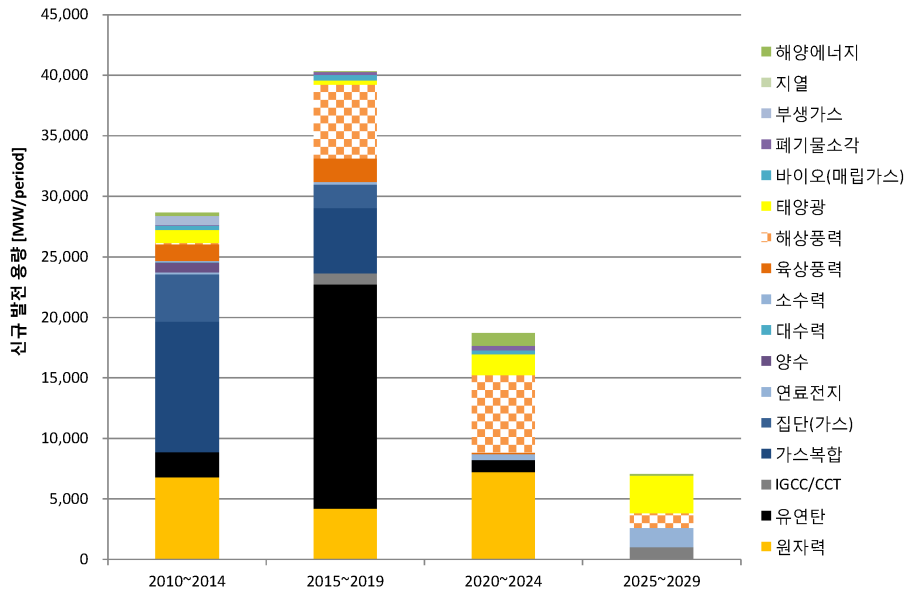
[그림 1] 발전설비의 에너지원별 발전용량 및 연식구조(2010년)



7) 기타는 수력, 집단, 대체에너지의 설비용량을 포함함.

8) 6차계획의 계획기간이 2013년부터 2027년까지이기 때문에 2010년부터 2012년까지는 실적(전력거래소, 2013)을 반영하였고, 마지막 기간(2025~2029)의 설비계획은 2025년부터 2027년의 연평균 설비계획을 5개년으로 확장하였음.

[그림 2] 6차계획의 기술별 신규발전용량

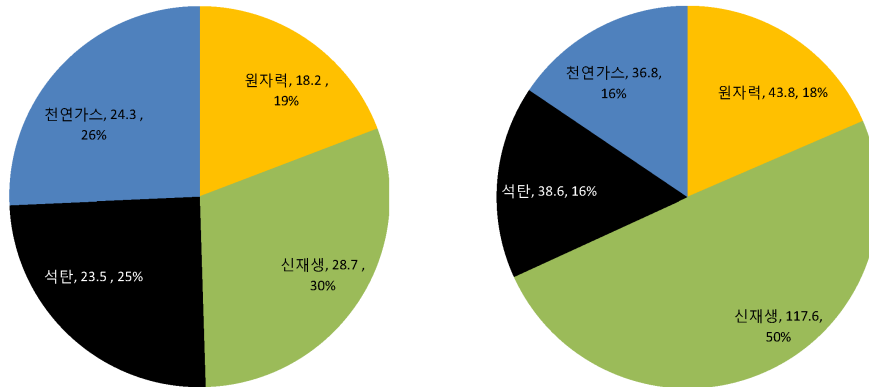


[그림 3]은 에너지원별 신규 발전용량과 투자비를 누적(2010년부터 2029년까지)으로 나타낸 것이다. 신재생에너지(수력, 풍력, 태양광, 바이오, 폐기물, 부생가스, 지열, 해양에너지)의 신규용량이 28.7GW으로 가장 큰 비중(30%)을 차지하며, 다음으로 천연가스(가스복합, 집단(가스), 연료전지)와 석탄(유연탄, IGCC/CCT)이 각각 24GW으로 각각 25%의 비중을 차지한다. 추가로 설치될 원자력의 용량은 18.2GW으로 총 신규 발전용량의 19%에 해당한다. 발전원별 누적 투자비 측면에서는 신재생 에너지가 차지하는 비중이 50%에 이르며, 이는 신재생에너지의 투자비가 상대적으로 높은 현실을 반영한다.

[그림 3] 6차계획의 누적(2010~2029) 신규발전용량 및 투자비

발전원별 신규 발전 용량(GW) 및 비중(%), 누적(2010~2030)

발전원별 신규 설비 투자비 (조원) 및 비중(%), 누적(2010~2030)



주: 본 연구의 모든 화폐가치는 2010년 불변가격으로 환산함 수치임.

2.2 전력수요

전력수요는 발전량과 그에 따른 온실가스 배출량을 결정하는 중요한 요인 중의 하나이다. 본 연구는 6차계획에서 명시하고 있는 기준수요와 목표수요를 각각 전력수요의 최대, 최소치로 전제하였다.⁹⁾ 기준수요는 경제성장, 산업구조, 인구증가율, 기상 전망 등을 반영한 것으로 추가적인 수요관리정책을 명시적으로 고려하지 않은 전력수요 전망이며, 목표수요는 기준수요에서 에너지 효율 향상, 부하관리, 전기요금 제도 개선, 스마트그리드 확산 등 수요관리계획을 통해 달성하고자 하는 정책적 목표다(지식경제부, 2013). 두 가지 수요의 연간 총 전력소비량 전망은 <표 1>과 같다. 기준수요에 따르면 2030년 총 전력소비량은 2010년 대비 91%(연평균 3.3%) 증가한 830TWh, 목표수요에 따르면 50%(연평균 2.1%) 증가한 651TWh에 이를 것으로 예상된다. 즉, 6차계

9) 6차계획의 기준 및 목표수요 전망을 그대로 사용함으로써, 그 범위를 넘어서는 추가적인 전력수요의 불확실성이 연구결과에 미치는 영향을 고려하지 않았음. 다만, 전력수요 전망의 불확실성을 실증적 사례를 통해 보여줌으로써(Box1. 참조), 본 연구에서 고려한 전력수요의 불확실성 범위가 실제보다 덜 포괄적일 수 있음을 나타내었음.

획은 수요관리 정책을 통해서 총 전력소비량의 22%(2030년 기준)를 감소시키는 것으로 전망하였다.

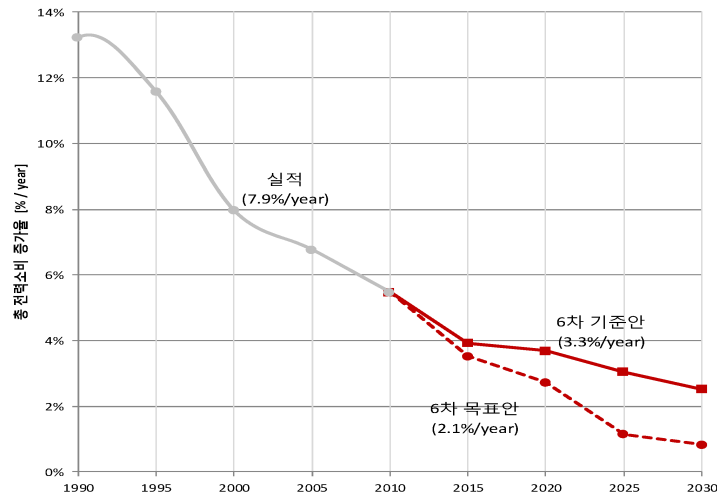
〈표 1〉 6차계획의 전력수요 전망

총 전력소비량 (GWh)	2010	2015	2020	2025	2030 ¹⁰⁾
기준수요	434,160	526,356	630,964	733,060	830,229
목표수요	434,160	516,156	590,565	624,950	651,268

이와 같은 6차계획의 전력소비량 증가 전망은 지난 20년간의 연평균 증가율(7.9%)을 크게 밑돈다. 전반적으로 증가율이 둔화되는 추세이지만, 전력소비량은 최근 5년간 여전히 연간 6%의 증가를 보이고 있다. [그림 4]는 연간 총 전력소비량의 연평균 증가율 실적과 6차계획의 두 가지 수요전망을 비교하여 보여준다.

10) 2030년의 총 전력소비량은 연평균 증가율의 추세를 반영하여 외삽(extrapolation)을 한 값임.

[그림 4] 전력소비량의 연평균 증가율



Box 1. 전력수요 전망의 불확실성

전력수요 전망의 불확실성을 과거 전력수급기본계획의 수요전망의 부정확성과 에너지정책과 기후변화정책간의 불일치라는 두가지 측면에서 돌아보았다.

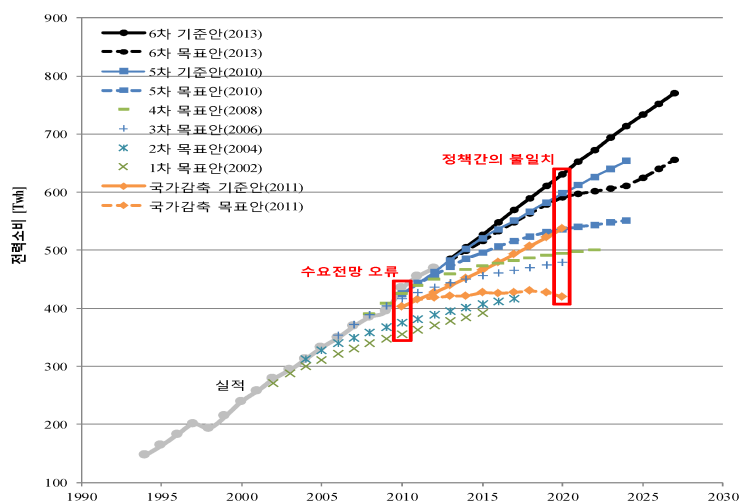
정책적 전력수요 전망의 부정확성

지난 10여년간 5차례에 걸쳐 수립된 전력수급기본계획은 수요관리를 통한 전력소비 억제량을 지속적으로, 일관되게 과대 평가하는 경향을 보여 왔다([그림 5] 참조). 예를 들어, 2002년에 수립된 1차계획에 명시된 2010년총 전력소비량 목표치는 실적에 비해 27% 과소 전망되었다. 이는 경제성장, 산업구조 변화, 기후 등 수요전망을 위한 전제조건에 내재된 불확실성, 전망방법론 자체의 오류, 수요관리 정책의 실패 등이 복합적으로 작용된 결과라고 추론할 수 있다. 정책적 전력수요 전망의 부정확성에 대한 이와 같은 경험적 증거는 6차계획의 전력수요 전망을 근거로 한 본 연구의 온실가스 배출범위가 실제보다 과소예측될 가능성이 높음을 의미한다.

정책간의 불일치

본 연구의 목적인 정책간 양립가능성 평가 측면에서도 전력수요 전망의 차이는 두드러진다. 2011년 확정된 국가 온실가스 감축목표(온실가스종합정보센터 외, 2011)에 따르면 전력부문의 2020년 감축목표¹¹⁾ 달성을 위한 연간 전력소비량 목표치(국가감축 목표안)는 420TWh로, 6차계획의 기준수요(630TWh)보다 34% 낮고, 목표수요(590TWh) 보다도 29% 낮다. 이러한 차이(최대 약 220TWh)는 원자력 발전소 27기의 연간 발전량(1기당 1GW 설비용량과 약 90% 이용률 기준)에 해당한다. 즉, 전력수요를 억제하고자 하는 정책적 목표가 서로 다른 정책 하에서 상이하게 설정되어 있는 것이다. 이는 양 정책 간 우선순위의 이질성과 정책 조정기능의 부재의 결과라고 할 수 있다. 안정적 전력 공급이라는 전력수급기본계획의 우선순위와 환경적 목표 달성을 위한 공격적 수요관리라는 온실가스 감축정책의 우선순위 간의 불일치를 보여주는 하나의 사례이며, 에너지정책과 기후변화정책의 통합적 접근이 필요하다는 것을 방증하는 하나의 사례라고 할 수 있다.

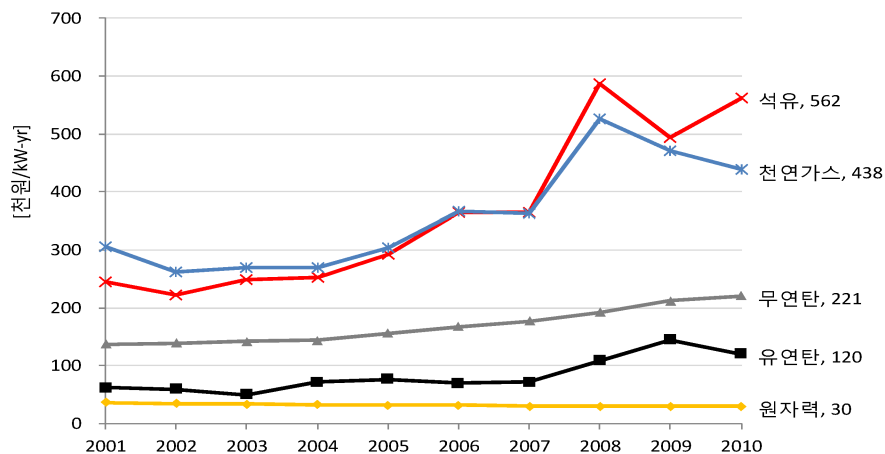
[그림 5] 연간 총 전력소비량 실적 및 전망



2.3. 연료비용 및 발전기술별 이용률

MESSAGE와 같은 최적화 에너지모형에서 연료비용은 발전기술별 비용경쟁력을 결정하는 주요한 요인 중의 하나이다. 특히, 앞서 설명한 대로 본 연구에서 모형의 최적화는 투자비용을 제외한 연료비용만을 고려하기 때문에 연료비용과 그 변화는 시나리오의 결과에 절대적인 영향을 미친다. [그림 6]은 국내 전력부문에서 사용되는 주요 에너지원별 연료비용의 변화를 나타낸다. 화석연료의 가격은 지속적으로 증가해 온 반면, 원자력 발전연료는 지난 10년간 큰 변동이 없음을 알 수 있다. 본 연구에서는 2010년의 연료비용이 2030년까지 지속된다고 가정하였다. 이러한 가정은 미래 에너지가격의 변화 가능성을 고려하지 않는다는 한계는 있지만, 연료별 상대가격의 차이를 2010년 수준에서 유지함으로써, 연료비용의 차이에 따른 발전기술별 비용경쟁력이 시나리오의 결과에 반영되도록 하였다.

[그림 6] 발전원별 연료비용 변화



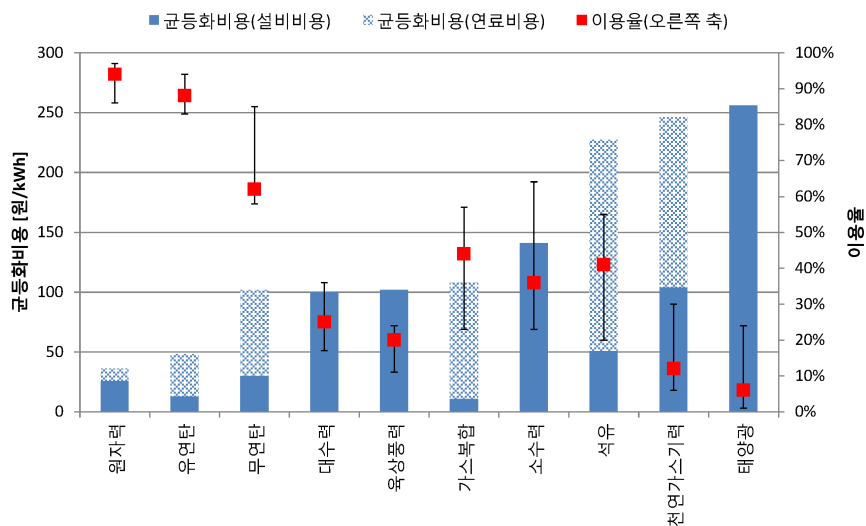
출처: 전력거래소(2013)

- 11) 대한민국정부(2014)는 전력을 포함한 열/도시가스 공급부문을 합한 전환부문의 2020년 온실가스 배출전망치(243.2MtCO₂e)와 감축률(26.7%)을 발표하였는데, 본 연구는 전환부문의 감축목표를 전력부문의 감축목표로 가정하였음.

발전기술별 비용경쟁력은 연료비용뿐 아니라 설비의 효율, 이용률, 투자비용, 설계수명 등에 의해 결정된다. [그림 7]은 2010년 현재 국내 주요 발전기술의 전력균등화비용(LCOE, Levelized Cost of Electricity)과 연간 설비이용률을 보여준다. 전력균등화비용은 발전설비의 공학적 특성, 투자된 자본과 운영비용, 연료비용을 종합적으로 고려한 발전원가로 발전기술별 경제성을 비교하는 수단으로 널리 사용된다(IEA and NEA, 2010).

우리나라 전력공급시장에 경제적 급전 원리가 작동되고 있음을 알 수 있다. 발전단가가 낮은 원자력과 유연탄 발전은 높은 이용률을 보이며 기저부하를 만족시키고, 연료비용으로 인해 상대적으로 발전단가가 높은 천연가스(가스복합 및 기력)와 석유발전은 중간 및 최대부하만을 만족시키므로 상대적으로 낮은 이용률을 보인다. 기술적으로 부하추종이 가능한 이와 같은 발전기술들과 다르게, 풍력과 태양광 등 재생에너지는 발전단가가 상대적으로 높을 뿐 아니라, 간헐적 특성에 의해 낮은 이용률을 보인다.

[그림 7] 발전기술별 전력균등화비용(2010년) 및 이용률



주: ■은 2000년부터 2010년까지 발전원별 이용률의 중간값을 나타내며, 오차막대는 각각 최대값과 최소값을 나타냄(Cho, 2013).

본 연구에서 사용한 발전기술별 설비 이용률은 <표 2>와 같다. 부하추종이 가능한 설비의 이용률은 과거 발전실적과 6차계획에 명시된 근거를 종합하여 한 가지 수치만 사용하였고, 재생에너지 발전설비의 이용률은 기준과 최대 이용률로 구분하였다. 기준 이용률과 최대 이용률은 개별기술의 2000년부터 2010년까지 이용률의 중간값과 최대값을 각각 사용하였다. 국내에서 운영 경험이 없는 기술들의 이용률은 IEA(2012)의 OECD 평균값을 사용하였다.

〈표 2〉 주요 발전기술의 기준 이용률과 최대 이용률 전제

발전기술	기준 이용률	최대 이용률
원자력	85%	좌동
유연탄	90%	좌동
무연탄	62%	좌동
IGCC/CCT	85%	좌동
석유(기력)	85%	좌동
가스(기력)	85%	좌동
가스복합	85%	좌동
집단	45%	좌동
연료전지	85%	좌동
대수력	25%	35%
소수력	36%	63%
육상풍력	20%	25%
해양풍력	36%	40%
태양광	15%	24%
바이오(매립가스)	57%	61%
부생가스	42%	56%
폐기물 소각	19%	43%
해양에너지	12%	12%
지열	69%	69%

2.4 시나리오의 구성

총 6개의 시나리오를 구성하였다. 각각의 시나리오는 발전설비가 고정된 상태에서 온실가스 배출에 영향을 미치는 세 가지 주요 요인(전력수요, 재생에너지 이용률, 연료대체)들의 서로 다른 조합이다. 모든 시나리오에 공통적으로 적용되는 가정은 2010년부터 2030년까지 발전설비의 구성이 같다는 점과 MESSAGE 모형의 특성상 시나리오의 결과는 비용최소화의 결과라는 점이다. 발전설비의 경우, 기존설비는 설계수명¹²⁾ 후 폐쇄되고, 신규설비는 6차계획에 따라 주어진 시점에 발전설비 믹스에 편입된다. 모든 시나리오에서 설비의 구성이 동일하게 고정되어 있기 때문에, 모형은 비용최적화를 위해 연료비용만을 의사결정변수로 고려하게 된다.

〈표 3〉 시나리오의 구성과 전제

시나리오	시나리오의 구성	공통전제
H_ref	기준수요	기존(2010) 발전설비의 연식구조 (설계수명 후 퇴역) + 6차계획에 의한 설비 계획 (~2029) + 최적화
H_ren	기준수요+재생에너지 최대 이용률	
H_ng	기준수요+재생에너지 최대 이용률+LNG의 석탄 대체	
L_ref	목표수요	
L_ren	목표수요+재생에너지 최대 이용률	
L_ng	목표수요+재생에너지 최대 이용률+LNG의 석탄 대체	

12) 발전기술별 설계수명은 Cho(2013)을 참조하였음.

시나리오의 구분은 먼저 전력수요를 6차계획의 기준수요와 목표수요에 따라 고수요(H)와 저수요(L)로 나누고 최소 비용의 해를 찾는 시나리오(ref), 각각의 전력수요에 재생에너지 발전설비의 이용률을 최대화하는 시나리오(ren), 그리고 천연가스 발전이 석탄 발전을 대체하는 시나리오(ng)¹³⁾로 구분하였다. 재생에너지 발전설비의 이용률은, 재생에너지 자원의 변동성과 발전설비의 공학적 성능 개선의 불확실성이 전력생산량에 미치는 영향을 반영하기 위해, 기준과 최대로 구분하였다. 천연가스 발전의 석탄 발전 대체는 중장기 발전설비가 고정된 조건에서 대규모 온실가스 감축을 위한 현실적인 수단으로 고려되었다. <표 3>은 6개 시나리오의 구성을 자세히 나타낸다.

Ⅲ. 연구결과

1. 에너지원별 발전용량

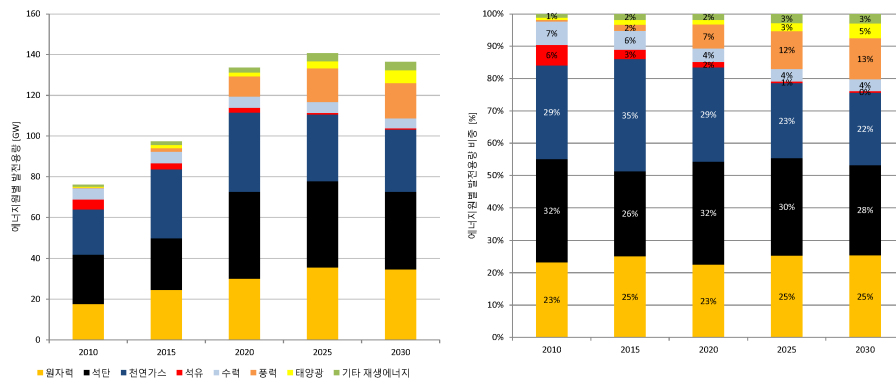
에너지원별 발전용량은 기존설비의 연식(vintage)과 6차계획에 의해 신설될 설비가 종합적으로 시뮬레이션 된 결과이다. 기존설비는 설계수명에 도달하는 순서에 따라 폐지되고, 신규설비는 6차계획에 따라 새롭게 공급계통에 편입되어 최종적으로 각 연도별 총 설비를 구성하게 된다. [그림 8]은 에너지원별 발전용량과 그 구성비를 나타낸 것이다.¹⁴⁾ 6차계획이 그대로 실현된다면 국내 총 발전용량은 2030년 약 140GW에 이를 것으로 예상되며, 에너지원별 발전

13) 'ng'시나리오는 'ren' 시나리오를 포함함.

14) 모형의 시뮬레이션 결과로서 에너지원별 발전설비용량 전망은 6차계획의 전원 구성 전망과 정확히 일치하지 않음. 그 이유는, 본 연구에서는 설비의 연식구조에 근거하여 기존 설비용량이 설계수명에 도달하면 예외 없이 폐지되는 것을 전제로 한 반면, 6차계획은 특정 발전소(해당 발전 설비 용량)에 대한 폐지를 기술적 설비수명과 무관하게 계획하고 있기 때문임.

용량(비중)은 석탄 38GW(28%), 원자력 35GW(25%), 천연가스 31GW(22%), 풍력 17GW(13%), 태양광 6GW(5%), 수력 5GW(4%), 기타 재생에너지 4GW(3%) 순이 될 것으로 예상된다. 비중 측면에서 발전비용이 상대적으로 높은 석유와 천연가스의 발전용량이 폐지 또는 점진적으로 축소될 것이며, 기저부하를 담당하는 석탄과 원자력은 현재와 크게 다르지 않은 비중을 가질 것이다. 한 가지 주목할 점은 해양풍력을 중심으로 한 풍력발전의 비중이 2010년 현재 1% 미만에서 2030년 13%로 급격히 증가한다는 점이다. 6차계획은 2030년까지 약 14GW에 해당하는 풍력발전의 해양건설을 계획하고 있다.

[그림 8] 에너지원별 발전용량 및 비중



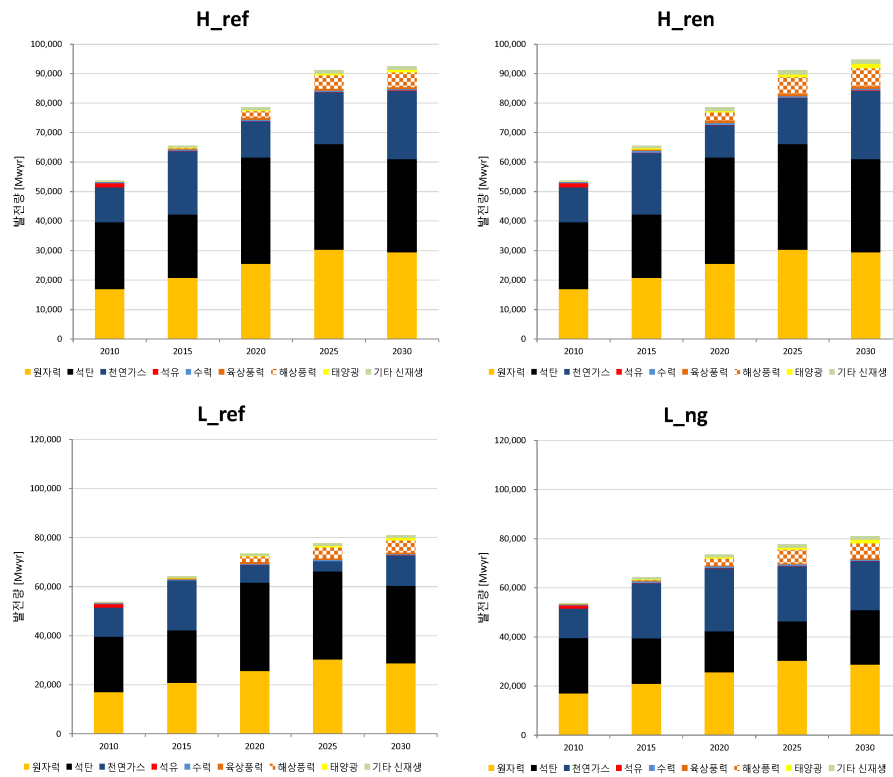
주: '석탄'은 IGCC포함. '천연가스'는 집단에너지 및 연료전지 포함, '수력'은 양수 포함, '풍력'은 육상과 해상 포함, '기타 재생에너지'는 바이오(매립가스), 부생가스, 폐기물 소각, 해양에너지, 지열 포함.

2. 에너지원별 발전량

주어진 시점에 발전설비가 고정되어 있다 하더라도 에너지원별 전력생산량(즉, 발전믹스)과 그에 따른 온실가스 배출은 전력수요의 변화, 공급시스템의 운영 등 위에서 언급한 시나리오 구성요소에 따라 달라진다. 본 연구에서 발

전믹스는 MESSAGE 모형의 최적화 특성에 따라 주어진 발전설비 하에서 연료비용을 최소화하는 방식으로 결정된다. [그림 9]는 6가지 시나리오 중 4개 시나리오의 발전믹스 차이를 보여준다. ‘H_ref’와 ‘L_ref’는 각각 기준수요와 목표수요를 만족하는 최소비용의 발전믹스를 나타내며, 두 시나리오의 비교는 다른 조건이 동일한 상황에서 전력수요 감소의 영향을 보여준다. ‘H_ref’와 ‘H_ren’의 비교는 고수요에서 재생에너지 이용률이 극대화되는 경우 발전믹스에 미치는 영향을, ‘L_ref’와 ‘L_ng’의 비교는 저수요에서 천연가스가 석탄을 대체하는 경우 발전믹스에 미치는 영향을 나타낸다.

[그림 9] 주요 시나리오의 에너지원별 발전량



주목할 점은 재생에너지 확대 또는 전력수요 감소는 그렇지 않은 경우와 비교하여, 천연가스를 구축(驅逐, crowding-out)하는 효과가 있다는 점이다. 모형이 비용최소화라는 구동원리에 따라 한계비용(즉, 본 연구에서는 연료비용)이 높은 천연가스 발전을 우선적으로 배제하기 때문이다. 즉, 발전설비가 고정된 상태에서 이용률의 확대에 따른 재생에너지 발전량의 증가는 다른 발전원보다 한계비용이 큰 천연가스를 구축하게 되는 것이다. 전력수요가 감소하는 경우에도, 한계비용이 높은 천연가스 발전이 가장 먼저 제외되는 효과가 나타난다.¹⁵⁾

재생에너지 발전량의 증가와 전력수요 감소가 천연가스 발전과 석탄 발전에 각각 어떤 영향을 미치는지는 [그림 10]에 자세히 나타난다. 발전비용측면에서 한계기술인 천연가스 발전은 재생에너지 발전량의 증가나 전력수요 감소에 따라 구축되는(왼쪽 그림) 반면, 상대적으로 저렴한 연료가격으로 인해 기저발전을 담당하는 석탄은 재생에너지 발전량 증가나 수요감소와 무관하게 일정한 발전량을 나타낸다.

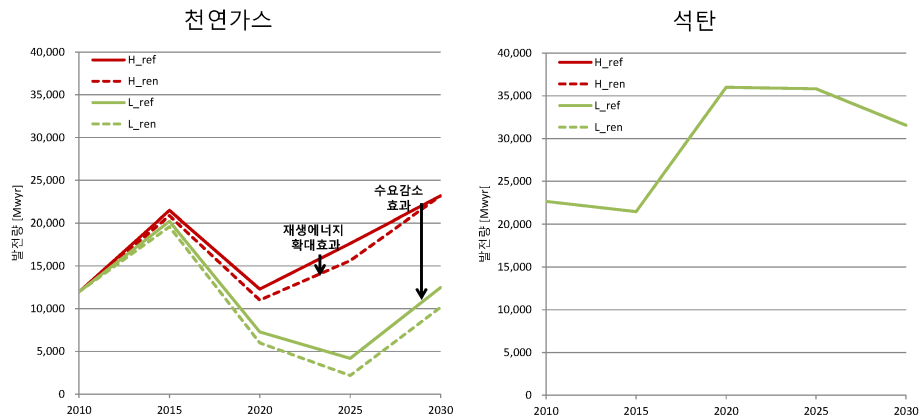
이러한 결과는 재생에너지 확대나 전력수요 감소가 온실가스 감축에 미치는 영향에 대한 차별된 시사점을 제시한다. 한계비용 논리에 따라 재생에너지의 확대가 천연가스 발전을 대체한다면, 석탄 발전을 대체하는 경우보다 온실가스 감축효과는 경감될 것이다. 이는 재생에너지공급의무(Renewable Portfolio Standard, RPS)와 같은 재생에너지보급 정책이 온실가스 감축정책으로서 효과는 제한적임을 의미하며, 화석연료기반의 전력생산자에게 온실가스 감축 인센티브를 제공하기 위해서는 가격정책(탄소세, 배출권거래제등)이 가장 효과적인 정책수단임을 시사한다(Fischer et al., 2008).

에너지 설비의 장기 내구연한과 자본집약성 때문에 시스템의 전환이 중·단

15) 연간 총 전력수요가 감소하더라도 부하추종을 위해 천연가스 발전이 반드시 감소하지 않는 경우가 발생할 수도 있음. 하지만, 본 연구는 국내 연간 총 전력수요와 최대전력은 경험적으로 상당히 높은 상관관계를 가지고 있고, 6차계획의 전력수요 전망도 양자간의 상관관계를 선형적인 관계로 전망하고 있기 때문에(지식경제부, 2013), 이를 준용하였음.

기적으로 경직될 수밖에 없는 전력부문에서 전력수요 관리 또한 의도하지 않은 결과를 낳을 수 있다. 발전설비의 포트폴리오가 확정된 상태(본 연구의 공통된 시나리오 전제)에서 전력수요 감소는 천연가스 발전 같은 한계기술을 구축하여 수요 감소로 인한 온실가스 감축효과를 상쇄한다. 이는 효과적인 온실가스 감축을 위해서는 발전 시스템의 기술 포트폴리오와 전력수요관리에 관한 중장기 계획이 서로 유기적으로 조율되어야 함을 시사한다.

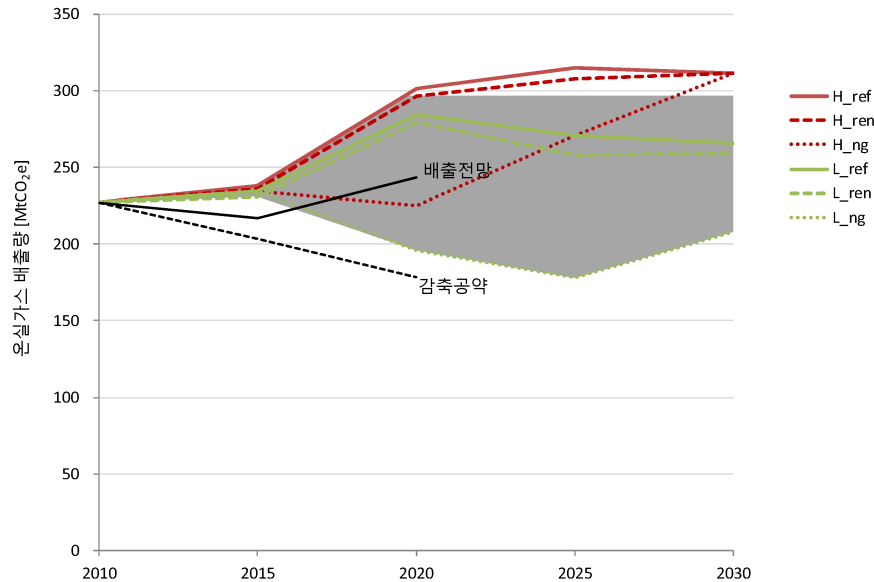
[그림 10] 수요감소와 재생에너지확대가 천연가스와 석탄발전에 미치는 영향



4. 온실가스 배출 전망

[그림 11]은 6개 시나리오의 온실가스 배출경로와 감축공약(대한민국정부, 2011; 2014)에 따른 배출전망과 감축경로를 보여준다. 회색음영으로 표시된 부분이 6차계획에 의해 달성 가능한 온실가스 배출범위로 2020년에는 최소 196MtCO₂e에서 최대 301MtCO₂e, 2030년에는 최소 208MtCO₂e에서 최대 311MtCO₂e에 이를 것으로 전망되었다.

[그림 11] 시나리오별 온실가스 배출 경로



2020년 온실가스 감축공약(178MtCO₂e)에 가장 근접하는 시나리오는 'L_ng' 시나리오이다. 'L_ng'은 목표수요 달성, 재생에너지 이용극대화, 천연가스의 석탄 대체 등 온실가스 배출을 완화하는 모든 수단들의 조합으로 탄소배출이 가장 적은 시나리오이다. 세 가지 수단 중 어느 것 하나라도 달성되지 않는다면 온실가스 배출량은 지속적으로 증가하여, 향후 20년간 2010년의 수준을 넘어설 것이다. 예를 들어, 재생에너지 이용률을 극대화하고 천연가스가 석탄을 대체하더라도, 전력수요가 기준수요에 머문다면(H_ng의 경우) 온실가스 배출은 2020년까지 현재 수준에서 정체되다, 2020년 이후에는 늘어나는 전력수요를 만족하기 위해 석탄발전의 가동을 확대함으로써 더욱 증가할 것이다.

이러한 결과는 현재의 전력수급기본계획으로는 전력부문 온실가스 감축공약 달성이 매우 어렵다는 것을 의미한다.¹⁶⁾ 최소 배출경로 또한 다양한 수단이 전례 없는 강도로 동시에 추진되어야만 달성 가능하고, 중·단기적으로 상당한 수준의 비용과 자원의 낭비를 수반할 수밖에 없다. 또한 온실가스 감축을 위한 모든 가능한 수단을 동원한다 하더라도 2025년 이후 배출량은 다시 증가할 것이며, 이는 노후화한 천연가스 발전설비의 폐지와 그에 따른 석탄 발전설비의 가동 확대 때문이다.

감축공약의 달성을 특정시점의 감축목표 달성이 아니라, 누적배출량의 감소라는 포괄적 의미로 해석한다면 6차계획에 의한 배출경로와 감축공약의 배출경로 사이의 격차는 더욱 커진다. 감축공약경로에 비해, 최대 배출경로인 'H_ref'는 누적(2010년부터 2020년까지)기준으로 10년간 24%가 더 많은 485MtCO_{2e}을, 최소 배출경로인 'L_ng'도 8%가 많은 158MtCO_{2e}을 대기중에 배출하게 된다.

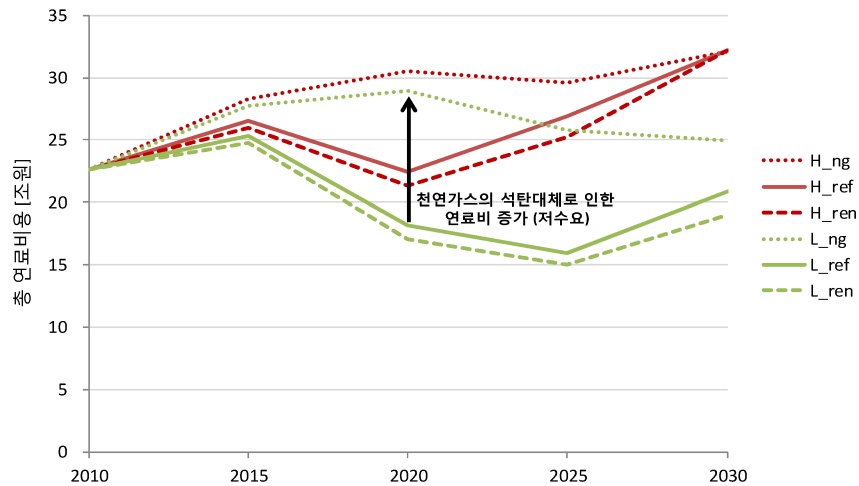
5. 경제적 비용

가능 낮은 배출경로인 'L_ng'는 연료비 상승과 좌초비용(stranded cost)이라는 두 가지 측면에서 추가적인 비용을 발생시킨다. 첫째, 연료비용이 상대적으로 높은 천연가스가 석탄을 대체함으로써 비용이 추가로 발생한다. [그림 12]는 시나리오별 총 연료비용의 변화를 보여준다. 전력수요 저감을 위한 정책비용을 제외하더라도, 천연가스 확대에 의한 연료비용 상승('L_ref'과 'L_ng'의 차이)은 2020년 당해년도 기준으로 약 10.8조원에 이를 것으로 예상된다. 이 비용을 온실가스 톤당 감축비용으로 환산하면 약 12만원/tCO_{2e}에 해당한다.¹⁷⁾ 즉, 6차계획의 목표수요가 달성된 상황에서, 연료대체라는 수단을 통한

16) 순수한 기술적 측면에서 감축공약 달성 가능성을 완전히 배제할 수는 없음. 예를 들어, 가스복합 발전이나 원자력 발전의 이용률을 85%보다 높이는 경우 추가적인 감축여력이 있을 수 있음(<표 2> 참고).

감축비용은 온실가스 톤당 약 12만원임을 의미한다.¹⁸⁾

[그림 12] 시나리오별 총 연료비용



둘째, 이미 설치된 유연탄 발전설비의 유희로 인한 좌초비용의 발생이다. 천연가스가 석탄의 기저부하 역할을 대체함으로써 유연탄 발전의 이용률은 낮아지고, 이는 곧 설비의 유희화를 의미한다. [그림 13]은 천연가스의 석탄대체가 유연탄 발전과 가스복합 발전의 이용률 변화에 미치는 영향을 보여준다. ‘H_ref’의 경우 유연탄 발전은 경제적 급전원리에 따라 90%(시나리오 전제조건)의 이용률을 나타내는 반면, 동일한 수요에서 천연가스가 석탄을 대체하는 ‘H_ng’의 경우에는 이용률이 50%까지 떨어지게 된다. 저수요에서 천연가스가 석탄을 대체하는 ‘L_ng’ 경우에는 유연탄 발전설비 이용률은 더 낮아져, 최소

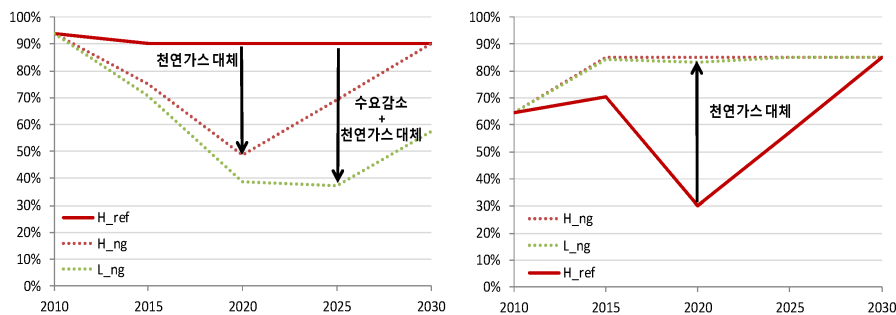
17) ‘L_ref’와 ‘L_ng’간의 연료비용 차이를 배출량 차이로 나눠서 단순 계산한 값임:

$$(28.9\text{조원} - 18.2\text{조원}) / (284\text{MtCO}_2\text{e} - 196\text{MtCO}_2\text{e}) = 12\text{만원/tCO}_2\text{e}.$$

18) 이와 같은 비용산정을 평가·해석하는 데는 두 가지 측면에서 주의가 필요함: 1) 비용 상승에 의한 추가적인 전력수요 감소의 가능성(수요의 가격탄력성)이 고려되지 않았다는 점; 2) 연료의 상대가격이 2010년 가격에 고정되어, 미래의 가격변화가 고려되지 않았다는 점.

40%에 이르게 된다. 가스복합 발전의 이용률은 반대의 그림을 보여준다. ‘H_ref’에서 가스복합 발전은 한계기술로 첨두부하에만 가동되어 이용률이 낮지만, 천연가스가 석탄을 대체하는 경우(H_ng, L_ng)에는 85%(시나리오 전제 조건)의 이용률을 나타낸다. 유연탄 발전의 이와 같은 낮은 이용률은 총 40GW (2020년~2025년 사이)의 발전용량 중 약 23GW의 용량이 가동되지 않는 것을 의미하며, 이는 약 31조원¹⁹⁾에 해당하는 유연탄 설비 투자비용이 일시적이나마 좌초(stranded)됨을 의미한다.²⁰⁾

[그림 13] 시나리오별 유연탄 발전과 가스복합 발전의 이용률 변화



요약하면, 6차계획하에서 온실가스 감축공약과 가장 인접한 배출경로를 달성하기 위해서는 천연가스의 석탄 대체가 불가피하고, 이 전략은 연료비용 상승과 이미 투자된 유연탄 발전설비의 유희화에 따른 투자비용의 좌초를 유발할 수 밖에 없다. 이러한 결과는 6차계획으로 대표되는 현 전력정책은 적어도 경제적 관점에서는 온실가스 감축정책과는 양립하기 어렵다는 것을 의미한다.

19) 유연탄 발전설비의 용량당 투자비용 (134만원/Kw) * 23GW = 31조원

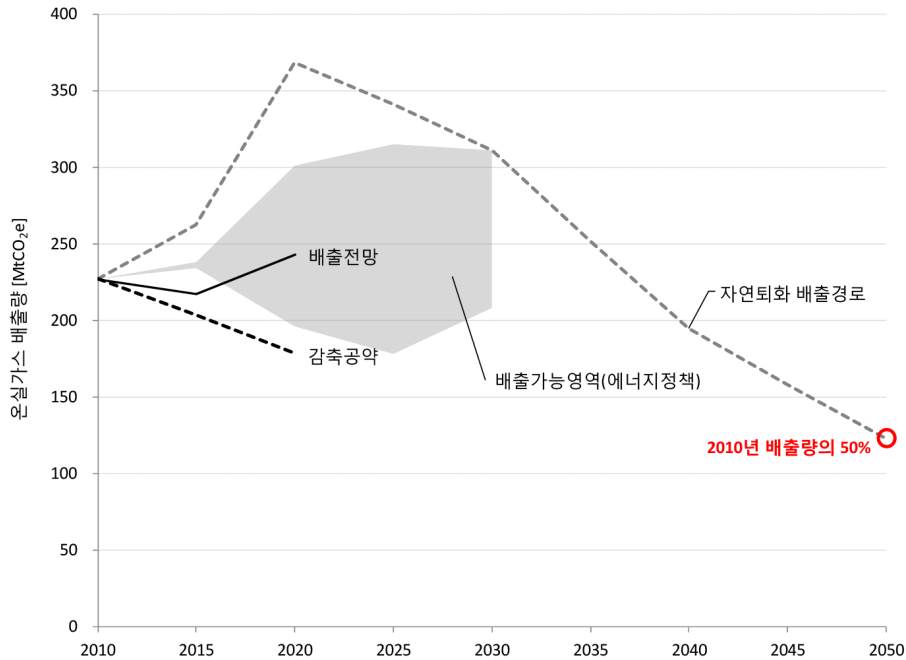
20) 물론, 전력 수요의 불확실성(총량과 부하)과 안정적인 전력공급을 위한 위험 관리 차원에서 적정 설비예비율이 고려된다면, 이와 같은 좌초비용은 과대평가된 측면이 있다는 점은 주지할 필요가 있음.

6. 에너지정책의 장기 환경 영향

중앙 집중적인 대규모 발전설비는 내구연한이 길고, 자본집약적인 특성을 가지고 있다. 발전설비는 일반적으로 30~40년의 설계수명을 가지며, 설비 당 조단위에 달하는 자본이 투자된다. 투자된 대규모 자본의 회수를 위해서는 장기간 설비사용이 요구됨으로, 발전설비에 투자된 자본은 비가역적(irreversible)이다. 비가역적 자본스톡으로 이루어진 에너지시스템은 관성(inertia)을 가지며, 그 이용에 따른 환경 영향 또한 오랜 기간 지속된다.

본 연구에서는 Davis et al.(2010)이 현존하는 에너지 기반시설(energy infrastructure)이 미래 이산화탄소 배출에 미치는 영향을 분석한 것과 유사한 방법으로 6차계획에서 확정된 발전설비들(기존 설비와 6차계획의 신규 설비)이 온실가스 배출에 미치는 장기간의 영향을 분석해 보았다. [그림 14]에 나타난 바와 같이 확정된 설비들이 기술적 한계 내에서 경제성에 따라 설계수명까지 운영된 후 폐지되는 경우(자연퇴화 배출경로), 온실가스 배출량은 2020년에 약 360MtCO₂e으로 정점에 이른 후 점차 감소하지만, 2050년에도 여전히 120MtCO₂e(2010년 배출량의 50%)을 배출할 것으로 예상된다. 이는 확정된 화석연료 기반의 발전설비([그림 2] 참조)에 의해 국내 전력부문이 장기간 ‘탄소 잠금’(carbon lock-in)됨을 보여준다. 자본스톡의 비가역성으로 인한 에너지시스템의 관성은 ‘경로 의존성’(path dependancy)을 야기하게 되며, 현재의 에너지정책 결정(예를 들어, 전력수급기본계획)에 따른 환경적 영향이 먼 미래까지 지속됨을 의미한다. Bertram et al.(2014)은 전력부문 자본스톡의 관성에 의한 장기 탄소 잠금 효과에 주목하여, 단기 온실가스 감축 목표를 약하게 설정할 경우, 탄소 집약적인 석탄 발전의 증가에 따라 전력부문에 탄소 잠금을 야기하게 되며, 범 지구적인 기후 목표(2℃) 달성을 위해서는 중·장기적으로 상당한 규모의 석탄 발전 용량에 대한 조기 폐지와 저탄소 기술의 급격한 보급이 불가피함을 보였다.

[그림 14] 확정설비의 자연퇴화에 따른 온실가스 배출 경로



IV. 결론 및 시사점

현재 정부가 추진하고 있는 에너지정책과 기후변화정책은 양립가능할까? 본 연구는 6차 전력수급기본계획의 설비계획을 확정된 것으로 전제한 상태에서, 전력부문 온실가스 배출에 영향을 미치는 3가지 요소(전력수요, 재생에너지 이용률, 연료대체)의 조합에 따른 배출범위를 시뮬레이션해 보고, 감축공약 달성 가능성을 평가해 봄으로써 위 질문에 대한 답변을 시도해 보았다.

현 전력정책하에서 전력부문 감축공약 달성은 기술적, 경제적 측면에서 모두 매우 어려운 것으로 평가되었다. 전례가 없는 정책적, 기술적 노력이 동시

에 진행된다하더라도 최소 배출경로('L_ng')의 2020년 배출량은 196MtCO₂e로 감축공약(178MtCO₂e)을 넘어 서며, 누적(2010~2020년)배출량 측면에서도 감축공약 경로 대비 8%(약 160MtCO₂e)를 더 배출하는 것으로 평가되었다. 경제적 비용 측면에서도 최소 배출경로 달성은 연료대체로 인한 천연가스 연료 비용 증가, 유연탄 발전설비의 유헴화에 따른 좌초비용 발생 등 상당한 수준의 비용을 발생시킨다. 이러한 평가는 현재의 에너지정책과 기후변화정책은 서로 양립하기 어려우며, 둘 중 하나는 구속력 있는 정책이 아니라는 점을 시사한다. 정책간의 불일치는 온실가스 감축정책의 신뢰성을 훼손하고, 정책 추진의 불확실성을 증가시킴으로써, 저탄소 경제로의 이행을 위한 시장과 이해당사자의 자발적인 노력을 저해하게 될 것이다.

감축공약 달성 가능성에 대한 평가를 넘어 본 연구가 전달하는 몇가지 시사점과 정책적 함의는 다음과 같다.

첫째, 천연가스의 석탄 대체와 전력수요 저감은 중단기적으로 전력부문의 온실가스를 줄이기 위한 현실적인 수단이라는 점이다. 저탄소 발전시스템으로의 급격한 전환이 어려운 상황에서 기존의 기술 포트폴리오를 활용하여 온실가스를 감축하는 유일한 기술적 방법은 석탄 발전을 천연가스 발전으로 대체하는 것이다. 전력수요 저감은 온실가스 감축 뿐 아니라, 공급 확대를 둘러싼 다양한 난제를 동시에 해결할 수 있는 일거양득 전략이다. 안정적 전력공급이라는 기존의 전력수급기본계획의 정책방향에서 벗어나 다양한 정책적 수단(가격, 에너지효율, 행태변화)을 통한 전력수요 저감으로 정책의 우선순위를 전환할 필요가 있다.

둘째, 전력부문의 대표적인 재생에너지 보급정책인 RPS 제도를 좀 더 포괄적인 청정에너지 공급의무화 제도(CES, Clean Energy Standard)로 확대함으로써 천연가스 발전 확대와 전력수요 저감을 위한 인센티브를 제공할 필요가 있다. 앞에서 살펴보았듯이 RPS 제도의 확대 또는 전력수요 저감은 비용적 측면에서 한계기술인 천연가스 발전을 구축함으로써, 제한적인 온실가스 감축 효과를 발휘하게 된다. CES 제도는 천연가스 발전 등 다양한 저탄소 발전기

술을 공급의무에 포함하고, 경우에 따라 에너지효율 프로그램을 통한 전기절약에도 부분적인 크레딧을 제공함으로써 전력부문의 온실가스 감축을 위한 다양한 인센티브를 제공하는 제도이다 (Paul et al. 2013). 천연가스의 석탄대체는 중단기적으로 온실가스 감축잠재량이 가장 큰 수단이며, 장기적으로는 간헐적 속성의 재생에너지가 대규모로 전력공급계통에 편입될 때 안정적 전력공급을 위한 백업설비로서의 역할도 수행할 수 있다.

셋째, 에너지정책 수립 시 에너지시스템의 관성과 경로의존성에 의해 발생하는 장기적 환경 영향에 대한 면밀한 검토가 필요하다. ‘자연퇴화 배출경로’가 나타내듯이 6차계획에서 확정된 발전설비는 향후 40년 동안 국내 발전시스템을 장기간 ‘탄소 잠금’시키는 잠재적 배출원이다. 인위적인 탄소 잠금 해제는 이미 탄소에 투자된 자본(즉, 유연탄 발전설비)을 좌초시키고, 좌초비용의 발생은 결과적으로 저탄소 에너지 시스템으로의 전환을 연기하거나, 방해하게 될 것이다.

국내 온실가스 총 배출의 85%가 에너지의 생산과 전환, 소비의 과정에서 발생한다는 점에서 에너지정책과 기후변화정책은 본질적으로 불가분의 관계에 있다. 두 정책간의 일관성은 정책추진의 신뢰성을 보장하는 전제조건인 동시에, 자원의 불필요한 낭비를 줄이고, 경제적으로 온실가스 배출을 완화하기 위한 필요조건이다.

접수일(2014년 1월 22일), 수정일(2014년 8월 16일), 게재확정일(2014년 6월 2일)

◎ 참 고 문 헌 ◎

- 대한민국정부, 2011, “기후변화협약에 따른 제3차 대한민국 국가보고서”
- 대한민국정부, 2014, “국가 온실가스 감축목표 달성을 위한 로드맵”
- 온실가스종합정보센터, 환경부, 지식경제부, 국토해양부, 농림수산식품부, 기획재정부, 녹색성장위원회, 2011, “2020년 저탄소 녹색사회 구현을 위한 로드맵 : 부문별·업종별·연도별 온실가스 감축목표 확정” (보도자료. 2011.7.12.)
- 온실가스종합정보센터, 2013, “국가 온실가스 인벤토리 보고서”
- 전력거래소, 2012, “2011 년도 발전설비현황”
- 전력거래소, 2013, “전력통계정보시스템”, <https://epsis.kpx.or.kr>
- 지식경제부, 2012, “제5차 전력수급기본계획 (2010~2024년)”
- 지식경제부, 2013, “제6차 전력수급기본계획 (2013~2027)”
- 지식경제부·에너지경제연구원, 2012, “에너지통계연보”
- Bertram, Christoph, Nils Johnson, Gunnar Luderer, Keywan Riahi, Morna Isaac, and Jiyong Eom, 2013, “Carbon lock-in through capital stock inertia associated with weak near-term climate policies”, *Technological Forecasting and Social Change*
- Cho, C.H., 2013, “Technological Advancement and Implication for Optimal Carbon Mitigation Portfolio in Korean Power Sector”, *Ph.D. Thesis*, Sejong University.
- Davis, Steven J., Ken Caldeira, and H. Damon Matthews, 2010, “Future CO₂ emissions and climate change from existing energy infrastructure”, *Science* 329.5997: 1330-1333.
- Fischer, C., & Newell, R. G., 2008, “Environmental and technology policies for climate mitigation”, *Journal of Environmental Economics and Management*, 55(2), 142 - 162. doi:10.1016/j.jeem.2007.11.001
- GEA, 2012, “Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future”, Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International

- Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria.
- IEA and NEA, 2010, “Projected Costs of Generating Electricity, 2010 Edition”, International Energy Agency, Nuclear Energy Agency.
- IEA, 2012, “World Energy Outlook 2012”, International Energy Agency.
- Messner, S., & Strubegger, M., 1995, “User’s Guide for MESSAGE III”, WP-95-69, International Institute for Applied Systems Analysis(IIASA), Laxenburg, Austria.
- Metz, B., 2001, “Climate change 2001: Mitigation: contribution of Working Group III to the third assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change”, Cambridge University Press.
- Metz, B., 2007, “Climate Change 2007-Mitigation of Climate Change: Working Group III Contribution to the Fourth Assessment Report of the IPCC”, Cambridge University Press.
- Nakićenović, N., Grübler, A., McDonald, A., 1998, “Global Energy Perspectives”, Cambridge University Press.
- Nakicenovic, N., Swart, R., 2000, “IPCC Special Report on Emissions Scenarios(SRES)”, Intergovernmental Panel on Climate Change, Geneva.
- O’Neill, B. C., Riahi, K., & Keppo, I., 2010, “Mitigation implications of midcentury targets that preserve long-term climate policy options”, *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 107(3), 1011-1016.
- Riahi, K., Grübler, A., & Nakicenovic, N., 2007, “Scenarios of long-term socio-economic and environmental development under climate stabilization”, *Technological Forecasting and Social Change*, 74(7), 887-935.
- Riahi, K., Rao, S., Krey, V., Cho, C., Chirkov, V., Fischer, G., Kindermann, G., Nakicenovic, N., Rafaj, P., 2011, “RCP 8.5—A scenario of comparatively high greenhouse gas emissions”, *Climatic Change* 109, 33-57.
- Roelfsema, M., Elzen, M. D., Höhne, N., Hof, A. F., Braun, N., Fekete, H., ... & Larkin, J., 2013, “Are major economies on track to achieve their pledges for 2020? An assessment of domestic climate and energy policies”, *Energy Policy* 67, 781-796.

- Paul, A., Palmer, K., Woerman, M., 2013, “Modeling a clean energy standard for electricity: Policy design implications for emissions, supply, prices, and regions”, *Energy Economics* 36, 108-124.
- Schrattenholzer, L., Miketa, A., Riahi, K., & Roehrl, R. A. (Eds.), 2004, “Achieving a Sustainable Global Energy System: Identifying Possibilities Using Long-term Energy Scenarios”, Edward Elgar Publishing.
- UNEP, 2013, “The Emissions Gap Report 2013 - A UNEP Synthesis Report”, Nairobi, Kenya: UNEP
- UNFCCC, 2010, Decision 1/CP.16, The Cancun Agreements, UNFCCC document FCCC/CP/2010/7/Add.1, <<http://unfccc.int/resource/docs/2010/cop16/eng/07a01.pdf#page=2>>

ABSTRACT

Is Energy Policy Compatible with Climate
Change Policy?:
In case of Korean Electricity Sector

Cheolhung Cho* and Eui-Chan Jeon**

This study assesses the compatibility of current energy policy with climate change policy by simulating the feasible domain of GHG emissions in Korean electricity sector and evaluating whether the mitigation pledge can be achieved, based on the 6th Basic Plan on Electricity Supply and Demand. With electricity generation capacity fixed until 2030 according to the 6th Plan, we simulate 6 alternative scenarios, each of which is the different combination of electricity demand, utilization of renewable technologies, and fuel substitution. We found that even the lowest emission pathway, which requires unprecedented combination of demand reduction, enhanced renewable generation, and fuel substitution, can not reach the pledge level in 2020. The lowest emission scenario also inevitably incurs additional fuel cost and stranded cost on already-installed coal capacity. These findings provide a supporting evidence that current energy and climate change policy are incompatible and either of them is not binding at least in an economic sense. The characteristics of both energy system and associated climate change problem imply that energy policy making should take a long-term perspective and secure the consistency with climate policy goal. Such harmonized forwarding-looking energy policy is necessary conditions for cost-effective carbon mitigation.

Key Words : Energy Policy, Climate Change Policy, Electricity Sector,
Energy Model, Reduction Pledge, Emission Gap

JEL Codes : Q21, Q41, Q47, Q48

* Research Professor, KAIST Business School
(main and corresponding author). cheolhung@business.kaist.ac.kr

** Professor, Sejong University. ecjeon@sejong.ac.kr