

전력수급기본계획의 정합성과 사회적 비용

이 수 일

(한국개발연구원 연구위원)

Consistency in the Basic Plan on Electricity Demand and Supply
and Social Costs

LEE, Suil

(Research Fellow, Korea Development Institute)

* 본 논문은 한국개발연구원(KDI) 연구보고서 『기후변화 문제의 주요 이슈 및 정책방향』(한진희·윤경수 편, 2010)의 제6장 「기후변화 대응과 에너지정책역량의 강화」 가운데 필자가 분석·집필한 부분을 일부 수정·보완하여 작성된 것이다. 필자가 수행한 분석 가운데 WASP(Wien Automatic System Planning Package) 전산모형을 필요로 하는 경우에는 한국전력거래소의 협조하에 분석이 진행되었음을 밝히며, 특히 많은 도움과 조언을 아끼지 않은 김은환 차장께 감사드린다.

** 이수일: (e-mail) suillee@kdi.re.kr, (address) Korea Development Institute, 47 Hoegire, Dongdaemun-gu, Seoul, Korea.

• Key Word: 전력수급기본계획(Basic Plan on Electricity Demand and Supply), 에너지 계획(Energy Planning), 불확실성(Uncertainty), 사회적 비용(Social Cost)

• JEL Code: K23, L52, L94, L98

• Received: 2011. 6. 13 • Referee Process Started: 2011. 5. 23

• Referee Reports Completed: 2012. 2. 2

ABSTRACT

In Korea, energy policies are actualized through various energy-related plans. Recently, however, as high-ranking plans, which are very vision-oriented, continually set higher sector-by-sector goals, subordinate action plans, which require consistency, encounter distortions in their establishment process. Also, each subordinate action plan reveals limitations in terms of securing flexibility of the plan in responding to uncertainties of the future. These problems pose potential risks such as causing huge social costs. In this regard, with an aim to provide empirical evidence for discussions on improving the procedure for developing and executing Korea's energy plans, this study mainly analyzes the Basic Plan on Electricity Demand and Supply—one of the most important subordinate action plans—in order to explain the problems of the Basic Plan in a logical manner, and potential problems that could occur in the process of sustaining consistency between the Basic Plan and its higher-ranking plans. Further, this paper estimates the scale of social costs caused by those problems assuming realistic conditions. According to the result, in the case of where maximum electric power is estimated to be 7% (15%) less than the actual amount in the Basic Plan on Electricity Demand and Supply, the annual generation cost will rise by 286 billion won and (1.2 trillion won) in 2020. Such social costs are found to occur even when establishing and executing the Basic plan according to the target goal set by its higher-ranking plan, the National Energy Master Plan. In addition, when another higher-ranking GHG reduction master plan requires the electricity sector to reduce emissions by additional 5% in the GHG emissions from the right mix in electricity generation with 'zero' cost of carbon emission, the annual generation cost will rise by approximately 915 billion won in 2020. On the other hand, the analysis finds that since economic feasibility of electric powers in Korea varies significantly depending on their type, Korea is expected to face very small potential social costs caused by uncertainties over the future price of carbon dioxide in the process of establishing the Basic Plan.

우리나라에서 에너지정책은 다양한 에너지 관련 계획들을 통해 구체화된다. 그런데 최근 비전으로서의 성격이 강한 상위계획에서 설정되는 부문별 목표가 지속적으로 상향 조정됨에 따라 상위계획과의 정합성을 유지해야 할 필요가 있는 (실행계획으로서의) 하위계획 수립에서 왜곡이 발생하고 있다. 이와 더불어 개별 하위계획 자체도 미래의 불확실성에 대응하여 계획의 유연성을 확보하는 측면에서 한계를 보이고 있다. 이러한 문제들은 잠재적으로

ABSTRACT

막대한 사회적 비용을 초래할 위험을 내포하고 있다. 이에 본 논문은 우리나라 에너지 계획의 수립·집행과 관련한 개선방안의 논의에 실증적인 근거를 제시하기 위해 실행계획 가운데 가장 중요하게 인식되고 있는 전력수급기본계획을 주된 분석대상으로 삼아, 전력수급기본계획 자체의 문제, 전력수급기본계획과 상위계획 간 정합성을 유지하는 과정에서 발생할 수 있는 문제를 논리적으로 설명하고, 현실적인 상황을 가정하여 그러한 문제들이 초래할 수 있는 사회적 비용의 규모를 추정하였다. 분석 결과, 전력수급기본계획 수립 시 최대전력이 실적치보다 7%(15%) 적게 추정되는 경우 2020년 기준으로 연간 발전비용이 약 2,860억원(1조 2,160억원) 증가하며, 이러한 사회적 비용은 상위계획인 국가에너지기본계획에서 설정한 미래 전력수요 목표치에 맞추어 전력수급기본계획이 수립·집행되는 경우에도 유사하게 발생함을 보였다. 또한 상위계획인 온실가스 감축 마스터플랜에서 전력부문에 부과하는 감축목표량이 과도하게 설정되어 탄소배출비용이 0일 경우의 적정 전원구성에서 발생하는 온실가스 배출량의 5%를 추가 감축해야 하는 경우에도 연간 발전비용은 2020년 기준으로 약 9,150억원 증가한다. 반면, 우리나라의 경우 전원별 경제성에 큰 차이가 존재하는 특성으로 인해 전력수급기본계획 수립 시 미래 CO₂ 가격의 불확실성이 초래하는 잠재적인 사회적 비용의 크기는 매우 작은 수준으로 분석되었다.

I. 서론 및 문제의 설정

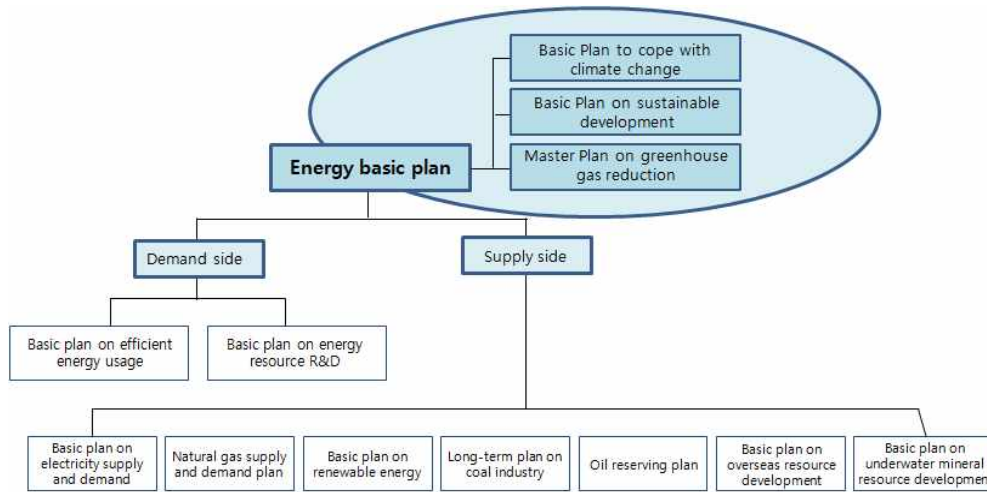
우리나라에서 에너지정책은 다양한 에너지 관련 계획들을 통해 표출된다. 과거에는 다양한 계획들이 에너지원별로 분산되어 수립되다가 최근에는 에너지기본법, 저탄소녹색성장기본법 등의 제정으로 기본법 체계로 전환함으로써 에너지 관련 계획들을 통합적·계층적으로 수립하려는 노력을 보이고 있다. 현재 우리나라에서 저탄소녹색성장기본법 체제하에서 수립되는 다양한 에너지 관련 계획들의 구조 및 지위는 [Figure 1]과 같이 나타낼 수 있다. (국가)에너지기본계획은 에너지정책 관련 최상위 국가전략으로서 에너지 관련 모든 분야를 대상으로 하며,¹ 기후변화대응기본계획, 지속가능발전기본계획, 온실가스 감축 마스터플랜은 에너지를 한 부문으로 포괄하는 것으로서, 에너지기본계획과 유사하거나 상위계획으로서의 성격을 지닌다. 실행계획으로서의 성격을 지니는 하위계획들로는 에너지이용합리화계획과 전력수급기본계획, 장기 천연가스 수급계획 등이 있다.

이러한 계획체계에서는 상위계획들에서 국가 전체적인 목표와 부문별 목표가 설정되면, 이에 따라 하위계획인 실행계획들이 구체화된다. 그런데 저탄소 녹색성장의 국가전략을 설정한 이래 온실가스 감축목표, 신재생에너지 보급목표, 에너지이용합리화 목표 등 에너지 관련 정책목표들은 전반적이고 지속적으로 상향 조정되는 모습을 보이고 있다.² 이에 따라 비전으로서의 성격이 강한 상위계획과 실행계획으로서의 하위계획 간에 갈등이 표출되고 있다. 이러한 상위계획과 하위계획 간 정합성 문제뿐만 아니라 개별 하위계획의 수립 또한 새로운 환경요인을 계획에 반영하거나 미래의 불확실성에

1 기존에 국가에너지기본계획의 수립근거가 되었던 에너지기본법은 2010년 4월 14일 에너지법으로 대체되었으며, 에너지기본법 제6조에 규정되었던 국가에너지기본계획의 수립근거는 저탄소녹색성장기본법 제41조로 이동하고 계획의 이름도 국가에너지기본계획에서 에너지기본계획으로 변경되었다. 또한 대통령을 위원장으로 하던 국가에너지위원회는 폐지되고 지경부장관을 위원장으로 하는 에너지위원회를 구성하였다. 이러한 변화는 에너지를 한 부문으로 포함하는 저탄소녹색성장기본법의 제정 및 녹색성장위원회의 구성에 따른 것으로서 (국가)에너지기본계획의 수립절차, 에너지위원회의 역할 등과 관련하여 실질적인 변화는 없다.

2 상위계획들에서 에너지 관련 목표들이 상향 조정되는 추세에 대한 자세한 설명은 이수일·김창섭(2010), pp.219~222를 참조하시오.

[Figure 1] Vertical Structure of Energy-Related Plans



대응하여 계획의 유연성을 확보하는 측면에서 한계를 보이고 있다. 이러한 문제들은 잠재적으로 막대한 사회적 비용을 초래할 위험을 내포하고 있다. 예를 들어 전력수급기본계획은 전력수급의 기본방향과 장기전망, 전기설비 건설계획과 전력수요관리 등에 관한 사항을 포함하며, 정부는 동 기본계획에 따라 전기사업을 인·허가하는 등 세부 이행계획을 수립하고 있다. 한 나라의 전기요금 수준은 기본적으로 그 나라의 발전원 구성에 의존하는바,³ 전력수급기본계획은 장기 전력수요 전망에 기초하여 우리나라의 장·단기 전원구성에 관한 실행계획을 수립한다는 점에서 매우 중요하다. 그러나 전력수급기본계획은 그 전신인 장기전력수급계획과 마찬가지로 장기 전력수요 예측에서 상당한 문제를 노출하여⁴ 사후적으로 최적 전원구성을 달성하지 못했다는 비판이 지속적으로 제기되어 왔다.⁵ 제1차 국가에너지기본계획(이하 국기본)이 수립되었던 2008년에는 제4

3 2008년 기준 우리나라의 전기요금 수준은 캐나다를 제외하면 OECD 국가들 가운데 가장 낮은 수준이며(IEA[2009]), 만약 우리나라가 일본과 동일한 전원구성이었다면 우리나라 전기요금은 현재보다 29%나 높았을 것이라는 분석도 존재한다(이수일 외[2010]).

4 장기전력수급계획과 전력수급기본계획의 전력수요 예측 오차에 대해서는 제Ⅱ장에서 자세히 논의한다.

5 이수일 외(2010)에 따르면, 현재 우리나라의 전원구성은 최적의 전원구성에 비해 기저설비가 크게 부족하여 2007년 기준으로 연간 1.9조원의 추가비용이 초래되고 있다. 이수일 외(2010)는 이러한 최적 전원구성의 실패에 대해 수요예측의 오차가 1차적인 원인을 제공하였고, 수요의 불확실성에 대응하기 위한 발전설비계획의 탄력적 투자전략 부재가 2차적인 원인을 제공하였으며, 反원전, 석탄발전소 부지 확보의 어려움 등 정치·사회적 환경도 또 다른 요인으로 작용하였다고 분석하고 있다. 이러한 원

차 전력수급기본계획(안)과 국기본의 장기 전력수요 전망 간에 커다란 차이가 발생함에 따라 상위계획인 국기본과의 정합성을 확보하려는 과정에서 전력수급기본계획의 내적인 정합성이 훼손되기도 하였다. 최근에는 2009년 국가온실가스 중기 감축목표가 수립되고, 온실가스 감축 마스터플랜과 제2차 국기본의 수립이 예정됨에 따라, 이들 상위계획들과 전력수급기본계획 간 정합성을 확보해야 할 영역은 장기 전력수요 외에 발전부문의 온실가스 배출 감축목표량 설정으로 확대되고 있다. 2006년 현재 우리나라의 온실가스 배출량에서 발전부문이 차지하는 비중이 25.7%임을 감안하면, 국가 전체적인 온실가스 배출 감축계획을 수립함에 있어 발전부문이 주요한 감축대상으로 설정됨은 당연하다. 그러나 경제적으로 합리화될 수 있는 수준을 넘어선 감축목표량이 발전부문에 부과되는 경우에는 막대한 사회적 비용이 초래될 수도 있다.

현재까지 이러한 문제들의 발생 및 사회적 비용에 대한 구체적인 분석은 존재하지 않으며, 단지 에너지 관련 계획들을 수립하는 다양한 전문가들이 문제점을 인지하고 대책을 강구하고 있을 따름이다.⁶ 이에 본 논문은 우리나라에서 수립되는 실행계획 가운데 가장 중요하게 인식되고 있는 전력수급기본계획을 주된 분석대상으로 삼아, 전력수급기본계획 자체의 문제, 전력수급기본계획과 상위계획 간 정합성을 유지하는 과정에서 발생할 수 있는 문제를 논리적으로 설명하고, 현실적인 상황을 가정하여 그러한 문제들이 초래할 수 있는 사회적 비용의 규모를 추정함으로써, 향후 에너지 계획의 수립·집행과 관련한 개선방안의 논의에 실증적인 근거를 제시하고자 한다.

본 논문의 구성은 다음과 같다. 제Ⅱ장에서는 전력수급기본계획 자체의 문제로서, 전력수급기본계획이 미래의 불확실성에 대응하여 탄력적으로 수립·집행되지 못할 경우에 사회적 비용이 발생함을 논리적으로 설명하고, 현실적인 상황을 가정하여 사회적 비용의 규모를 추정한다. 미래의 불확실 요인으로는 미래의 전력수요와 온실가스 가격이

인 분석은 주로 전력수급기본계획의 수립 측면에 치중된 것으로서, 우리나라에서 최적 전원구성 대비 기저설비의 부족현상이 지속되는 근본적인 원인은 도매와 소매 단계의 전력요금구조의 왜곡에서 찾을 수 있을 것이다. 우선 도매단계에서 현행 CBP 제도하에서는 부족한 전원설비에 초과이윤이 발생하여 추가적인 설비투자에 대한 유인을 제공하는 방식으로의 가격기능이 원활히 작동하지 않고 있으며, 소매단계에서도 원가 이하의 요금으로 인하여 산업용 기저부하가 과도하여 지나치게 높은 부하율이 유지되고 있다. 도매단계에서 가격의 신호기능 부재가 기저설비에 대한 투자를 저해함과 동시에 소매단계에서의 요금 왜곡이 기저설비에 대한 필요를 증폭시킴으로써 최적 전원구성의 실패현상이 유지·확대되는 것이다.

6 국가에너지기본계획과 온실가스 감축 마스터플랜, 그리고 전력수급기본계획 등 실행계획들을 통합적으로 수립하려는 최근의 움직임은 그러한 노력의 일환이다.

분석대상으로 고려된다. 제Ⅲ장에서는 상위계획과의 정합성을 유지하려는 과정에서 전력수급기본계획의 수립이 왜곡될 수 있음을 설명하고, 그에 따른 사회적 비용의 잠재적인 규모를 추정한다. 미래의 전력수요 전망과 발전부문에 대한 온실가스 배출 감축목표량 설정이 상위계획과의 정합성 요소로 분석된다. 마지막으로 제Ⅳ장에서는 앞의 분석 결과를 요약하고 시사점을 제시한다.

Ⅱ. 전력수급기본계획과 미래의 불확실성⁷

본 장에서는 전력수급기본계획 자체의 문제로서, 전력수급기본계획이 미래의 불확실성에 대응하여 탄력적으로 수립·집행되지 못할 경우에 사회적 비용이 발생함을 논리적으로 설명하고, 현실적인 상황을 가정하여 모의실험을 통해 사회적 비용의 규모를 추정하였다. 미래의 불확실 요인으로는 미래의 전력수요와 온실가스 가격을 분석대상으로 설정하였다.

1. 미래 수요의 불확실성과 사회적 비용

가. 미래의 불확실성과 전력수요 예측의 오차

현재 전력수급기본계획은 전문기관인 한국전력거래소가 ① 15년에 걸친 중장기 전력수요와 최대전력을 예측하고 ② 수요예측에 따라 사회적 비용이 최소화되는 적정 발전설비규모와 적정 전원구성을 전산모형을 통해 도출하여 기준 설비계획을 수립한 후에 ③ 발전사업자의 건설의향, 폐지의향 조사와 지역별·전원별 건설의향 평가를 기준계획

7 본 논문의 Ⅱ장, Ⅲ장에서 수행된 모의실험은 2008년에 수립된 제4차 전력수급기본계획의 전력수요 예측과 전원별 비용구조에 기초한다. 익명의 검토자의 지적에 따라 2010년에 수립된 제5차 전력수급기본계획의 전력수요 예측과 전원별 비용구조에 따른 모의실험도 수행하였으나, 모의실험 결과에 큰 차이가 없고 Ⅲ장에서 논의되는 상위계획과의 정합성 문제가 2008년에 수립된 제4차 전력수급기본계획과 제1차 국가에너지기본계획을 분석대상으로 하고 있으므로, 분석대상의 일관성을 위해 본문에서는 제4차 전력수급기본계획에 기초한 모의실험 결과를 보이고, 〈보론 1〉에서 제4차 전력수급기본계획과 제5차 계획에 따른 모의실험 결과를 비교한다.

에 반영하여 발전 및 계통 설비계획을 수립하는 절차로 이루어진다. 이때 수요예측의 과정은 경제성장, 산업구조 전망, 전기요금, 가구 수, 가전기기, 업종별 부가가치 등 수요 예측 전제 설정 → 수요관리 전 전력수요량 및 최대수요 예측 → 부하관리, 효율 향상 등을 감안한 수요관리 목표량 설정 → 수요관리 후 전력수요량 및 최대수요 예측의 순서로 이루어진다. 수요관리 전 수요는 수요예측모형을 통해 도출되며, 실적연도까지만 수요관리를 시행하고 향후 추가적인 수요관리가 없었을 때의 수요 전망을 의미한다. 수요관리 후 수요는 수요관리 전 수요에서 전력기금을 통한 수요관리사업⁸의 효과를 차감한 전력수요로서, 대외적으로 발표하는 전력수급기본계획의 수요 전망이다. 최대전력은 예측된 전력수요량에 계절요인, 기상, 전력수요량에 대한 최대전력 탄력성 변화 등을 반영하여 예측된다. 2008년 제4차 전력수급기본계획을 수립하는 과정에서는 동년 8월에 수립된 제1차 국기본상의 목표수요를 반영하기 위해, 위에서 설명한 방식에 의해 도출된 수요관리 후 수요(‘기준수요’) 외에 기준수요에 전기요금체계의 합리화와 에너지이용합리화계획상의 에너지사용 효율개선효과를 감안한 ‘목표수요’를 전망하기도 하였다.

전력수급기본계획에서는 예측된 수요관리 후 수요에 기초하여 발전설비계획이 수립되는데, 수요 예측값과 실적값 사이에 오차가 발생하는 경우에는 그 성격상 건설기간이 짧은 LNG복합발전설비를 통해 오차에 대응하는 것이 일반적이다. 따라서 오차가 크게 발생하면, 적정 전원구성에서 벗어나 LNG복합발전으로 사후적으로 편의(bias)가 발생하여 전력공급비용이 상승하게 된다.

〈Table 1〉은 1995년 한전이 수립하였던 제3차 장기전력수급계획부터 2008년 제4차 전력수급기본계획까지 수요관리 후 최대전력 예측값과 실적값 사이의 오차를 정리하고 있다. 제3차 장기전력수급계획을 제외한 나머지 계획들은 대부분 수요관리 후 전력수요(최대전력)를 과소 예측하였으며, 예측기간이 단기에서 중기, 장기로 길어짐에 따라 오차의 규모가 크게 확대됨을 알 수 있다. 예를 들어 제5차 장기전력수급계획의 경우 일관되게 전력수요를 과소 예측하였으며, 장기 예측에 해당하는 2007~09년간에는 실적

8 수요관리의 최종적인 목표는 일시적으로 전력사용이 많은 여름철의 최대수요를 억제하고 전력사용량이 적은 심야시간대의 수요를 적정 수준으로 조성, 부하를 평준화하여 전원개발 투자규모를 축소 또는 지연시키고 설비용량을 향상시켜 전력수급의 안정을 도모하는 것이다. 전력수요관리사업 관리지침상 수요관리사업은 전력부하관리사업, 전력효율향상사업, 수요관리용자사업, 수요관리홍보사업, 수요관리평가사업으로 구분된다. 부하관리사업은 고객이 사용하는 전력부하의 크기를 관리하는 것으로서, 최대부하와 최소부하 간의 차이를 감소시켜 부하평준화를 도모하기 위한 제반 활동으로 최대수요 억제와 최대수요 이전의 두 가지 방식이 있다. 효율향상사업은 고효율기기 보급 지원, 절전정보 제공 등을 이용하여 전기의 이용효율을 제고하기 위한 제반 활동을 의미한다.

〈Table 1〉 (Peak) Demand Forecast Error of Each Demand-Supply Plan

		The 3rd plan on long-term development electric power resources (1995~2010)		The 4th plan on long-term development electric power resources (1998~2015)		The 4th plan on long-term development electric power resources (1999~2015)		The 1st basic plan on electricity demand and supply (2002~2015)		The 2nd basic plan on electricity demand and supply (2004~2017)		The 3rd basic plan on electricity demand and supply (2006~2020)		The 4th basic plan on electricity demand and supply (2008~2022)	
Year	Actual	Forecast(MW)	Error(%)	Forecast	Error	Forecast	Error	Forecast	Error	Forecast	Error	Forecast	Error	Forecast	Error
1996	32,282	32,603	+ 1.0												
1997	35,851	35,482	- 1.0												
1998	32,996	38,388	+ 16.3												
1999	37,293	41,032	+ 10.0	37,139	- 0.4										
2000	41,007	43,559	+ 6.2	39,498	- 3.7	39,509	- 3.7								
2001	43,125	46,115	+ 6.9	41,880	- 2.9	42,062	- 2.5								
2002	45,773	48,668	+ 6.3	44,764	- 2.2	44,696	- 2.4								
2003	47,385	51,099	+ 7.8	47,492	+ 0.2	47,103	- 0.6	48,124	+ 1.6						
2004	51,264	53,430	+ 4.2	50,114	- 2.2	49,505	- 3.4	50,193	- 2.1						
2005	54,631	55,666	+ 1.9	52,479	- 3.9	51,658	- 5.4	51,859	- 5.1	52,936	- 3.1				
2006	58,994	57,717	- 2.2	54,767	- 7.2	53,669	- 9.0	53,743	- 8.9	54,618	- 7.4				
2007	62,285	59,797	- 4.0	56,889	- 8.7	55,520	- 10.9	55,457	- 11.0	56,260	- 9.7	61,059	- 2.0		
2008	62,794	61,823	- 1.5	58,825	- 6.3	57,325	- 8.7	57,214	- 8.9	57,847	- 7.9	62,805	+ 0.0		
2009	66,797	63,776	- 4.5	60,521	- 9.4	59,078	- 11.6	58,933	- 11.8	59,278	- 11.3	62,987	- 5.7	67,226	+ 0.6
Demand Forecast Error(%)	short-term	1.0	short-term	2.3	short-term	2.8	short-term	2.9	short-term	6.7	short-term	2.6	short-term	0.6	
	mid-term	6.5	mid-term	2.2	mid-term	4.6	mid-term	10.1	mid-term	9.6	mid-term	-	mid-term	-	
	long-term	3.7	long-term	7.9	long-term	10.4	long-term	-	long-term	-	long-term	-	long-term	-	

(Because of an economic crisis, the data of 1998~99 were excluded)

Note: Short-term: 1~3 years, Mid-term: 4~7 years, Long-term: more than 8 years.
 Source: KEPCO, *The Plan on Long-Term Electricity Demand and Supply*,
 Ministry of Knowledge Economy, *The Basic Plan on Electricity Demand and Supply*.

값과의 차이가 평균 10.4%에 달하고 있다. 이와 같이 수요관리 후 최대전력의 예측값과 실적값 사이에 오차가 발생하는 이유는 무엇보다도 수요 전망 시 존재하는 미래의 불확실성에 기인하며, 그러한 가운데서도 대부분 과소 예측으로의 편이가 발생하는 주된 이유는 수요관리 후 전력수요를 예측함에 있어 수요관리량의 이중차감 문제가 존재하기 때문이다.

앞서 언급한 바와 같이, 수요관리 전 수요는 과거의 전력수요 실적을 이용하여 추정된다. 그런데 과거의 전력수요 실적에는 수요관리 실적이 포함되어 있다. 따라서 과거의 전력수요 실적을 이용하여 수요관리 전 수요를 추정한다 함은 과거의 전력수요 실적에 포함된 수요관리 순증분이 미래에도 그대로 유지될 것이라는 점을 내포하므로, 이미 수요관리 전 수요에 수요관리효과가 반영되게 된다. 수요관리 후 수요는 이와 같이 추정된 수요관리 전 수요에서 한전이 추정한 미래 수요관리량을 차감하여 추정하게 되는데, 만약 한전이 추정한 미래 수요관리량이 수요관리 전 수요에 내포되어 있는 수요관리량과 일부라도 중복되는 경우에는 이중차감의 문제가 발생한다. 한전이 수행하는 수요관리사업은 한 번 자금을 투입하면 수요관리효과가 지속적으로 발생하는 효율제고사업과 지속적으로 자금을 투입해야만 수요관리효과가 지속되는 부하관리사업이 혼재되어 있다. 따라서 한전이 추정한 미래 수요관리량과 수요관리 전 수요에 내포되어 있는 수요관리량 사이의 중복을 피하기 위해서는 과거 수요관리량 실적치와 미래 수요관리량 예측치를 효율제고사업으로 인한 부분과 부하관리사업으로 인한 부분으로 나누어 산정해야 한다. 그러나 현재 이러한 작업은 이루어지지 않고 있으며, 이에 따라 수요관리 후 수요 추정은 이중차감의 문제에 노출될 수밖에 없고 전력수요의 구조적인 과소 추정 문제가 발생하게 된다.

이중차감의 문제에 의해 전력수요가 구조적으로 과소 추정되는 경향이 있다는 사실은 수요관리 전후의 수요예측 오차율을 비교한 <Table 2>에서 뚜렷이 나타난다. <Table 2>를 보면 제3차 장기전력수급계획과 제4차 전력수급기본계획을 제외한 대부분의 수급계획에서 수요관리 후 수요의 예측 오차율이 수요관리 전 수요의 예측 오차율에 비해 상당히 크며 장기로 갈수록 오차율의 격차가 확대됨을 알 수 있다. 이는 수요관리량의 실적치에 비해 예측치가 과다하게 책정되었다는 것을 의미한다. 이러한 수요관리량 예측치의 과다 책정은 주로 이중차감의 문제로 인해 발생한다. 이와 같이 이중차감의 문제는 수요관리량 예측치의 과다 책정을 통해 수요관리 후 전력수요가 과소하게 추정되는 구조적인 원인으로 작용한다.⁹

〈Table 2〉 Comparison of (Peak) Demand Forecast Error of Each Demand-Supply Plan Before and After Demand Side Management

		Short-term	Mid-term	Long-term
The 3rd Long-Term Plan (1995)	Before	2.1	10.5	6.0
	After	1.0	6.5	3.7
The 4th Long-Term Plan (1998)	Before	0.9	2.7	1.7
	After	2.3	2.2	7.9
The 5th Long-Term Plan (1999)	Before	1.1	2.2	3.3
	After	2.8	4.6	10.4
The 1st Basic Plan (2002)	Before	2.1	3.9	
	After	2.9	10.1	
The 2nd Basic Plan (2004)	Before	2.5	2.8	
	After	6.7	9.6	
The 3rd Basic Plan (2006)	Before	1.1		
	After	2.6		
The 4th Basic Plan (2008)	Before	1.6		
	After	0.6		

Note: Short-term: 1~3 years, Mid-term: 4~7 years, Long-term: more than 8 years.

Source: KEPCO, *The Plan on Long-Term Electricity Demand and Supply*,

Ministry of Knowledge Economy, *The Basic Plan on Electricity Demand and Supply*.

나. 전력수요 예측 오차와 사회적 비용

사후적으로 발생하는 전력수요의 예측 오차는 최적 전원구성으로부터의 이탈을 초래하며, 이는 전력공급비용의 증가를 의미한다. 아래에서는 전력수요의 예측 오차로 인한 사회적 비용으로서 전력공급비용의 증가분을 추정하고자 한다. 분석의 전제는 다음과 같다.¹⁰

① 분석방법으로는 심사곡선(Screening Curve)¹¹과 부하지속곡선(Load Duration

- 9 수요관리 전 수요 또한 과소 추정되는 경향이 있었기 때문에 수요관리 후 수요의 과소 추정 문제가 전적으로 수요관리량의 이중차감 문제에서 비롯된다고 볼 수는 없으며, 추정모형상의 문제 또한 수요예측에서 과소 추정을 초래할 수 있다. 본 논문에서 설명하려는 것은 이중차감의 문제로 인해 수요관리 후 전력수요의 예측이 과소 추정으로의 편의를 지니게 된다는 점이다.
- 10 아래에서 명시하지 않은 경제성장 전망, 산업구조 전망, 전기요금, 가구 수, 가전기기, 업종별 부가가치 등 수요예측을 위한 전제와 전원별 보수일수, 등가고장정지율, 열소비율, 소내전력률 등 기술성 자료와 운전유지비, 연료비단가 등의 경제성 자료, 전원별 건설공사비, 연료원별 탄소배출비용 등은 제4차 전력수급기본계획 수립 당시의 전제를 사용하였다.

Curve)¹²을 이용하여 최적 전원구성을 산출하는 심사곡선법¹³을 이용하였다.

- ② 분석의 기준연도는 2020년이다.
- ③ 1년 8,760시간의 시간대별 전력수요는 2009년 실적 및 제4차 전력수급기본계획상의 2020년 예측치(전력소비량 494,527GWh, 최대전력 81,151MW)를 이용하여, P-Pool 모형¹⁴의 수요생성 모듈을 통해 생성하였다.
- ④ 원자력, 석탄, LNG복합의 전원별 고정비, 연료비 등 경제성 자료는 제4차 전력수급기본계획상의 수치를 적용하였다.
- ⑤ 기저설비 중 원자력발전은 부지계약 등을 감안하여 제4차 전력수급기본계획상의 설비규모 31,516MW 수준에서 고정시키고 추가 기저설비는 석탄화력발전으로 대응한다.
- ⑥ 전력수요 오차에 따른 신규 설비 확충의 필요는 발전소 건설공기를 감안하여 LNG복합발전설비로만 대응한다.
- ⑦ 부하율은 2009년 실적 부하율 74.1%를 적용하였으며, 예비율은 15%를 가정하였다.¹⁵

이상의 전제하에 장기 전력수요 예측의 오차율 실적(7.3%)과 제3차 및 제4차 전력수급기본계획의 2020년 예측 차이(약 13%)를 감안하여, 7%와 15% 과소 예측의 두 가지 시나리오를 설정하여 전력공급비용 증가분을 추정하였다.

먼저 제4차 전력수급기본계획 수립 시 이용된 전원별 비용 자료는 <Table 3>과 같다. 이를 이용하여 연간 8,760시간을 대상으로 전원별 이용률에 따른 총비용(천원/kW-연)을 비교하면 LNG복합발전의 경제적 이용률 분기점은 약 10%임을 알 수 있다(Figure 2의 상단 참조). 이에 따라 LNG복합발전의 경제적 운전구간과 부하지속곡선의 교차점

11 심사곡선은 각각 1kW의 설비용량을 갖는 원자력, 석탄화력, LNG복합화력 등의 발전설비에 대하여 이용률(Capacity Factor, %)에 따른 연간 총발전비용곡선을 나타낸다.

12 부하지속곡선은 대상 연도의 시간대별 실계통에서의 전력부하를 크기순으로 재배열하여 XY 좌표상에 도시한 그래프를 말한다.

13 심사곡선법은 어느 한 연도의 부하지속곡선을 대상으로 하여 각 발전설비의 연간 발전비용, 즉 연간 고정비와 변동비의 합계를 최소화하도록 설비구성을 결정하는 것을 말한다.

14 P-Pool 모형은 미국 P-Plus사에서 개발한 전력시장 시뮬레이션 모형으로서 국내 전력시장의 가격결정 메커니즘에 따라 계통한계가격을 결정하며, 전력수급기본계획 수립 시 에너지원별 발전량 산정에도 이용된다.

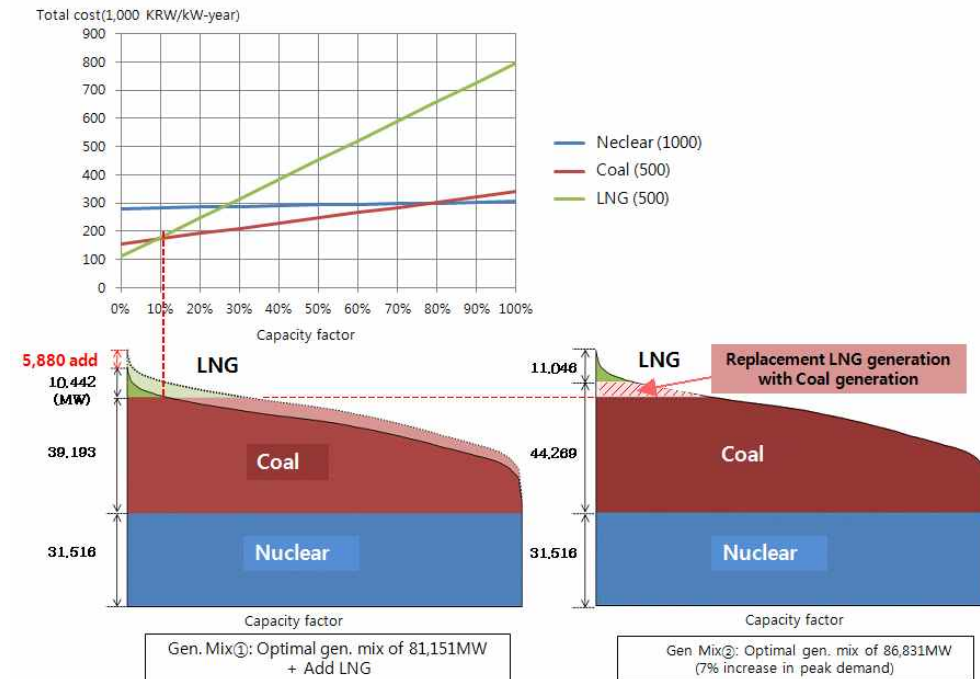
15 부하율은 수요예측 결과에 따라 변화하지만 변화폭은 크지 않을 것으로 예상되며, 적정 예비율 또한 계통규모 및 부하 특성 등에 따라 변화하지만 통상적으로 15% 내외를 적정 수준으로 가정한다.

〈Table 3〉 Generation Cost Structure by Fuel Type (based on the 4th Basic Plan)

Fuel type	Variable cost (fuel cost)	Fixed cost (annual annuity)				
		Construction costs	Discount rate	Durable periods	O&M cost	Annual cost
	KRW/kWh	1,000KRW/kW	%	Year	1,000KRW/kW -month	1,000KRW//kW -year
LNG(500MW)	77.64	741	7.5	30	3.16	106
Coal(500MW)	21.55	1,145	7.5	30	3.36	145
Nuclear(1000MW)	3.12	2,122	7.5	40	6.65	263

Note: Fixed cost was calculated assuming that total construction costs are withdrawn equally every year.

[Figure 2] Deviation from Optimal Generation Mix Due to Demand forecast Error(7%)



구하면,¹⁶ 2020년 최대전력 예측치 81,151MW에 대한 최적 LNG복합발전설비 규모는 10,442MW로 산정되고, 석탄화력발전설비와 원자력발전설비는 각각 39,193MW와 31,516MW를 차지하게 된다.

16 제 II 장에서 P-Pool 모형을 통한 부하지속곡선의 생성과 LNG복합발전의 경제적 운전구간과 부하지속곡선의 교차점 산정은 한국전력거래소의 협조를 받았음을 밝힌다.

〈Table 4〉 Increase of Annual Generation Cost Due to Demand Forecast Error(7%)

	Generation Mix	Capacity (MW)	Power Generation (GWh)	Annual Generation Cost (100 million KRW)		
				Fixed Cost	Variable Cost	Total
Generation Mix ①	Nuclear	31,516	276,837	82,876	8,632	91,508
	Coal	39,193	289,352	56,919	62,365	119,284
	LNG	16,122	11,036	17,059	8,568	25,627
	Total	86,831	577,225	156,854	79,565	236,420
Generation Mix ②	Nuclear	31,516	276,837	82,876	8,632	91,508
	Coal	44,269	298,010	64,290	64,231	128,521
	LNG	11,046	2,379	11,688	1,847	13,535
	Total	86,831	577,225	158,855	74,710	233,565

Note: In the annual generation cost, the fixed cost of each energy resource was calculated by multiplying the annual cost of each energy resource of 〈Table 3〉 by the amount of capacity. The variable cost was calculated by multiplying the variable cost of each energy resource of 〈Table 3〉 by the amount of power generation.

이제 2020년 최대전력 실적치가 예측치보다 7%(5,680MW) 증가한 86,831MW로 실현 되는 경우를 상정하자. 이러한 예측 오차에 사후적으로 대응하기 위해서는 5,680MW의 LNG복합발전이 추가로 확충되어야 하므로 LNG복합발전설비는 16,122MW가 된다. 만약 2020년 최대전력이 사전에 86,831MW로 예측되었더라면, 최적 전원구성에서 LNG복합발전설비의 규모는 11,046MW로서 최대전력 예측치가 81,151MW일 경우보다 604MW 증가하는 데에 그치며, 5,680MW에서 604MW를 제외한 나머지 5,076MW는 석탄화력발전설비로 확충되었을 것이다.

이와 같이 7%의 전력수요 예측 오차가 발생하는 경우 사후적으로 5,076MW만큼 LNG 복합발전설비가 석탄화력발전설비를 대체하게 되고, 부족한 석탄화력발전설비를 대신 하여 LNG복합발전설비가 경제적 운전구간을 벗어나 발전을 하게 됨에 따라 전력공급 비용이 증가하게 된다. 〈Table 4〉는 7%의 전력수요 예측 오차에 따른 적정 전원구성과 전원별 최적 발전량으로부터의 이탈, 그리고 이에 따른 연간 전력공급비용의 변화를 정리하고 있다. 7%의 전력수요 예측 오차가 발생하여 이를 LNG복합발전설비로 대응하는 경우 8,657GWh의 발전량이 석탄화력발전에서 LNG복합발전으로 대체되고 이에 따라 연간 발전비용은 약 2,855억원(1.22%) 증가한다.¹⁷

2020년 최대전력 실적치가 예측치보다 15% 증가하는 경우도 위와 동일한 방식으로

〈Table 5〉 Increase of Annual Generation Cost Due to Demand Forecast Error(15%)

	Generation Mix	Capacity (MW)	Power Generation (GWh)	Annual Generation Cost (100 million KRW)		
				Fixed Cost	Variable Cost	Total
Generation Mix ①	Nuclear	31,516	276,837	82,876	8,632	91,508
	Coal	39,193	311,759	56,919	67,194	124,113
	LNG	22,615	31,786	23,928	24,679	48,607
	Total	93,324	620,382	163,723	100,505	264,229
Generation Mix ②	Nuclear	31,516	276,837	82,876	8,632	91,508
	Coal	49,935	340,989	72,519	73,494	146,014
	LNG	11,873	2,556	12,563	1,985	14,547
	Total	93,324	620,382	167,958	84,111	252,069

Note: In the annual generation cost, the fixed cost of each energy resource was calculated by multiplying the annual cost of each energy resource of 〈Table 3〉 by the amount of capacity. The variable cost was calculated by multiplying the variable cost of each energy resource of 〈Table 3〉 by the amount of power generation.

연간 발전비용의 증가분을 산정할 수 있다. 15%의 전력수요 예측 오차가 발생하는 경우 사후적으로 10,742MW가 석탄화력발전설비에서 LNG복합발전설비로 대체되고 29,230GWh의 발전량이 석탄화력발전에서 LNG복합발전으로 대체된다. 이에 따라 연간 발전비용은 약 1조 2,160억원(4.82%) 증가하는 것으로 산정되었다.

2. 미래 탄소가격의 불확실성과 사회적 비용

현재 한국전력거래소는 전산모형을 통해 전력수요에 따른 적정 설비규모와 전원구성을 도출함에 있어, 경제성 기준 외에 공급신뢰도(Loss of Load Probability: LOLP)와 탄소배출비용도 반영하고 있다. 현재 한국전력거래소에서 사용하고 있는 전산모형인 WASP¹⁸는 탄소배출비용을 직접 입력하는 것이 불가하므로, 탄소배출비용은 전원별 탄소배출량계수를

17 본 논문에서 연간발전비용의 증가분을 통한 사회적 비용의 추정은 연간발전비용의 증가에 따른 전력수요 변화를 고려하지 않은 것으로서, 사회적 비용이 과다하게 추정되는 문제가 존재한다. 그러나 가격 변화에 전력수요가 비탄력적으로 반응한다는 통상적인 인식을 전제한다면, 과다 추정의 문제는 그다지 심각하지 않을 수 있다.

18 WASP 전산모형은 주어진 신뢰도 조건인 LOLP를 만족하는 가운데 비용 최소화된 연도별 발전소 건설계획을 수립하기 위한 모형이다. 우리나라는 1977년 국제원자력기구인 IAEA에서 수정 개발한 WASP II를 도입하여 전원개발계획, 전력수급기본계획 수립 시 주요 전산모형으로 사용하고 있다.

〈Table 6〉 Procedure of Reflecting GHG Emission Cost to Fuel Cost

	Coal(500MW)	LNG(500MW)	Remarks
Carbon Emission unit Price(KRW/C-kg)	117		a
Carbon Emission Factor (1,000ton-C/1,000ton)	0.6088	0.7545	b
Heating Value Factor(kcal/kg)	5,873	13,032	c
Carbon Emission Cost(KRW/Gcal)	12,128	6,774	$d=a \times b \div c \times 106$
Heat Rate(kcal/kWh)	2,061	1,636	e
Rate of loss-of-site power(%)	4.3	1.1	f
Increment of Fuel Cost(KRW/kWh)	26.12	11.21	$g=d \times e \div (1-(f/100)) \div 106$

Note: Carbon emission unit price(KRW/C-kg): 32,000KRW/CO₂ton = 117,333KRW/Cton = 117KRW/C-kg
 Source: Internal Data of Korea Power Exchange.

감안하여 발열량단가에 합산하는 방식으로 반영되고 있다. 예를 들어 제4차 전력수급기본계획에서 탄소배출비용을 32,000원/CO₂톤으로 하여 이를 발열량단가를 거쳐 연료비에 반영한 과정은 〈Table 6〉과 같다.

적정 설비규모와 전원구성을 도출함에 있어, 위와 같이 전원별 연료비를 변경시키는 방식으로 탄소배출비용을 반영하는 경우에는 미래 탄소배출비용의 불확실성으로 인해 사후적으로 적정 전원구성이 변화하여 연간 발전비용(배출비용 포함)이 상승할 수 있다. 본 논문에서는 미래 탄소배출비용의 불확실성에 따른 연간 발전비용(배출비용 포함)의 변화분을 산정하기 위해 다음의 세 가지 시나리오를 설정하였다.

- ① 시나리오 1: 탄소배출비용 미적용
- ② 시나리오 2: 32,000원/CO₂톤(제4차 전력수급기본계획에 적용된 탄소배출비용)
- ③ 시나리오 3: 50,000원/CO₂톤(국가 온실가스 감축목표 설정 시 BAU(Business as Usual) 대비 27% 감축안에 적용된 한계저감비용)

제4차 전력수급기본계획에서 탄소배출비용을 반영한 방법과 동일하게 시나리오별 탄소배출비용을 연료비에 반영한 전원별 비용구조는 〈Table 7〉과 같다.

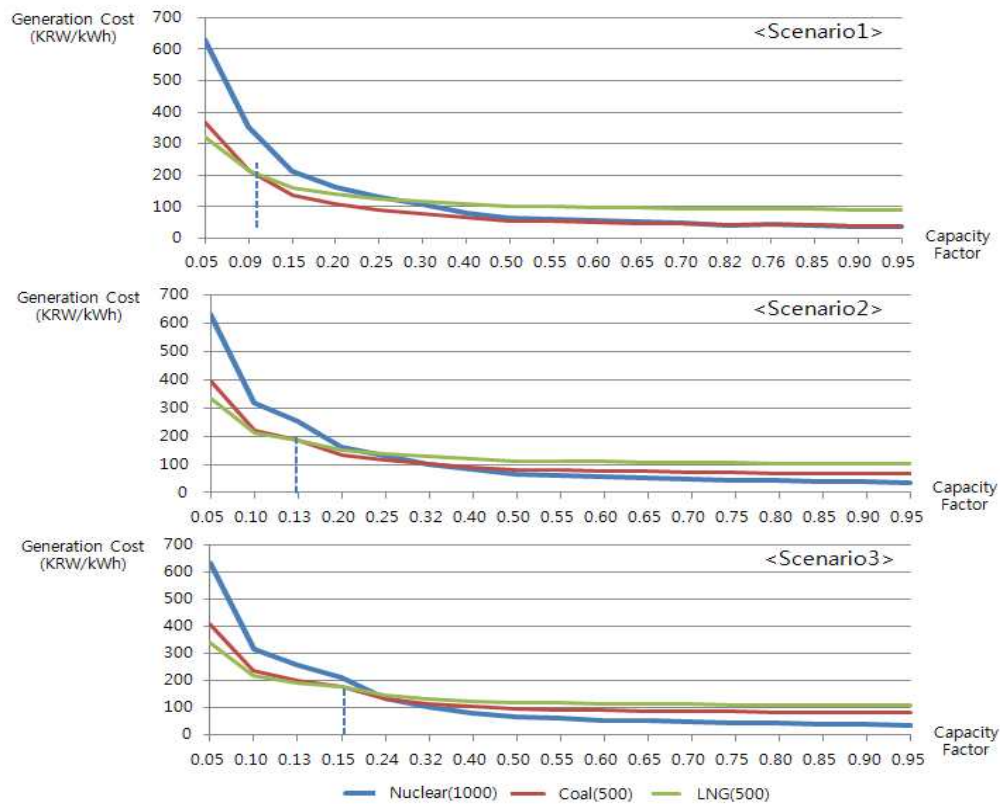
[Figure 3]은 시나리오별로 이용률에 따른 전원별 발전원가를 나타내고 있다. 그림으로부터 LNG복합발전이 경제성을 가지는 이용률 분기점이 탄소배출비용을 반영하지 않았을 경우에는 약 9%이며, 32,000원/CO₂톤과 50,000원/CO₂톤으로 탄소배출비용이 증가함에 따라 13%, 16%로 증가함을 알 수 있다.

〈Table 7〉 Generation Cost Structure by Fuel Type After Reflecting GHG Emission Cost

	Coal(500MW)			LNG(500MW)		
	Scenario1	Scenario2	Scenario3	Scenario1	Scenario2	Scenario3
Annual fixed cost(KRW/kW-year)	145			106		
Actual fuel cost(KRW/kWh)	21,55			77,64		
Carbon emission cost(KRW/kWh)	-	26,12	40,86	-	11,21	17,53
Total fuel cost(KRW/kWh)	21,55	47,67	62,41	77,64	88,85	95,17

Note: Numbers were calculated based on the 4th Basic Plan on Electricity Demand and Supply.

[Figure 3] Power Generation Cost with Capacity Factor of Each Scenario



[Figure 3]의 발전단가 그래프는 시나리오별 심사곡선상에서 표시되는 총비용을 운전 시간(이용률)으로 나누는 것으로서, 심사곡선과 동일하게 전원별 경제적 운전구간을 도출한다. 따라서 [Figure 2]에서와 마찬가지로, 2020년 최대전력 예측값이 주어진 상태에서

〈Table 8〉 Adequate Facility Capacity, Amount of CO₂ Emission and Annual Cost by Scenario

(Unit: MW, million CO₂-ton, 100 million KRW)

		Capacity	Fixed Cost	Fuel Cost	Generation Cost (①)	Emission Amount	Emission Cost (②)	Total Cost (①+②)
Scenario1	Nuclear	31,516	86,872	8,632	95,504	-	-	-
	Coal	39,311	59,655	56,125	115,781	203.9	-	-
	LNG	10,324	11,045	1,726	12,771	0.8	-	-
	Total	81,151	157,573	66,484	224,057	204.7	-	-
Scenario2	Nuclear	31,516	86,872	8,632	95,504	-	-	95,504
	Coal	38,509	58,439	55,952	114,391	203.3	65,062	179,453
	LNG	11,126	11,903	2,350	14,253	1.1	336	14,589
	Total	81,151	157,214	66,935	224,149	204.4	65,398	289,547
Scenario3	Nuclear	31,516	86,872	8,632	95,504	-	-	95,504
	Coal	37,653	57,140	55,718	112,858	202.5	101,233	214,091
	LNG	11,982	12,819	3,194	16,013	1.4	714	16,727
	Total	81,151	156,831	67,544	224,375	203.9	101,948	326,322

원자력발전설비의 경우 물리적인 제약을 감안하여 설비용량을 고정하고, LNG복합화력의 경제적 운전구간과 2020년의 부하지속곡선의 교차점을 구하면 석탄화력발전과 LNG복합발전의 적정 설비용량을 구할 수 있다. 2020년의 전력수요량 예측값이 주어진 상태에서 전원별 설비용량이 정해지면 전원별 발전량이 계산된다. 전원별 설비용량과 발전량이 계산되면, 전원별 연간 고정비는 〈Table 7〉의 전원별 연금액에 설비용량을 곱하여 산정되며, 전원별 변동비는 〈Table 7〉의 탄소배출비용을 반영한 연료비에 발전량을 곱하여 산정된다. 마지막으로 전원별 CO₂ 배출량은 전원별 발전량에 전원별 원단위 배출량을 곱하여 산정된다. 〈Table 8〉은 시나리오별로 2020년의 원자력발전, 석탄화력발전, LNG복합발전의 적정 설비용량과 연간 발전량, 연간 고정비, 연간 변동비, 연간 CO₂ 배출량과 CO₂ 배출비용을 정리하고 있다.

탄소배출비용이 반영됨에 따라 적정 전원구성에서 석탄화력발전설비의 용량이 감소하고 이를 LNG복합발전설비가 대체한다. 그러나 32,000원/CO₂톤의 탄소배출비용을 반영할 때 대체규모는 802MW이며, 탄소배출비용을 50,000원/CO₂톤으로 증가시키는 경우에도 대체규모는 1,658MW에 불과하다. 이와 같이 탄소배출비용을 크게 변화시켜도 전원구성이 유의미하게 변하지 않는 이유는, 〈Table 7〉에서 나타난 바와 같이, 우리나라의 경우 석탄화력발전과 LNG복합발전의 경제성 차이가 매우 크기 때문이다. 탄소배출비용의 변화에 따른 적정 전원구성의 변화가 크지 않다는 사실로부터 미래 CO₂ 가격의

〈Table 9〉 Social Cost Due to Forecast Error of Future CO₂ Price

(Unit: 100 million KRW)

Carbon Emission Cost (KRW/CO ₂ ton)		Actual		
		0	32,000	50,000
Forecast	0	0	20	94
	32,000	92	0	11
	50,000	318	74	0

불확실성이 사후적으로 초래할 수 있는 사회적 비용이 크지 않음을 알 수 있다. 〈Table 9〉는 미래 단위당 탄소배출비용(원/CO₂톤)이 0원, 32,000원, 또는 50,000원으로 실현되는 각각의 경우에 탄소배출비용의 예측값에 오차가 존재하여 발생할 수 있는 연간 발전비용과 배출비용 합계의 증가분을 정리하고 있다. 제4차 전력수급기본계획에서와 같이 32,000원/CO₂톤의 탄소배출비용을 가정하여 2020년 전원구성을 도출하였을 때, 설령 2020년의 탄소배출비용이 50,000원/CO₂톤으로 실현되더라도 적정 전원구성으로부터 이탈하여 발생하는 사회적 비용은 11억원에 불과하다. 이와 같이 우리나라의 경우에는 전원별 경제성에 큰 차이가 존재한다는 특성을 지남에 따라, 미래 CO₂ 가격의 불확실성이 초래할 수 있는 잠재적인 사회적 비용의 크기는 매우 작은 수준이다.

Ⅲ. 상위계획과 전력수급기본계획의 정합성

본 장에서는 상위계획과의 정합성을 유지하려는 과정에서 전력수급기본계획의 수립이 왜곡될 수 있음을 설명하고, 모의실험을 통해 왜곡에 따른 사회적 비용의 잠재적인 규모를 추정한다.¹⁹ 상위계획으로는 에너지기본계획과 온실가스 감축 마스터플랜을 상

¹⁹ 상위계획과 전력수급기본계획 간의 정합성을 유지하려는 과정에서 비롯되는 잠재적인 사회적 비용 외에도 상위계획 자체의 불안정성도 하위계획의 안정성 및 신뢰성을 훼손함으로써 추가적인 사회적 비용을 초래할 수 있다. 예를 들어 온실가스 감축 마스터플랜의 부문계획인 ‘에너지·산업부문 온실가스 감축 마스터플랜’의 수립과정에서 산정된 온실가스 배출량, 에너지 소비, 발전원별 발전량 비중의 BAU는 불과 1~2년 전에 수립되었던 제1차 국기본, 온실가스 중기 감축목표, 제4차 전력수급기본계획상의 BAU와 상당히 괴리되어, 전망의 안정성 및 목표 수립의 현실성에서 상당한 우려를 초래하고 있다. 상위계획의 불안정성과 관련한 구체적인 수치에 대해서는 이수일·김창섭(2010), pp.250~254를 참조하시오.

정하였으며, 미래의 전력수요 전망과 발전부문에 대한 온실가스 배출 감축목표량 설정을 상위계획과의 정합성 요소로 분석하였다.

1. 에너지기본계획과 전력 수급기본계획의 정합성

가. 정합성 확보 노력

2008년에 수립된 제1차 국가에너지기본계획에서는 미래 전력수요를 ‘기준수요’와 ‘목표수요’로 나누어 전망하였다. 기준수요는 BAU를 가정한 에너지 수요 전망으로서, 전력산업기반기금을 통한 수요관리사업도 기존 제도의 효과로 간주한다는 점에서 전력수급기본계획의 수요관리 후 수요와 유사한 개념이다. 반면, 목표수요는 2030년까지 에너지원단위 목표 등 정책목표·비전을 달성할 것을 가정하여 전망한 전력수요이다.

2008년 제4차 전력수급기본계획을 확정·공고하기 이전 전력수급기본계획(안)의 수요관리 후 수요 전망은 국기본 기준수요와 2020년 기준 0.2%의 편차가 존재하며, 국기본 목표수요와는 8.5%의 편차가 존재하였다(Table 10 참조).

상위계획인 국기본과 전력수급기본계획 간의 정합성을 유지하기 위해 국기본 목표안과의 전력소비량 편차를 모두 조정하는 경우, 전력소비량 1% 하락 시 최대전력이 약 100만kW 하락함을 감안하면, 최대전력은 약 850만kW 감소한다. 그런데 하향 조정된 최대전력에 맞춰 발전 설비계획을 다시 수립하는 경우에는 전력수급에 차질이 발생할 수 있다. 반면, 전력수급기본계획(안)의 발전설비계획을 유지하는 경우에는, 국기본의 목표수요가 실현되는 경우에 설비에비율이 현행보다 크게 상승하게 되므로 과잉설비는 비판이 제기될 수 있다.

최종적으로 제4차 전력수급기본계획에서 국기본과의 수요 편차를 조정하는 방식은 다음과 같다. 발전 및 계통 설비계획에서는 공급신뢰도 기준하의 비용 최소화 기준에 의해 도출되는 적정 설비용량 외에 과거 LNG 발전소 건설 취소 및 준공 지연 등으로 인한 준공이행률을 감안하여 추가 설비용량을 도출하고 적정 설비용량과 추가 설비용량을 더하여 필요 설비용량을 도출한다. 이때 목표수요에 의해 도출된 필요설비용량은 확정 설비로 발전설비계획에 반영하고 목표수요와 기준수요(한국전력거래소가 자체적으로 예측한 수요관리 후 수요) 적용 시 설비계획 간 용량 차이는 전력수요 변동 등에

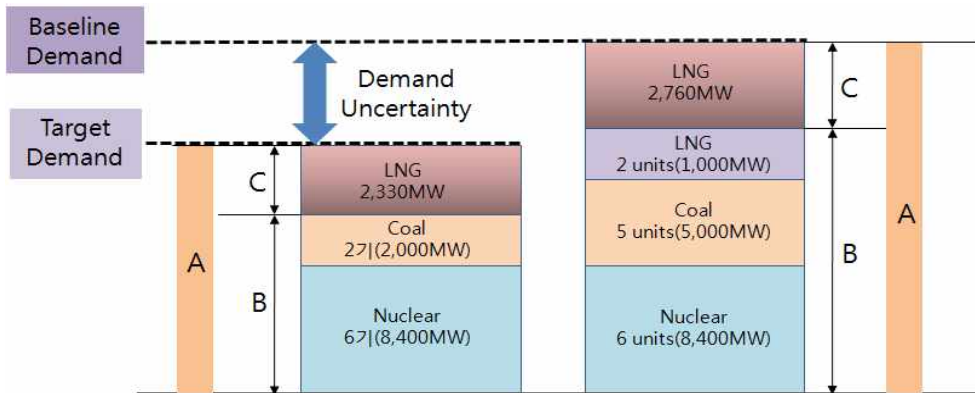
<Table 10> Power Demand Forecast of the 4th Basic Plan on Electricity Demand and Supply and National Energy Basic Plan

(Unit: GWh)

		2010	2020
Basic Plan on Electricity Demand and Supply	Demand Before Demand Side Management	429,811	544,593
	Demand After Demand Side Management	425,764	511,711
National Energy Basic Plan	Baseline Demand	404,650	510,464
	Target Demand	-	471,709
Deviation (Basic Plan on Electricity Demand and Supply - National Energy Basic Plan)	Before Demand Side Management-Baseline Demand	6.2%	6.7%
	After Demand Side Management-Baseline Demand	5.2%	0.2%
	After Demand Side Management-Target Demand	-	8.5%

Source: Korea Power Exchange (2008), The 4th Basic Plan of Electricity Demand and Supply(draft); National Energy Council(2008), The 1st National Energy Basic Plan.

[Figure 4] Overview of Generation Capacity Expansion Plan of the 4th Basic Plan on Electricity Demand and Supply



Note: A, B, C refer to capacity needs, adequate capacity, and reserve capacity, respectively.

Source: Ministry of Knowledge Economy(2008), The 4th Basic Plan on Electricity Demand and Supply.

대비하여 공급안정성 확보를 위한 불확실 대응설비로 반영하되, 불확실 대응설비에 대해서는 수급여건을 고려하여 발전사업의 허가 여부를 결정하고 준공시기를 조정한다 (Figure 4 참조).

나. 정합성 확보 노력에 따른 사회적 비용²⁰

제4차 전력수급기본계획의 수립 당시 한국전력거래소는 제1차 국기본과의 정합성을 확보하면서 공급의 안정성을 담보하기 위해, 국기본의 목표수요에 의해 도출된 필요설비용량만을 확정설비로 하고 목표수요와 기준수요에 대응하는 전원별 설비용량 차이는 불확실 대응설비로 분류하였다. 불확실 대응설비는 그 성격상 건설기간이 짧은 LNG복합발전설비여야 하지만, 목표수요와 기준수요 간 차이가 클 경우에는 석탄화력발전설비도 불확실 대응설비에 포함될 가능성이 높다. 실제로 제4차 전력수급기본계획에서는 2,760MW의 LNG복합발전설비 외에 2,600MW의 석탄화력발전설비가 불확실 대응설비로 분류된 바 있다.

전력수급기본계획을 수립한 이후 향후 전력수요가 기준수요대로 실현될 것으로 전망되어 불확실 대응설비를 적기에 인·허가하고 적기에 준공할 경우에는 결과적으로 기준수요에서의 적정 전원구성과 동일한 전원구성을 달성하게 되어 사회적 비용은 발생하지 않는다. 그러나 불확실 대응설비로 분류된 석탄화력발전설비는 장기간의 건설기간으로 인해 의사결정이 빨리 이루어져야 하나, 향후 약 8년 후의 전력수요를 전망하여 추진 여부를 결정하는 것은 용이하지 않으며, ‘불확실 대응설비’라는 이름으로 인해 건설이 지연 또는 유보될 가능성이 높다.

따라서 불확실 대응설비 가운데 석탄화력발전설비를 적기에 추진하지 못하여 단기적으로 LNG복합발전설비로 대응하게 되면 사회적 비용이 발생한다. 이때 사회적 비용의 규모는 한국전력거래소의 전력수요 예측에 오차가 발생하는 경우에 초래되는 사회적 비용 산정과 동일한 분석방법을 적용하여 산정할 수 있다. 예를 들어 기준수요와 목표수요 간 최대전력 차이를 7%로 가정하고 향후 전력수요가 기준수요대로 실현될 경우 2020년에 발생하는 잠재적인 사회적 비용은 <Table 4>와 동일하게 산정된다. 이때 전체 불확실 대응설비규모는 <Table 4>의 추가 설비용량 5,680MW이며, 이 가운데 석탄화력발전설비용량은 5,076MW(전원구성 ②의 석탄용량-전원구성 ①의 석탄용량)이며, LNG복합발전설비용량은 604MW(전원구성 ②의 LNG용량-전원구성 ①의 LNG용량)이다. 따라서 석탄화력발전설비용량 5,076MW를 적기에 추진하지 못하고 단기적으로

²⁰ 국기본과의 정합성을 유지하려는 노력에서 발생하는 문제에 초점을 두어, 본 항에서는 전력수급기본계획 수립 시 자체적으로 발생하는 수요예측 오차는 없다고 가정하고 분석을 진행한다.

LNG복합발전설비로 대응하는 경우 2020년에 약 2,860억원의 사회적 비용이 발생하는 것으로 산정된다. 기준수요와 목표수요 간 최대전력 차이를 15%로 가정하는 경우에는 <Table 5>의 산정방법에 따라 약 1조 2,160억원의 사회적 비용을 산출할 수 있다.²¹

2. 온실가스 감축 마스터플랜과 전력수급기본계획의 정합성

가. 정합성 확보 노력

2010년 에너지부문의 계획 수립 일정에 따르면, 온실가스 감축 마스터플랜이 9월로 가장 빠르고 제2차 에너지기본계획과 제5차 전력수급기본계획은 12월로 예정되어 있었다.²² 온실가스 감축 마스터플랜과 제2차 국기본은 주요 내용을 공유한다. 두 계획 모두 에너지 수요와 관련해서는 BAU 전망, 에너지 수요 전망, 온실가스 감축목표를 포함하고, 에너지 공급과 관련해서는 발전원별 비중, 신재생·석유의 목표치 등을 제시한다. 이에 따라 온실가스 감축 마스터플랜과 제5차 전력수급기본계획 간에는 <Table 11>에 정리된 정합성 요소들이 존재한다.

전력수급기본계획 실무를 담당하는 한국전력거래소는 정합성 확보방안을 마련하기 위한 정책목표 간 우선순위를 ① 전력수급 안정성, ② 감축목표 달성, ③ 기저전원 확충으로 설정하였다. 이러한 우선순위에 따라 한국전력거래소가 마련한 정합성 확보방안은 다음과 같다.

우선 전력수요와 관련해서는 마스터플랜의 기준수요량과 목표수요량을 그대로 채택하여 발표하되, 기준 설비계획 수립을 위한 전력수요는 마스터플랜의 기준수요와 목표

²¹ 이러한 사회적 비용은, 비록 상위계획은 아니지만 2012년부터 실시 예정인 신재생에너지 공급의무화(Renewable Portfolio Standard: RPS) 제도에서 정하는 신재생에너지 발전량 비중을 전력수급기본계획에 반영하는 과정에서도 동일하게 발생할 수 있다. 「신에너지및재생에너지개발·이용·보급촉진법」 시행령 [별표 3]에 따르면, 연도별 의무공급량의 비율은 2012년 2%에서 점진적으로 증가하여 2022년 이후에는 10%로 규정되어 있다. 그런데 신재생에너지의 연도별 의무공급량이 과도하게 설정되고 이것이 전력수급기본계획에 그대로 반영되어 사후적으로 용량 부족이 우려되는 상황이 발생하는 경우에는 본문과 동일한 경로를 통해 사회적 비용이 발생하게 된다. 이미 제3차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획에서는 제2차 기본계획의 문제점 가운데 하나로 과도한 보급목표 설정을 지적하고 있다.

²² 제5차 전력수급기본계획은 예정대로 2010년 12월에 수립되었으나, 온실가스 감축 마스터플랜과 제2차 국기본은 2011년 4월경으로 수립 일정이 연기되었다가 일본 원전사태가 발생하면서 현재 논의가 전면 중단된 상태이다.

〈Table 11〉 Consistency Factor

	Power demand	GHG emission amount
BAU of power sector	① Baseline demand	② Baseline GHG emission amount (Generation amount of each energy resource)
Target of power sector	③ Target demand	④ Target GHG Emission Amount (Generation amount of each energy resource)

수요 가운데 한국전력거래소의 자체 전력수요 예측과 가장 가까운 것을 채택한다. 온실가스 기준 배출량은 제4차 전력수급기본계획 대비 증가하는 전력수요에 대응하여, 원자력발전설비는 물리적인 제약을 감안하여 신규투입이 없다고 하고, 석탄 및 LNG복합발전설비를 제4차 전력수급기본계획상의 상대적인 비중으로 추가 확충하는 경우의 온실가스 배출량으로 산정한다.²³ 마지막으로 온실가스 목표 배출량은 마스터플랜의 목표수요를 적용하여 산정하고, 목표 배출량을 만족하는 전원구성 시나리오를 기준 설비계획으로 설정하되, 목표 배출량을 만족하는 전원믹스 시나리오가 없는 경우에는 석탄 CCS 기술을 최소 수준까지 투입하여 목표를 만족시키는 시나리오를 선정한다. 다만, 제5차 전력수급기본계획의 최종 발전설비계획 규모는 전력수급의 안정성을 최우선적으로 고려하여, 공급신뢰도 기준 조정 및 불확실 요인을 감안한 연도별 최소 설비예비율 설정을 통해 한국전력거래소의 자체 전력수요에서 도출되는 설비규모와 동일한 설비규모를 확보하기로 하였다.

나. 정합성 확보 노력에 따른 사회적 비용

온실가스 감축 마스터플랜과 제5차 전력수급기본계획 간 정합성 요소는 전력수요와 온실가스 배출량으로 구성되며, 각 구성요소별로 정합성을 확보하기 위해 노력하는 과정에서 사회적 비용이 초래될 수 있다. 전력수요의 측면에서 상위계획과 전력수급기본계획 간 정합성을 추구하는 가운데 발생할 수 있는 사회적 비용은 이미 앞에서 분석하였다. 따라서 본 항에서는 온실가스 배출량에 초점을 맞추어 상위계획에서 온실가스 배출 감축목표량이 과다하게 설정되는 경우에 발생할 수 있는 사회적 비용을 산정하고자 한다.

온실가스 배출 감축목표량은 목표수요가 전제된 상태에서 전원별 발전량 및 발전

²³ 이에 대해서는 한국전력거래소와 마스터플랜을 수립하는 에너지경제연구원 사이에 이미 합의된 상태이다.

〈Table 12〉 GHG Emission Factor of Each Energy Resource (as of 2008)

	Anthracite	Bituminous	Heavy Oil	GT	CCGT
Emission Factor (CO ₂ ton/MWh)	1.0176	0.9503	0.7707	0.5740	0.4037

Source: The Korean Federation of Science and Technology Societies(2010), 〈Table 4〉.

〈Table 13〉 Change of Fuel Cost of Each Energy Resource

(Unit: KRW/kWh)

Period	Nuclear	Bituminous	Anthracite	Oil	LNG
2009	3.21	44.55	70.15	138.94	112.72
2008	3.1	32.27	73.62	156.29	121.92
2007	3.09	20.31	60.52	98.42	82.89
2006	3.14	19.71	59.86	96.83	82.1
2005	3.22	21.33	54.4	78.03	68.11
2004	3.26	19.46	49.35	66.88	61.02
2003	3.38	12.72	48.83	63.67	58.91
2002	3.54	14.5	44.52	53.18	54.92
2001	3.54	14.59	46.78	56.97	63.31

Source: Electric Power Statistics Information System (EPSIS), <http://epsis.kpx.or.kr/>

비중을 정하는 문제이다. 따라서 2020년까지 추가 건설될 원자력발전설비용량이 확정적이라는 점과 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획과 RPS 제도를 통해 신재생에너지의 발전량 및 발전 비중이 정해진다는 점을 감안하면, 조정이 가능한 영역은 석탄화력발전과 LNG복합발전의 상대적인 발전량이다.

〈Table 12〉는 2008년 기준 우리나라의 발전원별 이산화탄소 배출계수를 정리하고 있다. LNG복합발전의 이산화탄소 배출계수는 0.4037 CO₂톤/MWh로서, 석탄화력발전의 주종인 유연탄발전 배출계수의 42%에 불과하다. 반면, 2009년 기준 LNG복합발전의 연료비 원가는 1kWh당 112.72원으로 석탄화력발전의 연료비 원가(44.55원/kWh)에 비해 3배 가까이 높아 경제성에서 열등하다(Table 13 참조).

가정·난방용 천연가스에 대한 교차보조로 인해 발전용 천연가스의 가격이 원가보다 높게 책정되고 있다는 점과,²⁴ 효율 향상의 측면에서 LNG복합발전이 석탄화력발전

24 현재 한국가스공사(주)는 용도별로 천연가스 도매가격을 책정함에 있어 도매가격의 약 90%를 차지하는 연료비의 경우에는 용도별 소비 특성에 따른 LNG 도입비용의 차이를 고려하지 않는다. 2008년 기준으로 동고하저의 소비 특성이 매우 강한 가정·난방용 소비의 TDR(Turn Down Ratio: 월별 최고수

비해 기술발전의 속도가 매우 빠르다는 점,²⁵ 그리고 향후 탄소배출에 따른 비용이 부과될 것이라는 점 등을 감안하면 미래에 석탄화력발전과 LNG복합발전 간 경제성 격차가 감소할 가능성은 충분히 존재한다. 그러나 향후 가정·난방용 천연가스에 대한 발전용 천연가스의 교차보조 해소 여부는 상당히 불확실하며, 교차보조가 해소된다고 하더라도 교차보조의 규모가 미미하여 LNG복합발전의 상대적인 경제성에 유의미한 영향을 미치지 못할 것으로 예상된다.²⁶ 효율 향상과 관련해서도 2009년 평균 열효율이 47.9%였던 국내 LNG복합발전을 모두 최신 기종으로 전환한다고 하더라도 LNG복합발전의 연료비 원가는 112.7원/kWh에서 98원대로 13% 절감되는 데에 그친다.²⁷ 앞서 <Table 8>의 결과가 시사하는 바와 같이, 석탄화력발전과 LNG복합발전의 상대적인 연료비 격차가 현저히 감소하지 않은 상태에서는 탄소배출비용의 부과만으로 석탄과 LNG 간 연료전환을 기대하기는 어렵다. 이와 같이 천연가스시장에서의 교차보조 해소, LNG복합발전의 효율 향상, 탄소배출비용의 부과 등을 감안하더라도 석탄화력발전과 LNG복합발전의 경제성에는 커다란 격차가 존재하므로, 경제적 측면에서 석탄화력발전과 LNG복합발전 간 연료전환을 통한 온실가스 감축 잠재량은 미미한 수준으로 판단할 수 있다.

따라서 온실가스 감축 마스터플랜에서 전력부문에 부과하는 온실가스 배출 감축목표량이 수요관리를 통한 감축 옵션과 원자력 및 신재생에너지 발전의 확충계획을 초과하여 설정되는 경우, 전력수급기본계획이 상위계획과의 정합성을 유지하기 위해서는 석탄화력발전과 LNG복합발전 간에 경제적으로 타당하지 않은 연료전환을 고려할 수밖에 없다.

이에 따른 사회적 비용의 규모를 예시하기 위해, 본 논문에서는 온실가스 감축 마스터플랜에서 전력부문에 부과하는 감축목표량이 과다하여, 탄소배출비용이 0일 경우의 적정 전원구성에서 발생하는 온실가스 배출량의 5%를 석탄화력발전과 LNG복합발전 간 연료전환을 통해 추가 감축해야 하는 경우를 상정하여 연간 발전비용의 증가분을 산출

요량/최저수요량은 10.7로서 산업용 소비의 1.6, 발전용 소비의 2.3을 압도한다. 생산량의 조절이 어려운 천연가스의 특성상 TDR이 높으면 연중 균등 물량의 장기도입계약을 어렵게 하여 LNG 도입비용을 증가시키므로, 가정·난방용과 산업용, 발전용 LNG 도입비용에는 차이가 존재한다. 따라서 현행 한국가스공사(주)의 용도별 천연가스 도매가격 책정방식에 따르면, TDR이 낮은 산업용, 발전용 소비로부터 TDR이 매우 높은 가정·난방용 소비로 교차보조가 존재한다.

25 현재 개발된 최신 LNG복합발전의 열효율은 54%를 상회하여 최신 기종의 열효율이 40% 정도인 석탄화력발전을 압도한다. 『전기신문』(2010. 2. 10), 'LNG발전소 경제성, 석탄화력에 버금가는 날 온다.'

26 천연가스의 용도 간 교차보조의 규모에 대해서는 본 논문의 <보론 2>를 참조하십시오.

27 『전기신문』(2010. 2. 10), 'LNG발전소 경제성, 석탄화력에 버금가는 날 온다.'

〈Table 14〉 Adequate Facility Capacity, Generation Cost and CO₂ Emission Amount When 100,000 KRW/CO₂ton is Applied

(Unit: MW, million CO₂ton, 100 million KRW)

GHG emission cost		Capacity	Fixed cost	Fuel cost	Generation cost	Emission amount
-	Nuclear	31,516	86,872	8,632	95,504	-
	Coal	39,311	59,655	56,125	115,781	203.9
	LNG	10,324	11,045	1,726	12,771	0.8
	Total	81,151	157,573	66,484	224,057	204.7
100,000 KRW/CO ₂ ton	Nuclear	31,516	86,872	8,632	95,504	-
	Coal	30,383	46,107	51,071	97,179	185.6
	LNG	19,252	20,597	19,931	40,528	8.9
	Total	81,151	153,576	79,635	233,211	194.5

하였다. 현재 한국전력거래소에서 사용하는 전산모형에서는 온실가스 배출에 대해 총량 제약을 가하는 것이 불가능하다. 따라서 본 논문에서는 온실가스 배출량의 5% 추가 감축에 따른 연간 발전비용의 증가분을 구하기 위해 탄소배출비용을 변화시키면서 그에 따른 적정 전원구성과 온실가스 배출량을 구하여 탄소배출비용이 0일 경우와 비교하여 온실가스 배출량이 5% 감축되는 탄소배출비용과 그에 해당하는 전원구성, 연간 발전비용을 구하는 방식을 취하였다.

제Ⅱ장에서와 동일한 방법론으로 탄소배출비용을 달리하면서 그에 따른 적정 전원구성과 온실가스 배출량을 구한 결과,²⁸ 탄소배출비용이 약 100,000원/CO₂톤일 경우에²⁹ 8,928MW의 석탄화력발전설비가 LNG복합발전설비로 대체되면서 온실가스 배출량이 탄소배출비용이 0일 경우에 비해 5% 추가 감축되는 것으로 나타났다. 이때 연간 발전비용은, 〈Table 14〉에서 보이는 바와 같이, 약 9,150억원(4.09%) 증가한다. 이는 제4차 전력수급기본계획에서와 같이 32,000원/CO₂톤의 탄소배출비용을 적용하는 경우와 비교하여도 약 9,062억원(4.04%) 증가한 것이다. 이와 같이 상위계획에서 전력부문에 과도하게 온실가스 배출 감축목표량을 설정하는 경우에는 하위계획인 전력수급기본계획에서 경제적으로 합리화될 수 없는 연료전환을 초래하여 막대한 규모의 사회적 비용이 발생하게 된다.

²⁸ 이 작업은 한국전력거래소의 협조에 이루어졌음을 밝힌다.

²⁹ 탄소배출가격이 100,000원/CO₂톤일 경우 LNG복합발전의 경제적 이용률 분기점은 탄소배출가격이 0일 때의 9%에서 약 53.5%로 상승한다.

IV. 요약 및 시사점

본 논문은 잘못 수립된 에너지 계획으로 인해 초래될 수 있는 사회적 비용을 예시하고 향후 개선과제 논의에 대한 실증적인 근거를 제시하기 위한 목적으로, 전력수급기본계획을 분석대상으로 설정하여 전력수급기본계획 자체의 문제, 전력수급기본계획과 상위계획 간 정합성 문제가 초래할 수 있는 사회적 비용의 잠재적인 규모를 실증적으로 추정하였다. 분석 결과는 전력수급기본계획의 수립과정에서 미래 전력수요 예측에 커다란 오차가 존재하거나 상위계획과의 정합성을 유지하려는 과정에서 전력수급기본계획이 왜곡되는 경우에는 막대한 규모의 사회적 비용이 발생할 수 있음을 보여준다. 반면, 우리나라의 경우 전원별 경제성에 큰 차이가 존재한다는 특성으로 인해 미래 CO₂ 가격의 불확실성이 초래할 수 있는 잠재적인 사회적 비용의 크기는 매우 작은 수준으로 분석되었다.

미래 전력수요 예측 오차와 관련해서는 모형의 개선이나 수요관리목표의 현실화 및 실적 계량방법론의 개발, 모든 에너지를 포함한 전력수요 예측방법론의 개발 등을 통해 사전적으로 전력수요 예측의 정확도를 높일 필요가 있다. 다만, 경제성장, 산업구조, 전기요금, 가구 수 등 전력수요를 설명하는 변수들의 장기 예측치가 부정확할 수밖에 없으므로 장기 전력수요 예측의 정확도 개선에는 한계가 불가피하다. 따라서 보다 근본적으로는 전원개발이 미래의 불확실성에 탄력적으로 대응할 수 있도록 전력수급기본계획의 수립 및 집행에 대한 새로운 개념 정립이 필요하다.³⁰

상위계획과의 정합성을 유지하려는 과정에서 발생할 수 있는 사회적 비용을 방지하기 위해서는 다양한 에너지 계획들이 통합적으로 수립되어야 한다. 왜냐하면 현재 우리나라와 같이 상위계획과 하위의 실행계획이 구분되고 상위계획에서 설정한 목표가 하

³⁰ 본 논문에 대한 익명의 검토자는 정부 주도의 에너지 계획체계와 공기업 독점구조하에서는 본 논문에서 제시된 문제들의 해법 마련이 매우 어렵다는 점을 강조할 필요가 있음을 지적하였다. 자유화 등을 통해 에너지정책이 계획체계를 탈피할 수는 있으나, 자유화 여부에 대한 판단조차 에너지정책기능에 속한다고 할 수 있다. 이에 따라 본 논문에서는 기본적으로 에너지정책이 다양한 계획을 통해 구체화되는 우리나라의 현실을 전제하여 에너지정책역량을 강화하는 방안으로 정책적 시사점 도출을 제한하였다.

향식으로 하위의 실행계획에 반영되는 구조에서는 목표 설정이 실행 가능성, 책임성과 분리되어, 상위계획에서는 목표가 과도하게 설정되고 하위의 실행계획에서는 실행 가능성과 책임성이 훼손되어 막대한 사회적 비용이 초래될 위험이 구조적으로 존재하기 때문이다.³¹ 이러한 개별 계획 수립 및 집행에 대한 새로운 개념의 정립, 새로운 방법론의 개발, 다양한 에너지 계획들의 통합적인 수립은 에너지 관련 계획 수립역량의 강화를 전제로 한다.

그러나 현재 우리나라에서는 에너지경제연구원과 한국전력거래소가 별도로 각각 에너지기본계획의 수립과 전력수급기본계획의 수립을 지원하고 가스공사에서 장기천연가스수급계획을 수립하는 등 에너지 관련 계획이 분산되고 상호 연계되지 못한 상태에서 수립되고 있다. 이와 같이 에너지 관련 계획의 수립 주체와 역량이 분산되어 있고, 특히 각종 에너지 관련 통계 및 에너지원별 수요예측기능이 분산되어 있는 상태에서는 통합적인 에너지정책기능이 미흡할 수밖에 없다. 통합적인 에너지정책을 수립하기 위한 노력이 저탄소 녹색성장기본법에 의거, 에너지기본계획을 통해 이루어지고 있으나, 에너지경제연구원 등에 의해 일회성 연구용역의 성격으로 수립되고 있고 상시 분석 및 집행 기능은 미비한 실정이다.

따라서 에너지경제연구원과 한국전력거래소의 계획 수립기능을 대폭 강화함으로써 에너지 관련 계획역량의 강화를 도모할 필요가 있다. 우선 에너지경제연구원의 경우 에너지기본계획의 수립 등 에너지위원회의 기능 수행에 대한 상시적인 지원을 통하여 에너지부문 계획 수립에 관한 책임성과 통합성을 담보할 수 있는 제도적인 장치를 마련하는 것이 필요하다. 한국전력거래소의 계획 수립기능 강화를 위해서는 전력수급기본계획 수립기능을 더욱 확대하여 1차 에너지까지 포괄하도록 하고 현재 운용 중인 WASP 모델링뿐만 아니라 다양한 모델링 역량을 확보할 수 있도록 지원하는 것이 타당할 것이다.

31 에너지 계획들의 통합적인 수립과 관련해서는 미국의 NEMS(National Energy Modelling System)를 참조할 수 있다. NEMS는 미국의 에너지부문을 포괄적으로 분석하고 장기전망을 산출하기 위해 에너지청(DOE)의 에너지정보국(Energy Information Administration: EIA)에서 1993년에 개발한 모델로서, 에너지 수급에 관한 다수의 상세한 모듈들을 통해 에너지시장의 포괄적인 수급 균형점을 도출하며, 그 결과는 에너지정보국이 매년 발간하는 『연간에너지전망』(Annual Energy Outlook)에 활용되고 있다. 이 모형은 현재 한국전력거래소가 사용하는 모형인 WASP와 달리 에너지정책과 에너지시장이라는 변수를 동시에 가정하여 미국의 에너지, 환경, 경제, 안보 등에 미치는 영향을 통합적으로 분석할 수 있을 뿐만 아니라 경제성장률과 석유가격뿐 아니라 신기술의 도입요소까지도 주요한 변수로 적용할 수 있는 장점을 지니고 있다. NEMS는 각 부분의 독립적 운용이 가능하도록 모듈화되어 있으며, 크게 공급모듈, 전환모듈, 수요모듈, 거시경제활동모듈, 국제에너지모듈, 통합모듈의 6가지 모듈로 구성되어 있다. NEMS에 대한 자세한 설명은 강희정 외(2003), pp.148~155를 참조하시오.

한편, 에너지경제연구원, 한국전력거래소 등 전문기관의 역량 강화를 위해서는 에너지정책을 최종 수립하는 정부의 전문성 강화가 전제되어야 한다. 전문기관의 역량은 근본적으로 당해 기관이 수행하는 업무의 내용 및 방식에 의해 결정되며, 이는 다시 정부로부터의 연구수요에 의해 결정되는바, 전문기관에 대한 구체적인 연구수요의 내용과 수행방식은 결국 정부의 전문성에 의존하기 때문이다. 이에 따라 정치적 영향력의 배제가 어렵고 순환보직으로 인한 전문성 결여에 취약한 독임제 정부부처로부터 독립성과 전문성을 확보한 위원회 형태로 에너지 관련 정부조직을 전환할 필요가 있다.

참고문헌

- 강희정 외, 『온실가스 저감량 산정 방법에 대한 평가분석틀 연구』, 에너지관리공단 용역보고서, 2003.
- 국가에너지위원회, 『제1차 국가에너지기본계획』, 2008.
- 이수일·김창섭, 「기후변화 대응과 에너지정책역량의 강화」, 한진희·윤경수 편, 『기후변화 문제의 주요 이슈 및 정책방향』, 연구보고서 2010-02, 한국개발연구원, 2010.
- 이수일 외, 『대내외 여건 변화에 부응한 전력산업구조 정책방향 연구』, 지식경제부 용역보고서, 2010.
- 지식경제부, 『전력수급기본계획』, 각년도.
- 한국과학기술단체총연합회, 『전력기술 개발이 온실가스 감축·기후변화 근본 대응방안』, 2010.
<http://online.kofst.or.kr/Board/?acts=BoardView&bbid=1098&nums=8179>
- 한국전력거래소, 『제4차 전력수급기본계획(안)』, 2008.
- 한국전력공사, 『장기전력수급계획』, 각년도.
- 전력통계정보시스템(EPSIS), <http://epsis.kpx.or.kr/>
- IEA, “Energy Prices & Taxes First Quarter 2009,” 2009.

전력수급기본계획의 변화에 따른 모의실험 결과의 비교

제5차 전력수급기본계획상의 2020년 전력소비량과 최대전력 예측치는 535,779GWh와 89,225MW로서, 제4차 계획 대비 각각 13.6%, 18.5% 증가하였다. <Table A-1>은 제5차 계획에 따른 전원별 비용구조를 정리하고 있으며, 석탄화력발전과 LNG복합발전의 발전비용(특히 변동비)이 제4차 계획 대비 대폭 증가하였음을 알 수 있다.

<Table A-2>와 <Table A-3>은 차례로 모의실험의 기준이 되는 전력수급기본계획을 변경하였을 경우에 수요예측 오차에 따른 설비용량발전량 대체와 연간 발전비용의 증가분이 어떻게 달라지는가를 보이고 있다. 제4차 계획을 기준으로 한 모의실험 결과와 비교하여 제5차 계획을 기준으로 했을 경우 수요예측 오차에 따른 용량 대체량은 크게 증가하는 반면 발전량 대체량은 대폭 감소한다. 용량 대체량의 증가에도 불구하고 발전량 대체량이 감소하는 이유는 모의실험에 적용된 부하율이 다르기 때문이다. 제4차 계획을 기준으로 한 모의실험에서는 2009년 실적 부하율인 74.1%를 적용한 반면, 제5차 계획을 기준으로 한 모의실험에서는 2020년 예상 부하율인 74.6%를 적용하였다.

상대적으로 높은 부하율이 가정됨에 따라 기저설비에 해당하는 석탄화력발전에 상대적으로 많은 발전량이 책정되면서 수요예측 오차에 따른 발전량 대체량이 감소하게 된 것이다. <Table A-1>에 따르면, 제4차 계획 대비 제5차 계획의 전원별 변동비 증가폭은 고정비의 증가폭에 비해 훨씬 크다. 이에 따라 모의실험의 기준이 되는 전력수급기본계획을 제5차 계획으로 변경하는 경우, 발전량 대체량 감소에 따른 연간 발전비용 증분의 감소가 용량 대체량 증가에 따른 연간 발전비용 증분의 증가를 압도하면서, <Table A-3>이 보이는 바와 같이, 수요예측 오차에 따른 연간 발전비용 증분이 감소하는 실험

〈Table A-1〉 Generation Cost Structure by Fuel Type based on the 5th Basic Plan on Electricity Demand and Supply

Fuel type	Variable cost (fuel cost)	Fixed cost (annual annuity)				
		Construction costs	Discount rate	Durable periods	O&M cost	Annual cost
		KRW/kWh	1,000KRW/kW	%	Year	1,000KRW/kW -month
LNG(500MW)	99.9 (29.7%)	810	6.5	30	3.86	113 (7.0%)
Coal(500MW)	42.3 (96.2%)	1,338	6.5	30	3.79	161 (11.4%)
Nuclear(1000MW)	3.1 (0.1%)	2,486	6.5	40	7.61	292 (11.1%)

Note: The numbers in parathesis show the rate of increase in the 5th Basic Plan on Electricity Demand and Supply compared to the 4th Basic Plan.

〈Table A-2〉 Comparison of Replaced Amount in Facility Capacity and Generation Due to (Peak) Demand Forecast Error

	Demand Forecast Error 7%		Demand Forecast Error 15%	
	Capacity Replacement(MW) (Coal→LNG)	Generation Replacemen(GWh) (Coal→LNG)	Capacity Replacement(MW) (Coal→LNG)	Generation Amount Replacemen(GWh) (Coal→LNG)
The 4th Basic Plan	5,076	8,657	10,742	29,230
The 5th Basic Plan	5,498	8,041	11,781	25,838
Differentials (rate of increase)	422 (8.3%)	-616 (-7.1%)	1,039 (9.7%)	-3,392 (-11.6%)

〈Table A-3〉 Comparison of Increment of Annual Generation Cost Due to (Peak) Demand Forecast Error

	Generation Mix	Annual generation cost (100 million KRW)			
		Demand Forecast Error 7%		Demand Forecast Error 15%	
		The 4th Basic Plan	The 5th Basic Plan	The 4th Basic Plan	The 5th Basic Plan
Generation Mix①	Nuclear	91,508	100,728	91,508	100,728
	Coal	119,284	218,300	124,113	230,424
	LNG	25,627	30,233	48,607	56,340
	Total	236,420	349,261	264,229	387,492
Generation Mix②	Nuclear	91,508	100,728	91,508	100,728
	Coal	128,521	230,579	146,014	260,377
	LNG	13,535	15,959	14,547	17,152
	Total	233,565	347,266	252,069	378,257
Differentials (rate of increase)		2,855(1.22%)	1,995(0.57%)	12,160(4.82%)	9,235(2.44%)

〈Table A-4〉 Adequate Facility Capacity, Amount of CO₂ Emission and Annual Cost by Scenario (based on the 5th Basic Plan)

(Unit: MW, million CO₂-ton, 100 million KRW)

		Capacity	Fixed cost	Fuel cost	Generation cost (①)	Emission amount	Emission cost (②)	Total cost (①+②)
Scenario1	Nuclear	31,516	92,082	8,646	100,728	-	-	100,728
	Coal	47,026	75,945	128,562	204,506	235,3	-	204,506
	LNG	10,683	12,122	2,793	14,915	0,9	-	14,915
	Total	89,225	180,149	140,000	320,149	236,2	-	320,149
Scenario2	Nuclear	31,516	92,082	8,646	100,728	-	-	100,728
	Coal	45,831	74,015	128,056	202,071	234,3	74,990	277,061
	LNG	11,878	13,478	3,987	17,465	1,4	443	17,908
	Total	89,225	179,575	140,689	320,264	235,7	75,432	395,696
Scenario3	Nuclear	31,516	92,082	8,646	100,728	-	-	100,728
	Coal	44,644	72,098	127,420	199,518	233,2	116,589	316,107
	LNG	13,065	14,825	5,490	20,315	1,9	952	21,268
	Total	89,225	179,005	141,556	320,561	235,1	117,542	438,102

Note: This table corresponds to 〈Table 8〉 of the main body of this paper.

〈Table A-5〉 Comparison of Social Cost Due to Forecast Error of Future CO₂ Price

(Unit: 100 million KRW)

Type		The 4th Basic Plan			The 5th Basic Plan		
Carbon Emission Cost (KRW/CO ₂ ton)		Actual			Actual		
		0	32,000	50,000	0	32,000	50,000
Forecast	0	0	20	94	0	48	165
	32,000	92	0	11	115	0	24
	50,000	318	74	0	412	91	0

결과를 얻게 된다.

〈Table A-4〉는 제5차 전력수급기본계획을 기준으로 미래 탄소가격에 대한 시나리오별 연간 발전비용과 연간 탄소배출비용을 정리하고 있으며, 〈Table A-5〉는 제4차, 제5차 계획의 각각에 대하여 미래 CO₂ 가격의 예측 오차에 따른 사회적 비용의 모의실험 결과를 정리하고 있다. 본문에서 설명한 이유로 인해, 모의실험의 기준이 되는 전력수급기본계획과는 무관하게 미래 CO₂ 가격의 불확실성에서 비롯되는 잠재적인 사회적 비용의 크기는 매우 작음을 알 수 있다.

마지막으로 탄소배출비용이 0일 경우의 적정 전원구성에서 발생하는 CO₂ 배출량의

〈Table A-6〉 Comparison of Adequate Facility Capacity, Generation Cost and CO₂ Emission Amount When 100,000 KRW/CO₂ton is Applied

(Unit: MW, million CO₂ton, 100 million KRW)

Carbon Emission Cost		The 5th Basic Plan				The 4th Basic Plan		
		Capacity	Fixed cost	Fuel cost	Generation cost	Emission amount	Generation cost	Emission amount
-	Nuclear	31,516	92,082	8,646	100,728	-	95,504	-
	Coal	47,026	75,945	128,562	204,506	235.3	115,781	203.9
	LNG	10,683	12,122	2,793	14,915	0.9	12,771	0.8
	Total	89,225	180,149	140,000	320,149	236.2	224,057	204.7
100,000 KRW/CO ₂ ton	Nuclear	31,516	92,082	8,646	100,728	-	95,504	-
	Coal	35,957	58,069	117,677	175,745	215.3	97,179	185.6
	LNG	21,752	24,682	28,514	53,196	9.9	40,528	8.9
	Total	89,225	174,833	154,836	329,669	225.2	233,211	194.5
Differentials (rate of increase)		-	-	-	9,520 (2.97%)	-	9,154 (4.09%)	-

5%를 추가 감축하는 경우는 제4차 계획 기준과 마찬가지로 제5차 계획에서도 탄소배출 비용이 약 100,000원/CO₂톤일 때이다. 〈Table A-6〉이 보이는 바와 같이, 제5차 계획을 기준으로 한 모의실험 결과, 탄소배출비용이 100,000원/CO₂톤일 경우에 11,114MW의 석탄화력발전설비가 LNG복합발전설비로 대체되면서 연간 발전비용은 약 9,520억원(2.97%) 증가하는 것으로 산정되었다. 이러한 수치는 제4차 계획을 기준으로 설정했을 때와 비교하여 약 366억원이 증가된 값이다.

천연가스의 용도 간 교차보조의 규모 추정

천연가스를 전량 수입하는 한 나라의 천연가스 소비패턴이 연중 균등하다면 연중 균등물량의 장기계약방식에 따른 도입비용 외에 별도의 수급조절비용은 존재하지 않는다. 그러나 우리나라와 같이 극심한 동고하저의 소비패턴을 보이는 나라에서 천연가스 수요에 맞춰 공급이 이루어지기 위해서는 수급조절비용이 발생하게 된다. 연중 균등하게 LNG 물량을 도입하면서 대규모 LNG 저장시설을 통해 수급을 조절하는 방식에서는 LNG 저장시설의 구축비용의 형태로 수급조절비용이 발생한다. 반면, 동하절기 5:5의 연중 균등물량 장기도입계약에서 벗어나 5.5:4.5 또는 6:4의 장기도입계약을 체결하거나 현물계약을 통해 천연가스의 수급을 조절한다면, 수급조절비용은 LNG 도입비용의 증가로 나타날 것이다.

LNG 저장시설 구축비용의 형태건, 증가된 LNG 도입비용의 형태건 국가 전체적인 수급조절비용이 산정되면, 이를 수급조절비용의 발생 원인에 따라 가정·난방용, 산업용, 발전용 등 용도별로 배분함으로써 천연가스의 용도 간 교차보조의 규모를 추정할 수 있다. 그러나 현재 가용한 자료로서는 수급조절비용을 객관적으로 산정하는 것조차 용이하지 않다. LNG 저장시설의 구축비용 형태로 수급조절비용을 산정하려면 저장시설뿐만 아니라 부지조성비용에 대한 구체적인 자료가 필요하며, LNG 도입비용의 증가분 형태로 수급조절비용을 산정하려면 도입계약별로 월별 도입 물량 및 가격산정방식에 대한 정보가 필요하다.

이러한 정보의 제약을 감안하여, 본 논문에서는 다음의 절차를 통해 LNG 도입비용의 증가분 형태로 발생하는 수급조절비용의 규모를 대략이나마 추정하고자 한다.

- ① 하절기¹⁾ 도입물량은 전량 장기계약에 의해 도입되므로 하절기에는 수급조절비용

이 발생하지 않는다고 가정하여, 수급조절비용이 없는 경우의 LNG 도입가격 결정 방식을 추정한다. 구체적으로 2004년에서 2009년까지 5, 6, 7, 8월의 월별 두바이유 가격(\$/Bbl)과 월별 평균 LNG 도입가격(\$/톤)에 대한 자료를 이용, ARDL (Autoregressive Distributed Lag) 모형을 적용하여, 장기계약상의 LNG 도입가격 결정식 (1)을 추정한다.

$$y_t = c + \sum_{i=1}^2 \alpha_i y_{t-i} + \beta p_t + \sum_{j=5}^9 \gamma_j D_j + e_t \quad (1)$$

식 (1)에서 c 는 상수항이며, y 와 p 는 각각 월별 평균 LNG 도입가격과 월별 두바이유 가격을 나타낸다. D 는 월별 더미변수이다.

- ② 식 (1)의 추정 결과를 이용하여 2004년에서 2009년까지 수급조절비용이 없었을 경우의 월별 LNG 도입가격 예측치(py)를 산정한다.
- ③ 2005년부터 2009년까지 연중 균등 도입을 가정하여 산정한 월별 도입물량에 ②에서 산정한 도입가격 예측치를 곱하여 계절별 수급조절이 없었을 경우의 연도별 도입금액을 산정한다.
- ④ 실제 연도별 도입금액에서 계절별 수급조절이 없었을 경우의 연도별 도입금액을 제하여 연도별 수급조절비용의 크기를 산정한다.

식 (1)의 추정 결과는 <Table A-7>에 정리되어 있으며, [Figure A-1]은 2005~09년 5~8월까지 월별 LNG 도입가격의 실적치와 예측치를 비교하고 있다.

<Table A-7>의 추정 결과를 이용하여 ②~④단계를 거쳐 연도별 수급조절비용의 규모를 추정한 결과는 <Table A-8>과 같다.

2008년, 2009년에 추정된 수급조절비용의 규모가 급격히 증가한 이유는 2008년 9월~2009년 4월 사이에 LNG 도입가격 실적치와 예측치 간에 큰 차이가 존재하기 때문이다(Figure A-2 참조). 2008년 9월~2009년 4월은 전 세계적인 금융위기가 발생한 시기와 정확히 일치하며, 모형의 예측력에 한계가 있음을 감안하면 2008년과 2009년은 논의에서 제외하는 것이 타당할 것이다. 논의를 2005~07년으로 한정할 때, 각 연도별로 추정된 2,408억원, 2,255억원, 126억원의 수급조절비용은 각각 실제 한국가스공사(주)의

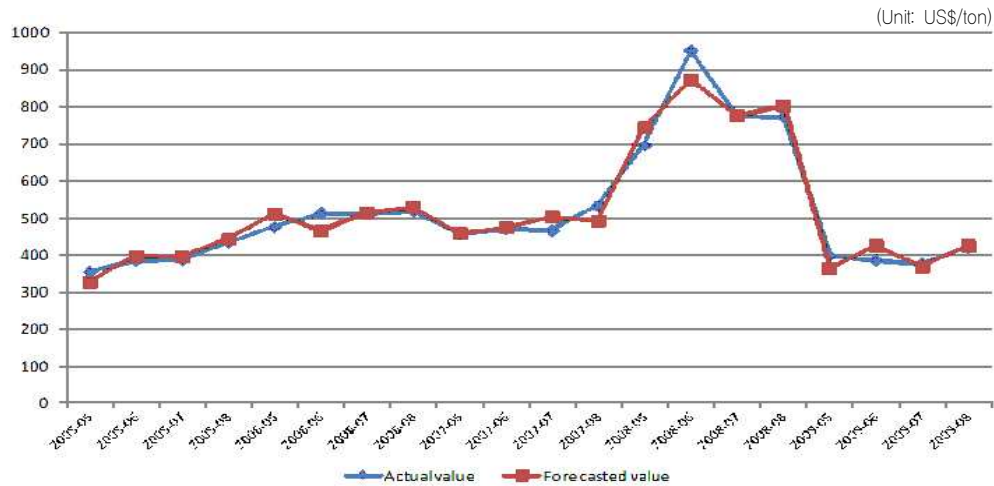
1 일반적으로 하절기는 5~8월, 동절기는 12~3월, 기타 월은 4월과 9~11월로 분류된다.

〈Table A-7〉 Estimation Result of LNG Introduction Price Equation

y	coefficient	t-value	p-value
constant	3,310	0.04	0.972
y_{-1}	-0.455	-2.49	0.025
y_{-2}	0.423	3.03	0.008
p	8,760	3.95	0.001

Note: R-squared 0.9679, Adj R-squared 0.9508

[Figure A-1] Comparison between Actual and Forecasted Value of LNG Introduction Price (summer season)



〈Table A-8〉 Annual Supply and Demand Adjustment Cost

	2005	2006	2007	2008	2009
Supply and Demand Adjustment Cost	2,408	2,255	126	52,044	63,560

연도별 LNG 도입금액의 2.7%, 2.0%, 0.1%에 불과하여, 동고하저의 천연가스 수요패턴으로 인한 LNG 도입비용의 증가분이 크지 않음을 알 수 있다. 이는 발전용, 산업용 천연가스 소비자로부터 가정·난방용 천연가스 소비자로 교차보조가 존재한다고 하더라도, 교차보조의 해소 여부가 석탄화력발전과 LNG복합발전의 상대적인 경제성에 주요한 영향을 미칠 정도로 교차보조의 규모가 크지는 않음을 의미한다.

[Figure A-2] Comparison between Actual and Forecasted Value of LNG Introduction Price

