



발전수단 전환이 우리나라 경제와 환경에 미치는 영향분석

Impact Analysis of Transition in Electricity Generation System on a National Economy and Environmental Level in Korea: a Recursive CGE Modeling Approach

이민기* · 김홍배**
Lee, Min-Gi · Kim, Hong-Bae

Abstract

This paper attempted to analyze impacts of transition in electricity generation system on a national economy and environmental level in Korea using a recursive computable general equilibrium(CGE) model. In particular, the paper presented a hybrid model combining the top-down CGE model with the bottom-up model which describes the structure of electricity production in detail. The impacts were analyzed by two policy scenarios base on the basic plan for electricity supply and demand proposed by the Korean government. As a result, the paper specifically showed that there exists a trade-off relationship in the policy-making between economic efficiency and environmental level. The paper also suggested that the transition in electricity generation system should be done more gradually and carefully.

키 워 드 ■ 발전수단 전환, 전력수급기본계획, 동태적 CGE모형

Keywords ■ Transition in Electricity Generation System, Basic Plan for Electricity Supply and Demand, Recursive CGE Model

I. 일반배경 및 목적

최근 정부는 국내 장기적인 전력수급전망과 설비 계획 등을 담은 '제8차 전력수급기본계획'을 수립 하였다. 이 계획의 핵심은 현 석탄 및 원자력 중심의 발전구조를 친환경에너지원으로 개편하는 발전 수단 전환에 있다고 할 수 있다. 계획에 따르면 석탄과 원자력의 발전량 비율은 2017년 기준 각각 45.4%와 30.3%에서 2030년 36.1%와 23.9%까지 감축될 예정이다. 반면 동기간 신재생에너지의 발전 비율은 6.2%에서 20.0%까지 크게 증대된다(산업통상자원부, 2017).

정부가 제시한 발전수단 전환정책은 현재 우리

사회가 직면하고 있는 다양한 여건변화를 고려한 결정이라고 볼 수 있다. 먼저 그 중 하나가 점차 강화되고 있는 국제사회의 환경규제이다. 실제 우리나라는 제21차 유엔기후변화협약(UNFCCC)에 의거 2015년부터 2030년까지 BAU 대비 37%(총 315백 만톤)의 온실가스를 감축해야만 한다(산업통상자원부, 2016). 그런데 문제는 현재 국내 총 온실가스 배출량 중 발전과정에서 가장 많은 온실가스(총 배출량의 34.3%)가 발생되고 있다는 것이다. 이는 우리나라의 발전구조가 기본적으로 온실가스 배출계수가 큰 석탄 화력발전에 지나치게 의존되어 있기 때문이다. 따라서 탈석탄 정책은 국가 온실가스 저감에 있어 필연적인 조치라 할 수 있다.

* Dept. of Urban Planning & Engineering, Hanyang University (6257alsrl@naver.com)

** Dept. of Urban Planning & Engineering, Hanyang University (Corresponding Author: hokim@hanyang.ac.kr)

탈석탄과 더불어 발전수단 전환의 또 다른 이슈는 바로 탈원전이다. 탈원전은 2011년 발생한 후쿠시마 사고 이후 전 세계적으로 확대된 원전의 안전성 문제에서 기인되었다. 사고 이후 독일과 일본 등의 선진국들은 이미 자국의 원자력 발전량을 대폭 감소하는 추세이다(IAEA, 2016). 국내 탈원전 정책 역시 선진국에 비해 원전의 지역적 집적과 원전 주변 과도한 인구밀집 현상을 우려한 결정이다.

정부는 또한 탈석탄과 탈원전으로 인해 감소하게 될 전력 공급량을 LNG와 신재생에너지 발전으로 대체할 계획을 밝혔다. 그러나 정부의 이러한 발전수단의 전환정책을 우려하는 의견도 적지 않다(김기식·김지연, 2017; 최현정, 2018 등). 의견의 요지는 정부의 급진적인 발전수단 전환정책이 안정적인 전력수급을 저해함으로써 국가경제에 적지 않은 영향을 미칠 가능성이 높다는 것이다. 왜냐하면 LNG의 경우 석유와 마찬가지로 해외 의존도가 절대적이기 때문에 외부요인에 따라 전력수급이 불안정해질 수 있고, 신재생에너지는 아직까지 지역 및 자연환경의 제약으로 막대한 시설투자가 요구되기 때문이다. 이와 같은 지적은 발전수단 전환이 우리사회에 미칠 수 있는 다양한 영향을 종합적으로 고려하여 보다 신중하게 결정되어야 함을 가리킨다.

문헌을 살펴보면, 기본적으로 발전수단 전환의 효과를 분석한 연구는 드문 실정이다. 또한 이들 문헌들 대부분은 모형개발에 연구의 초점이 맞춰져 있다(Bohringer, 1998; Bohringer and Rutherford, 2008, 2009; Sara P. and Miguel St., 2013; Sue Wing, 2008 등). 모형개발 측면에서 Kiulla and Rutherford(2011)와 Bohringer et al.(2012), 그리고 오인하·오상봉(2013)은 발전기술별 고정요소의 개념을 도입하여 앞서 개발된 초기 모형들의 기술적 한계를 보완하고자 하였다. 그러나 이들 연구들은 발전수단별 생산 비용자료를 실제자료가 아닌 가상자료를 이용하였다는데 한계가 있다. 이와 관련

하여 Yun et. al(2016)은 실제 산업연관표를 바탕으로 발전수단별 비용자료를 구축하였으나 분석과정에서 경제적 측면의 효과에 초점을 둔 나머지 환경적 측면의 효과에 대한 고려가 미흡하였다. 따라서 본 논문에서는 앞서 개발된 모형 및 자료의 한계를 보완하고 발전수단 전환의 효과를 경제적, 환경적 측면에서 종합적으로 분석하도록 한다.

본 논문은 총 4절로 구성된다. 제 2절에서는 분석모형 및 자료가 구축되며, 제 3절에서는 발전수단 전환의 정책 시나리오 설정 및 효과분석이 이루어진다. 또한 분석결과를 바탕으로 발전수단 전환의 정책방향이 제시된다. 마지막으로 제 4절에서는 연구의 요약 및 한계가 제시된다.

II. 분석모형 및 자료

1. 모형개요

본 절에서는 발전수단 전환의 효과분석을 위한 모형과 자료가 제시된다. 본 논문에서 발전수단 전환의 효과는 CGE모형을 이용하여 분석된다. CGE모형이란 생산기술, 선호관계, 생산요소부존량, 정부의 정책 등을 방정식 체계로 설정하여 각종 정책의 변화가 가져오는 일반균형적 파급효과를 분석하는 모형을 말한다(김홍배, 2016). 그러므로 CGE모형은 발전수단 전환에 따른 전기 및 재화의 가격과 생산량 변화 등 경제전반의 효과를 분석하기에 적합한 모형이라 할 수 있다.

특히 본 논문에서 구축된 모형은 경제적 효과분석에 보편적으로 이용되는 하향식 CGE모형과 전력부문의 생산구조가 상세하게 묘사된 상향식 모형이 결합된 하이브리드 모형이다. 하이브리드 모형은 지금까지 개발되어 사용되어 온 하향식 CGE모형과 달리 전력부문을 발전수단별로 세분화하여 각 발전수단의 기술적 특성을 고려하기 위해 개발되었다. 하이브리드 모형의 구조를 설명하면 다음과 같다.

2. 모형구조

하이브리드 모형은 크게 하향식 CGE모형과 전력 부문을 발전수단별로 세분화한 상향식 모형으로 구분된다. 그림 1에 보이듯이 두 모형은 전력수요 및 설비용량, 그리고 전기공급량 및 가격을 매개로 상호 연결된다. 이 때 상향식 발전모형(전기 공급모형)은 발전수단별 전기 생산에 초점을 두며, 각 발전수단별 제약조건 하에서 하향식 모형에서 주어진 전기수요를 충족할 수 있는 최소비용의 해법을 구하는 최적화 문제(optimization problem)를 다룬다. 이 과정에서 필요한 설비용량이 결정되며, 상향식 모형에서 이 설비용량을 변화하여 발전수단을 전환하게 된다.

한편 하향식 CGE모형은 상향식 모형에서 도출된 발전수단별 전기 생산(공급)량과 그 과정에서 결정된 전기의 생산가격을 반영하여 발전수단 전환에 따른 경제전반의 효과분석에 초점을 두며, 미시경제저적인 상호작용을 반영한 균형의 문제(equilibrium problem)로 귀결된다(오인하·오상봉, 2013). 본 논문에서 개발되는 하이브리드 모형은 주로 하향식 CGE모형을 골간으로 전력부문에 대해서만 상향식 모듈을 구축하여 하향식 모형에 접목시킨 것이다.

구축된 모형 중 하향식 CGE모형은 전국모형이며 동시에 동태모형으로 구축된다. 모형의 기본구조는 생산 활동, 재화, 가계 및 정부, 자본시장, 시장균형,

생산요소의 동태적 변화부문으로 구성된다. 이러한 하향식 모형의 부문별 방정식 체계에 대한 자세한 설명은 부록에 제시하였다. 따라서 본 절에서는 각 발전수단별 전기의 생산구조를 묘사한 상향식 모형에 대해서만 설명하도록 한다.

상향식 모형에서 발전수단별 전기의 생산과정은 부록의 그림 1과 같이 각 생산요소들의 포섭구조(nesting system)를 통해 이루어진다. 그림과 같이 t 년도 특정 발전수단 g 의 전기생산량($ELE_{g,t}$)은 발전수단별 고정자본($R_{g,t}$)과 기타생산요소($X_{g,t}$)간의 결합을 통해 이루어지며, 이때 생산기술은 식 (1)과 같이 Leontief의 고정계수함수로 특징 지워짐을 가정한다. 여기서 각 발전수단은 기준년도부터 목표년도까지 균일한 재화인 전기를 생산하게 되며, 각 발전수단별 고정자본($R_{g,t}$)은 수단별 설비용량을 의미한다.

$$ELE_{g,t} = Min. \left(\frac{R_{g,t}}{ar_g}, \frac{X_{g,t}}{ax_g} \right), \quad \dots \text{식 (1)}$$

$$R_{g,t} = sr_{g,t} \cdot \sum_g R_{g,t}, \quad \dots \text{식 (2)}$$

$ELE_{g,t}$: t 년도 발전수단 g 의 전기생산량,

$R_{g,t}$: t 년도 발전수단 g 의 생산에 투입된 고정자본량,

$X_{g,t}$: t 년도 발전수단 g 의 생산에 투입된 기타생산요소량,

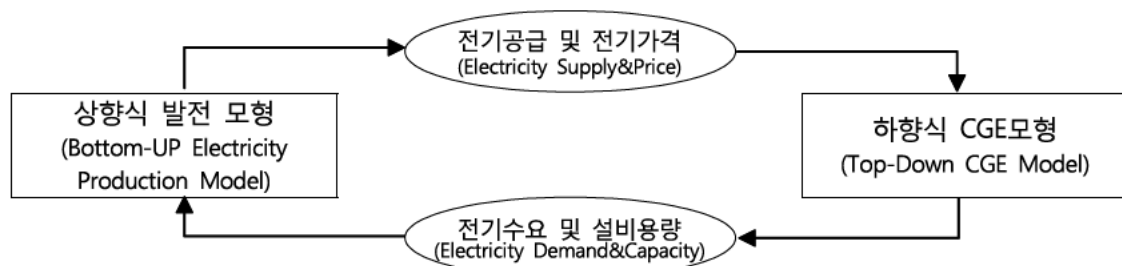


그림 1. 하이브리드 모형의 기본구조
Figure 1. Basic Structure of Hybrid model

자료: Xavier Labandeira et al.(2009)

$ar_g(ax_g)$: 고정자본(기타생산요소)의 투입계수,
 $sr_{g,t}$: t 년도 발전수단 g 의 고정자본 투입분담률,
 g : 발전수단(g_1 :수력, g_2 :화력, g_3 :원자력, g_4 :
 자가발전, g_5 : 신재생에너지).

특정년도 발전수단별 전기의 생산가격($PEL_{g,t}$)은
 식 (3)과 같이 결정되며, 총 전기 생산가격($TPEL_t$)
 은 각 발전수단별 생산가격을 평균하여 계산된다.

$$PEL_{g,t} = ar_g PR_{g,t} + ax_g PX_{g,t}, \quad \dots \text{식 (3)}$$

$$TPEL_t = \sum_g PEL_{g,t} / 5, \quad \dots \text{식 (4)}$$

$PEL_{g,t}$: t 년도 발전수단 g 의 전기 생산가격,
 $PR_{g,t}(PX_{g,t})$: t 년도 발전수단 g 의 고정자본
 (기타생산요소)가격,
 $TPEL_t$: t 년도 전기가격.

기타생산요소($X_{g,t}$)는 중간재($IND_{g,t}$)와 자본-노
 동-에너지 간 복합생산요소($KLE_{g,t}$)의 결합을 통해
 이루어지며 이때 생산기술 역시 Leontief의 고정계
 수 함수를 가정한다. 각 생산요소의 생산량은 모두
 비용최소화 원리에 의해 결정되며 이때 필요한 각
 부문별 비용함수식은 논문의 분량 상 생략한다.

$$X_{g,t} = Min \left(\frac{IND_{g,t}}{a_{ind_g}}, \frac{KLE_{g,t}}{a_{kle_g}} \right), \quad \dots \text{식 (5)}$$

$IND_{g,t}$: t 년도 발전수단 g 의 생산에 투입되는
 중간재량,

$KLE_{g,t}$: t 년도 발전수단 g 의 생산에 투입되는
 복합생산요소량,

$a_{ind_g}(a_{kle_g})$: 중간재(복합생산요소) 투입계수.

자본-노동-에너지원 간 복합생산요소($KLE_{t,g}$)는
 본원적 생산요소($KL_{t,g}$)와 에너지복합재($E_{t,g}$)간의

결합을 통해 이루어지며, 이때 기술은 불변대체탄력
 성의 CES함수로 특징 지워진다.

$$KLE_{g,t} = bt_g^{kle} \left[\delta_g^{kle} \cdot KL_{g,t}^{\rho_{1g}} + (1 - \delta_g^{kle}) \cdot E_{g,t}^{\rho_{1g}} \right]^{\frac{1}{\rho_{1g}}} \quad \dots \text{식 (6)}$$

$KL_{g,t}$: t 년도 발전수단 g 의 생산에 투입된 본원
 적 생산요소량,

$E_{g,t}$: t 년도 발전수단 g 의 생산에 투입된 에너지
 복합재량,

bt_g^{kle} : CES함수의 scale 파라미터,

δ_g^{kle} : CES함수의 share 파라미터,

$\rho_{1g} = (\sigma_{1g} - 1) / \sigma_{1g}$, σ_{1g} : 대체탄력성.

본원적 생산요소($KL_{g,t}$) 역시 자본($K_{g,t}$)과 노동
 ($L_{g,t}$)간의 불변대체탄력성(CES)함수로 결합한다.

$$KL_{g,t} = bt_g^{kl} \left[\delta_g^{kl} \cdot K_{g,t}^{\rho_{2g}} + (1 - \delta_g^{kl}) \cdot L_{g,t}^{\rho_{2g}} \right]^{\frac{1}{\rho_{2g}}}, \quad \dots \text{식 (7)}$$

$K_{g,t}$: t 년도 발전수단 g 의 생산에 투입된 자본량,

$L_{g,t}$: t 년도 발전수단 g 의 생산에 투입된 노동량,

bt_g^{kl} : CES함수의 scale 파라미터,

δ_g^{kl} : CES함수의 share 파라미터,

$\rho_{2g} = (\sigma_{2g} - 1) / \sigma_{2g}$, σ_{2g} : 대체탄력성.

에너지복합재($E_{g,t}$)는 화석연료($FE_{g,t}$)와 전력
 ($EL_{g,t}$)이 결합되어 생산된다.

$$E_{g,t} = bt_g^{fe} \left[\delta_g^{fe} \cdot FE_{g,t}^{\rho_{3g}} + (1 - \delta_g^{fe}) \cdot EL_{g,t}^{\rho_{3g}} \right]^{\frac{1}{\rho_{3g}}}, \quad \dots \text{식 (8)}$$

$FE_{g,t}$: t 년도 발전수단 g 의 생산에 투입된 화석
 연료량,

$EL_{g,t}$: t 년도 발전수단 g 의 생산에 투입된 전력량,

bt_g^{fe} : CES함수의 scale 파라미터,
 δ_g^{fe} : CES함수의 share 파라미터,
 $\rho_{3g} = (\sigma_{3g} - 1)/\sigma_{3g}$, σ_{3g} : 대체탄력성.

화석연료($FE_{g,t}$)는 석유-가스 복합재($OG_{g,t}$)와 석탄($COAL_{g,t}$)이 결합되어 생산된다.

$$FE_{g,t} = bt_g^{oc} \left[\delta_g^{oc} \cdot OG_{g,t}^{\rho_{4g}} + (1 - \delta_g^{oc}) \cdot COAL_{g,t}^{\rho_{4g}} \right]^{\frac{1}{\rho_{4g}}} \quad \dots \text{식 (9)}$$

$OG_{g,t}$: t 년도 발전수단 g 의 생산에 투입된 석유-가스 복합재량,
 $COAL_{g,t}$: t 년도 발전수단 g 의 생산에 투입된 석탄량,

bt_g^{oc} : CES함수의 scale 파라미터,
 δ_g^{oc} : CES함수의 share 파라미터,
 $\rho_{4g} = (\sigma_{4g} - 1)/\sigma_{4g}$, σ_{4g} : 대체탄력성.

마지막으로 석유-가스 복합재($OG_{g,t}$)는 석유($OIL_{g,t}$)와 가스($GAS_{g,t}$)가 결합되어 생산된다.

$$OG_{g,t} = bt_g^{og} \left[\delta_g^{og} \cdot OIL_{g,t}^{\rho_{5g}} + (1 - \delta_g^{og}) \cdot GAS_{g,t}^{\rho_{5g}} \right]^{\frac{1}{\rho_{5g}}} \quad \dots \text{식 (10)}$$

$OG_{g,t}$: t 년도 발전수단 g 의 생산에 투입된 석유-가스 복합재량,
 $COAL_{g,t}$: t 년도 발전수단 g 의 생산에 투입된 석탄량,

bt_g^{oc} : CES함수의 scale 파라미터,
 δ_g^{oc} : CES함수의 share 파라미터,
 $\rho_{5g} = (\sigma_{5g} - 1)/\sigma_{5g}$, σ_{5g} : 대체탄력성.

앞서 설명한 상향식 모형과 하향식 모형은 식 (11)을 통해 연계된다. 구체적으로 말해 상향식 모형을 통해 생산된 전기의 총 생산량, 즉 발전수단별 전기 생산량의 총합은 하향식 CGE모형의 전기 생산량과 정확하게 일치해야만 균형조건을 만족할 수 있다. 생산량뿐만 아니라 노동과 자본량 같은 생산요소 역시 그러하다(Sue Wing, 2008). 또한 상향식 모형의 전기 생산가격과 하향식 CGE모형의 전기가격을 동일하게 설정해주어야 한다. 이는 상향식 모형에서 변화된 전기의 생산가격이 하향식 모형에 영향을 미치도록 설정해주기 위함이다.

$$PX_{ele,t} \cdot X_{ele,t} = \sum_g TPEL_t \cdot ELE_{g,t}, \quad \dots \text{식 (11)}$$

여기서 $PX_{ele,t} = TPEL_t$,

$PX_{ele,t}$: t 년도 하향식 CGE모형의 전기가격,

$X_{ele,t}$: t 년도 하향식 CGE모형의 전기량.

3. 분석자료

하향식 CGE모형을 구축하기 위해서는 먼저 경제 전반의 생산-소득-소비의 순환과정을 나타내는 사회회계행렬(social account matrix, 이하 SAM)이 필요하다. 일반적으로 SAM은 산업연관표를 기반으로 작성되는데, 본 논문에서도 한국은행의 「2013년 산업연관표」를 바탕으로 SAM을 구축하였다. 그 외 산업연관표에 나타나지 않는 가계부문의 저축률과 직접세율은 한국은행의 국민계정 자료를 활용하였다. 이러한 과정을 통해 구축된 Macro SAM은 부록 표 8에 제시되어 있으며, 실제 분석에서는 산업부문이 세분된 Micro SAM이 이용되었다. 자세한 산업구분 역시 부록 표 9에 제시하였다.

상향식 모형에서 발전수단별 전기의 생산비용 자료는 SAM과 마찬가지로 산업연관표가 사용된다. 2013년 기준 산업연관표의 384개 세세분류에서 전

력은 크게 다섯 가지 발전수단으로 구분되어 있다. 산업연관표상의 투입 구조를 바탕으로 발전수단별 전기 생산의 비용자료를 구축하면 표 1과 같다. 여기서 고정자본은 투입산출표상 부가가치 부문의 ‘고정자본소모 부문’을 말한다.

본 논문에서는 연도별 각 발전수단의 고정자본($R_{g,t}$)의 변화를 통해 수단별 전기의 생산량을 조절하게 된다. 이는 발전수단별 고정자본(설비용량)의 변화를 통해 정부가 제시한 전원구성계획을 반영할 수 있기 때문이다. 뿐만 아니라 각 발전수단이 전기를 생산함에 있어 CES함수가 갖는 규모에 대한 수확불변의 성질을 수확체감의 성질로 변화시켜주는 효과도 있다(Kiulla and Rutherford, 2011).

III. 정책 시나리오 설정 및 효과분석

1. 정책 시나리오

본 논문에서 발전수단 전환의 시나리오는 크게 두 가지로 설정된다. 첫 번째 정책 시나리오는 정부가 계획한 전원구성계획 대로 발전수단을 전환하는 것이다. 그리고 두 번째 정책 시나리오는 정부

의 계획보다는 다소 점진적으로 발전수단을 전환하는 정책이다. 이와 같은 설정은 정부의 발전수단 전환계획이 다소 급진적이라는 지적에서 착안한 것이다(김기식·김지연, 2017; 최현정, 2018 등). 이들은 국내 여건을 종합적으로 고려할 때 정부의 전원구성계획이 급진적이며 보다 신중한 결정이 필요함을 지적하고 있다.

- 기본모형: BAU(business as usual)
- 정책 시나리오#1: 정부의 전원구성계획대로 발전수단 전환
- 정책 시나리오#2: 점진적인 발전수단 전환

앞서 언급하였듯이 정책 시나리오#1과 2에서 발전수단의 전환은 기준년도부터 목표연도까지 각 발전수단별 고정자본량의 변화를 통해 이루어진다. 다시 말해 기본모형에서 연도별로 예측된 각 발전수단의 고정자본량($R_{t,t+1}$)을 시나리오별로 기 설정한 고정자본량으로 조정함으로써 각 시나리오별 효과가 산정된다. 이를 식으로 표현하면 다음과 같다.

$$R_{g,t+1}^{scenario\#i} = (1 + cr_{g,t+1}^{scenario\#i}) \cdot R_{g,t+1} \dots \text{식 (12)}$$

표 1. 발전수단별 전기생산 비용(상향식 모형)

(단위 : 십억 원)

Table 1. Electricity Production Price by Generation Sources(Bottom-Up Model)

(Unit: Billion Won)

구분 Division	수력 Water	화력 Thermal	원자력 Nuclear	자가발전 Self Power	신재생에너지 New&Renewal Energy	합계 Total
중간재($IND_{g,t}$)	1,090	2,733	4,003	373	1,333	9,532
석탄($COAL_{g,t}$)	-	7,480	-	536	-	8,016
석유($OIL_{g,t}$)	40	3,971	154	315	37	4,517
가스($GAS_{g,t}$)	-	17,132	-	1,076	-	18,208
전력($EL_{g,t}$)	30	290	106	156	26	608
자본($K_{g,t}$)	32	586	221	33	63	935
노동($L_{g,t}$)	136	3,045	464	268	128	4,041
고정자본($R_{g,t}$)	296	5,923	2,284	471	301	9,275
생산세($T_{g,t}$)	10	236	74	10	13	343
전기생산량($ELE_{g,t}$)	1,634	41,396	7,306	3,238	1,901	55,475

$R_{g,t+1}^{scenario\#i}$: 정책 시나리오별 발전수단 g 의 고정자본량,

$Cr_{g,t+1}^{scenario\#i}$: 정책 시나리오에 따른 발전수단 g 의 고정자본량 변화비율.

각 시나리오에 따라 목표년도(2030년) 기준 발전수단별 고정자본의 구성 비율을 설정하면 표 2와 같다. 표에 보이듯이 기본모형은 아무런 조치 없이 기준년도인 2018년 현재의 발전수단별 고정자본 투입비율을 목표년도까지 고정한다. 반면 시나리오#1과 시나리오#2는 목표년도까지 계속해서 화력과 원자력의 고정자본 투입비율을 표와 같이 감소시킨다. 그리고 감소된 만큼의 고정자본을 신재생에너지에 전이한다. 이와 같은 설정은 정부가 계획한 탈석탄 및 탈원전, 그리고 신재생에너지 육성 정책이 모두 반영된 것이다. 다만 시나리오 #2는 시나리오 #1에 비해 고정자본의 변화폭이 작음으로 다소 점진적인 발전수단 전환이 이루어진다고 할 수 있다. 그 외 수력과 자가발전의 고정자본 투입비율은 기준년도인 2018년의 비율을 목표년도까지 유지한다.

표 2. 시나리오별 고정자본 구성비율(2030년 기준)
Table 2. Composition Ratio of Fixed Capital by Scenarios in 2030

구분 Division	수력 Water	화력 Thermal	원자력 Nuclear	자가발전 Self Power	신재생에너지 New&Renewal Energy
기본모형 Basic Model	3.5%	65.1%	20.3%	1.1%	10.0%
시나리오#1 Scenario#1	3.5%	51.1% (-14.0%)	11.7% (-8.6%)	1.1%	32.6% (22.6%)
시나리오#2 Scenario#2	3.5%	58.1% (-7.0%)	16.0% (-4.3%)	1.1%	21.3% (11.3%)

자료: 제8차전력수급기본계획 재조정, 산업통상자원부(2017)

2. 효과분석의 틀

발전수단 전환의 효과는 그림 2의 과정을 통해 분석된다. 먼저 앞선 장에서 개발된 모형을 바탕으로 기준년도부터 목표년도까지의 지역별 경제규모와 그에 따른 환경수준이 예측된다. 이 과정에서 도출된 해는 발전수단의 전환정책이 반영되지 않은 기본모형(basic model)이라 할 수 있다.

그 다음 정부가 제시한 전력수급기본계획을 바탕으로 각 정책시나리오의 기준년도부터 목표년도까지의 발전수단별 설비용량 투입비율(고정자본 투입비율)을 변화시킨다. 이러한 설비용량의 투입비율 변화는 전기의 생산가격에 영향을 주고, 이는 궁극적으로 발전수단 전환의 효과로 나타난다. 이 때 정책 시나리오별 효과는 아무런 정책을 시행하지 않은 기본모형의 해와 비교함으로써 측정된다. 마지막으로 그 효과는 앞서 여러 번 언급하였듯이 크게 경제적 효과와 환경적 효과로 구분되어 제시된다.

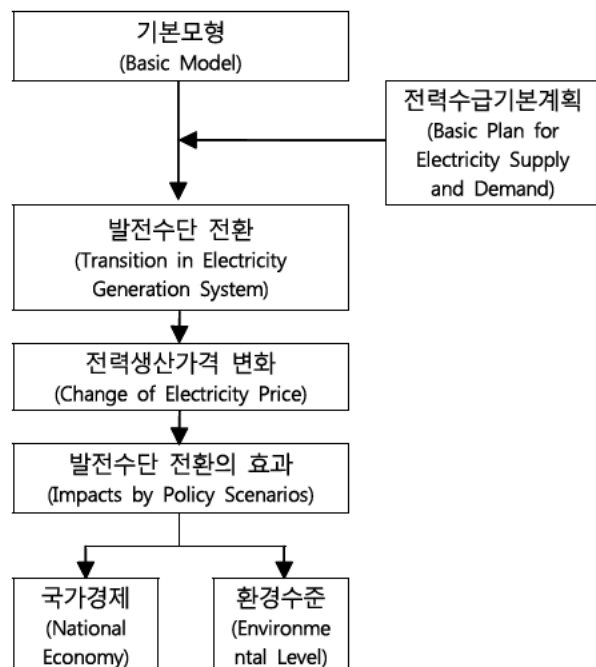


그림 2. 발전수단 전환의 효과분석 체계
Figure 2. Process of Impact Analysis

발전수단 전환의 효과는 크게 두 가지 측면, 즉 경제적 측면과 환경적 측면으로 구분되어 분석된다. 먼저 경제적 효과는 식 (13)과 같이 각 정책 시나리오에 따라 변화된 GDP의 현재가치 총합으로 측정된다.

$$GDP^{scenario\#i} = \sum_t GDP_t^{scenario\#i} \cdot e^{-\rho t}, \dots \text{식 (13)}$$

$GDP^{scenario\#i}$: 정책 시나리오별 기준년도부터 목표년도까지 GDP의 현재가치 총합.

두 번째로 환경적 효과는 정책 시나리오별 변화된 총 탄소발생량을 통해 측정된다. 특정년도 국내 총 탄소발생량은 각 산업의 생산과정에서 배출되는 탄소발생량의 합으로 계산되며, 각 산업별 탄소배출량은 식 (14)와 같이 산업별 산출액과 탄소배출 원단위를 바탕으로 계산된다. 이때 탄소 배출원단위는 IPCC(1996)가 제시한 에너지원별 탄소발생계수와 에너지전환계수를 이용하면 산정할 수 있다.

$$CE_{i,t}^{scenario\#i} = cef_i \cdot X_{i,t}^{scenario\#i}, \dots \text{식 (14)}$$

$$CE^{scenario\#i} = \sum_t \sum_i CE_{i,t}^{scenario\#i}, \dots \text{식 (15)}$$

$CE^{scenario\#i}$: 정책 시나리오별 기준년도부터 목표년도까지의 총 탄소발생량,

$CE_{i,t}^{scenario\#i}$: 정책 시나리오별 t 년도 산업 i 의 생산과정에서 발생한 탄소발생량,

$X^{scenario\#i}$: 정책 시나리오별 t 년도 산업 i 의 산출액,

cef_i , 탄소발생원단위(tco_2 /원).

정책평가 과정에서 경제적 효과와 환경적 효과는 직접적인 비교가 불가능하다. 따라서 정책평가를 위해서는 추가적인 평가지표가 필요하다. 이에 본 논문에서는 사회적 효용의 평가지표를 추가하여 정책 평가를 시도한다. 이 때 사회적 효용은 Hicks의 동등변화(equivalent variation, EV)를 이용한다. 동등변화는 식(16)과 같이 정책 전 소비자의 효용수준에서 정책 후 효용수준을 얻기 위해 소비자에게 증가되어야 할 소득을 의미한다.

문에서는 사회적 효용의 평가지표를 추가하여 정책 평가를 시도한다. 이 때 사회적 효용은 Hicks의 동등변화(equivalent variation, EV)를 이용한다. 동등변화는 식(16)과 같이 정책 전 소비자의 효용수준에서 정책 후 효용수준을 얻기 위해 소비자에게 증가되어야 할 소득을 의미한다.

$$EV = \frac{(U^p) - (U^0)}{(U^p)} \cdot (I^0), \dots \text{식 (16)}$$

EV: 동등변화,

$U^{p(0)}$: 정책 후(전) 소비자의 효용수준,

(I^0) : 정책 전 가계 소득수준.

식 (16)에서 사회적 효용수준은 식 (17)과 같이 재화의 소비량과 탄소발생량에 의해 변화하는 것으로 가정한다. 식에 의하면 사회적 효용수준은 재화의 소비에 비례하고, 이산화탄소 배출량에는 반비례하여 증가하게 된다(김홍배·최준석, 2013). 이와 같은 설정은 정책결정 과정에서 경제적 효과와 환경적 효과를 동시에 고려한 평가지표가 필요하였기 때문이다.

$$U^{p(0)} = \left(\prod_i CD_i^{\lambda_i} \right) \cdot CE^{-\kappa}, \dots \text{식 (17)}$$

CD_i : 재화 i 의 소비량,

$\lambda_i(\kappa)$: 소비(탄소발생)함수 파라미터.

마지막으로 시나리오별 사회적 효용수준의 변화는 식 (18)과 같이 기준년도부터 목표년도까지 현재가치로 표현된 동등변화의 총합으로 제시된다.

$$EV^{scenario\#i} = \sum_t EV_t^{scenario\#i} \cdot e^{-\rho t} \dots \text{식 (18)}$$

$EV^{scenario\#i}$: 정책 시나리오별 기준년도부터 목표년도까지 동등변화의 총합.

3. 분석결과

본 논문에서 제시된 분석결과가 신뢰성을 확보하기 위해서는 우선적으로 구축된 모형이 현실을 잘 반영하여야 한다. 이에 본 논문에서는 분석에 앞서 산업연관표의 기준년도인 2013년부터 정책시행 전 2017년까지 기본모형에서 예측한 GDP와 실제 GDP를 비교하여 모형의 설명력을 확인하였다. 기본모형에서 예측된 2017년 GDP규모(1,502조원)를 실제 2017년 GDP규모(1,556조원)와 비교했을 때, 96.5% 일치함이 확인되었다. 이는 구축된 모형의 신뢰성이 높다는 것을 의미한다고 볼 수 있다.

앞서 구축된 모형을 이용하여 발전수단 전환의 효과를 분석한 결과를 요약하면 표 3과 같다. 보다 구체적인 분석결과는 부록 표 10~14에 별첨하였다.

부록 표 12에 제시된 내용과 같이, 먼저 기본모형에서 GDP규모는 2018년 1,558조원에서 2030년 2,266조원으로 지속적인 증가를 나타냈다. 경제가 성장함에 따라 탄소발생량 역시 2018년 약 426.6백만톤에서 819.2백만톤 까지 증가하였다. 그러나 정책 시나리오#1과 2 모두 발전수단 전환정책이 시행될 경우, GDP와 탄소 발생량은 매년 기본모형에 비해 감소하는 것을 확인할 수 있다. 부문별 분석 결과는 다음과 같다.

경제적 측면에서 효과를 살펴보면, 표 3과 같이

기준년도부터 목표년도까지 할인율을 적용한 총 GDP 손실액은 시나리오 #1이 약 76.7조원, 시나리오 #2는 약 44.6조원 규모로 예측되었다. 이를 산업별로 구분하여 자세히 살펴보면, 전기소비량이 큰 제조업과 에너지 산업, 그리고 서비스업을 중심으로 경제적 손실이 가중됨을 알 수 있다. 이와 같은 결과는 무엇보다 발전수단이 전환됨에 따라 각 시나리오별·발전수단별 고정 자본량의 변화로 인해 전기의 가격이 크게 증가하기 때문이다. 재화의 가격을 포함한 변화된 목표연도 기준 주요 변수의 분석 결과를 제시하면 부록 표 10의 내용과 같다.

환경적 측면에서의 효과를 살펴보면, 발전수단 전환정책이 시행될 경우, 국내 총 탄소발생량은 기본모형에서 예측된 결과에 비해 매년 지속적으로 감소됨을 알 수 있다. 따라서 기준년도부터 목표년도까지 감축되는 국내 총 탄소발생량은 표 3과 같이 시나리오 #1의 경우 약 2억톤, 시나리오 #2는 약 1.2억톤으로 예측되었다. 특히 에너지 산업 중에서도 전력과 석탄, 석유산업의 탄소발생량이 상대적으로 크게 감소하였다. 이와 같은 결과는 전력생산에 투입되는 화석연료의 생산량이 크게 감소됨에 따라 나타나는 결과라 할 수 있다.

마지막으로 사회적 효용수준의 변화를 살펴보면 시나리오 #1은 기준년도부터 목표년도까지 총 약 13.6조원의 감소를, 시나리오 #2는 약 5.9조원의 감소를 초래한다.

표 3. 정책효과 분석결과(요약)

Table 3. Analysis Results of Policy Effects(Summary)

(단위: 십억 원, 백만 톤)

(Unit: Billion Won, Million Ton)

구분 Division	기본모형 Basic Model	시나리오#1 Scenario#1	시나리오#2 Scenario#2
경제적 효과 (GDP)* Economic Effects	24,626,904.5	-76,735.1 (-0.31%)	-44,649.0 (-0.18%)
환경적 효과 (CO ₂) Environment Effects	8,052.9	-201.4 (-2.5%)	-121.2 (-1.5%)
사회적 효용 (EV)* Social Utility Effects	-	-13,637.2	-5,925.5

*: 사회적 할인율: 4.5% 적용(Social Discount Rate: Applying 4.5%)

종합하면, 발전수단 전환은 국가경제에는 부정적 영향을 미치는 반면 환경적 측면에서는 긍정적인 영향을 미치는 상충관계(trade-off relationship)에 있음을 확인할 수 있다. 이는 정부의 정책목표에 따라 그리고 우리사회의 시대적 요구에 따라 정책의 시행여부가 결정 또는 변경될 수 있음을 의미한다. 그러나 사회적 효용수준의 변화를 고려하여 정책을 평가해 볼 때, 현 계획보다는 좀 더 점진적으로 발전수단을 전환하는 것이 타당하다 판단된다. 다시 말해 발전수단 전환정책이 현 국내외 여건변화를 고려한 필연적 조치라 한다면, 우리사회의 복지수준 감소를 최소화할 수 있도록 보다 신중한 결정이 이루어져야 할 것이다.

IV. 결론

본 논문은 발전수단 전환의 효과를 분석할 수 있는 모형을 개발하고 개발된 모형을 이용하여 그 효과를 경제적, 그리고 환경적 측면에서 구체적으로 분석하였다. 또한 분석과정에서 실제 정부가 계획한 전원구성(안)을 반영함으로써 보다 현실성 있는 결과를 제시하고자 하였다. 따라서 본 논문은 발전수단 전환정책의 결정과정에 필요한 기초자료를 제공하였다는데 그 의의가 있다고 할 수 있다.

본 논문의 한계는 다음과 같다. 먼저 본 논문에서 구축된 모형은 전국모형으로 정책의 지역별 효과를 분석하는데 한계가 있다. 특히 우리나라는 전기의 생산과 소비지역의 불균형이 심각하기 때문에 지역모형의 유용성은 더욱 크다고 할 수 있다. 향후 지역모형으로 모형이 확장된다면 그 결과는 보다 현실성을 확보할 수 있을 것이다.

다음으로 본 논문에서는 발전수단 전환으로 인해 발생할 수 있는 추가적인 가치, 예를 들면 탈원전 정책으로 인한 국민의 안정성 향상과 같은 가치에

대한 고려가 이루어지지 못하였다. 지역모형과 더불어 이러한 추가적인 가치를 모두 반영할 수 있는 모형이 개발된다면 그 결과는 보다 종합적이라 할 수 있을 것이다.

더불어 모형개발 측면에서 파라미터 값의 결정 과정의 정확성 문제 등이 제기될 수 있다. CGE모형은 많은 파라메타로 구성되는 만큼 현실의 특성을 보다 정교하게 반영하기 위해서는 이러한 파라미터의 추정 역시 정확하게 이루어져야 한다. 그러나 본 논문에서는 CGE모형을 개발하는 과정에서 일부 파라미터는 자료구득의 한계로 선행연구에서 사용한 파라미터 값을 사용하였다. 마지막으로 본 논문에서 개발된 모형은 완성된 것이 아니라 앞으로 지속적인 발전이 필요한 모형임을 밝혀둔다.

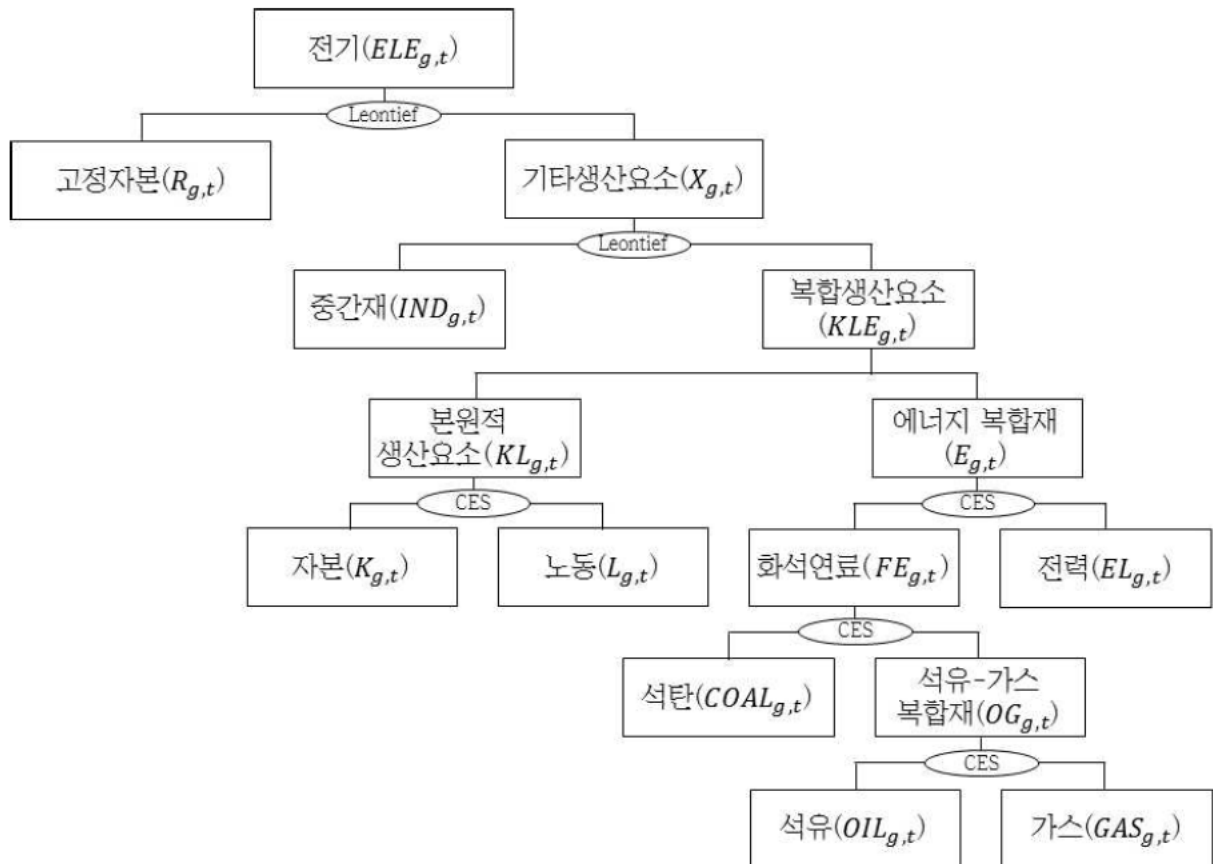
인용문헌

References

1. 김기식·김지연, 2017. “에너지 정책전환, 과연 전력수급 불안정과 급격한 전기요금 인상을 야기하는가?”, 『IF리포트』, 2017(3):1-33.
Kim, K. S., Kim, J. Y., 2017. “Does the energy shift policy cause unstable electricity supply and sudden increase in electricity rates?”, *IF Report*, 2017(3):1-33.
2. 김홍배, 2016. 「도시 및 지역경제 분석론」, 서울: 기문당.
Kim, H. B., 2016. *Urban and Regional Economic Analysis*, Seoul: Kimoonadang.
3. 김홍배·최준석, 2013. “우리나라 탄소세 도입과 이중배당효과에 관한 연구”, 『국토계획』 48(2): 21-34.
Kim, H. B., Choi, J. S., 2013, “Imposition of the Carbon Taxation and Double-Dividend Effect in Korea”, *Journal of Korea Planners Association*, 48(2): 21-34.
4. 산업통상자원부, 2016. 「제1차 기후변화대응기본계획」, 세종.

- Ministry of Trade, Industry and Energy, 2016. *1st Basic Plan for Response to Climate Change*, Sejong.
5. 산업통상자원부, 2017. 「제8차 전력수급기본계획」, 세종.
Ministry of Trade, Industry and Energy, 2016. *8th Basic Plan for Electricity Supply and Demand*, Sejong.
6. 오인하·오상봉, 2013. “발전부문 하이브리드 모형을 사용한 기후변화 정책효과 분석”, 「자원·환경경제연구」, 22(4): 691-726.
Oh, I. H., Oh, S. B., 2013. “Climate Change Policy Analysis Considering Bottom-up Electricity Generation System”, *The Environmental and Resource Economics Review*, 22(4): 691-726.
7. 최현정, 2018. “탈원전·탈석탄 정책의 문제점: 그 경제성과 지속가능성은?”, 「issue BRIEF」, 5:1-24.
Choi, H. J., 2018. “The Problems of the Policy for Phasing-Out Policy of Nuclear and Coal, is it the Economy and Sustainability?”. issue BRIEF, 5:1-24.
8. 한국은행, 2015. 「2013 전국산업연관표」, 서울.
The Bank of Korea, 2015. *2013 Input-Output Table*, Seoul.
9. Bohringer, C., 1998. “The Synthesis of Bottom-Up and Top-Down in Energy Policy Modeling”, *Energy Economics*, 20(3): 233-248.
10. Bohringer, C. and Rutherford, T. F., 2008. “Combining Bottom-Up and Top-Down”, *Energy Economics*, 30: 574-596.
11. Bohringer, C. and Rutherford, T. F., 2009. “Integrated Assessment of Energy Policies: Decomposing Top-Down and Bottom-Up”, *Journal of Economic Dynamics and Control*, 33: 1648-1661.
12. Bohringer, C., N. J. Rivers, T. F. Rutherford, and R. Wigle, 2012. “Green Jobs and Renewable Electricity Policies: Employment impacts of Ontario’s Feed-in Tariff”, *Journal of Economic Analysis & Policy*, 12(1): 1-38.
13. IAEA, 2016. *IAEA Annual Report 2016*, Vienna
14. IPCC, 1996. *IPCC Guidelines*, Geneva.
15. Kiulla, O. and Rutherford, T. F., 2010. *Calibration of Abatement Cost Function Using CES Technology*, Warsaw: The Swiss Federal Institute of Technology, Working Paper.
16. Kiulla, O. and Rutherford, T. F., 2011. “The Cost of Reducing CO2 Emission: Integrating Abatement Technologies into Economic Modeling”, *Ecological Economics*, 87(C): 62-71.
17. Sara Proenca and Miguel St. Aubyn, 2013. “Hybrid Modeling to Support Energy-Climate Policy: Effects of Feed-in Tariffs to Promote Renewable Energy in Portugal”, *Energy Economics* 38: 176-185.
18. Sue Wing, I., 2008. “The Synthesis of Bottom-Up and Top-Down Approaches to Climate Policy Modeling: Electric Power Technology Detail in a Social Accounting Framework”, *Energy Economics*, 30: 547-573.
19. Tae-Sik Yun, Gyeong-Lyeob Cho and Jang-Yeop Kim, 2016. “Analyzing Economic Effects with Energy Mix Changes: A Hybrid CGE Model Approach”, *Sustainability*, 8(10):1048.
20. Xavier Labandeira, Pedro Linares and Miguel Rodriguez, 2009. *An Integrated Approach to Simulate the Impacts of Carbon Emissions Trading Schemes*, Madrid: FEDEA, Working Paper.

부 록 Appendix



부록 그림 1. 발전수단별 전기 생산구조(상향식 모형의 구조)

A Figure 1. Structure of Electricity Production by Generation Sources(Structure of Bottom-Up Model)

부록 표 1. 생산활동 부문 방정식 체계

A Table 1. Equation System of Production Activity Sector

$X_{i,t} = \text{Min} \left(\frac{IND_{i,t}}{a_{ind_i}}, \frac{KLE_{i,t}}{a_{kle_i}}, \frac{IDT_{i,t}}{id_{t_i}} \right),$	...A 식(1)
$(1 - id_{t_i}) \cdot PX_{i,t} = a_{ind_i} \cdot PIND_{i,t} + a_{kle_i} \cdot PKLE_{i,t},$	...A 식(2)
$IND_{i,t} = \text{Min} \left(\frac{INT_{1i,t}}{a_{int_{1i}}}, \frac{INT_{2i,t}}{a_{int_{2i}}}, \dots, \frac{INT_{ji,t}}{a_{int_{ji}}} \right),$	...A 식(3)
$PIND_{i,t} = \sum_j a_{int_{ji}} \cdot PINT_{i,t},$	...A 식(4)

$$KLE_{i,t} = bt_i^{kle} \left[\delta kle_i \cdot KL_{i,t}^{\rho_{1i}} + (1 - \delta kle_i) \cdot E_{i,t}^{\rho_{1i}} \right]^{\frac{1}{\rho_{1i}}}, \quad \dots A \text{ 식(5)}$$

$$PKLE_{i,t} = \frac{1}{bt_i^{kle}} \left[\delta kle_i^{\sigma_{1i}} \cdot PKL_{i,t}^{(1-\sigma_{1i})} + (1 - \delta kle_i)^{\sigma_{1i}} \cdot PE_{i,t}^{(1-\sigma_{1i})} \right]^{\frac{1}{1-\sigma_{1i}}}, \quad \dots A \text{ 식(6)}$$

$$KL_{i,t} = bt_i^{kl} \left[\delta kl_i \cdot K_{i,t}^{\rho_{2i}} + (1 - \delta kl_i) \cdot L_{i,t}^{\rho_{2i}} \right]^{\frac{1}{\rho_{2i}}}, \quad \dots A \text{ 식(7)}$$

$$PKL_{i,t} = \frac{1}{bt_i^{kl}} \left[\delta kl_i^{\sigma_{2i}} \cdot PK_{i,t}^{(1-\sigma_{2i})} + (1 - \delta kl_i)^{\sigma_{2i}} \cdot PL_{i,t}^{(1-\sigma_{2i})} \right]^{\frac{1}{1-\sigma_{2i}}}, \quad \dots A \text{ 식(8)}$$

$$E_{i,t} = bt_i^{fe} \left[\delta fe_i \cdot FE_{i,t}^{\rho_{3i}} + (1 - \delta fe_i) \cdot EL_{i,t}^{\rho_{3i}} \right]^{\frac{1}{\rho_{3i}}}, \quad \dots A \text{ 식(9)}$$

$$PE_{i,t} = \frac{1}{bt_i^{fe}} \left[\delta fe_i^{\sigma_{3i}} \cdot PFE_{i,t}^{(1-\sigma_{3i})} + (1 - \delta fe_i)^{\sigma_{3i}} \cdot PEL_{i,t}^{(1-\sigma_{3i})} \right]^{\frac{1}{1-\sigma_{3i}}}, \quad \dots A \text{ 식(10)}$$

$$FE_{i,t} = bt_i^{oc} \left[\delta oc_i \cdot OG_{i,t}^{\rho_{4i}} + (1 - \delta oc_i) \cdot COAL_{i,t}^{\rho_{4i}} \right]^{\frac{1}{\rho_{4i}}}, \quad \dots A \text{ 식(11)}$$

$$PFE_{i,t} = \frac{1}{bt_i^{oc}} \left[\delta oc_i^{\sigma_{4i}} \cdot POG_{i,t}^{(1-\sigma_{4i})} + (1 - \delta oc_i)^{\sigma_{4i}} \cdot PCOAL_{i,t}^{(1-\sigma_{4i})} \right]^{\frac{1}{1-\sigma_{4i}}}, \quad \dots A \text{ 식(12)}$$

$$OG_{i,t} = bt_i^{og} \left[\delta og_i \cdot OIL_{i,t}^{\rho_{5i}} + (1 - \delta og_i) \cdot GAS_{i,t}^{\rho_{5i}} \right]^{\frac{1}{\rho_{5i}}}, \quad \dots A \text{ 식(13)}$$

$$POG_{i,t} = \frac{1}{bt_i^{og}} \left[\delta og_i^{\sigma_{5i}} \cdot POIL_{i,t}^{(1-\sigma_{5i})} + (1 - \delta og_i)^{\sigma_{5i}} \cdot PGAS_{i,t}^{(1-\sigma_{5i})} \right]^{\frac{1}{1-\sigma_{5i}}}, \quad \dots A \text{ 식(14)}$$

$X_{i,t}$: t 년도 산업 i 의 총 생산량, $IND_{i,t}$: t 년도 산업 i 의 중간재 수요,

$KLE_{i,t}$: t 년도 산업 i 의 복합생산요소 수요, $IDT_{i,t}$: t 년도 산업 i 에 부과된 간접세,

$INT_{ji,t}$: t 년도 산업 i 생산에 투입된 재화 j 의 양,

$KL_{i,t}$: t 년도 산업 i 생산에 투입된 본원적 생산요소량,

$E_{i,t}$: t 년도 산업 i 생산에 투입된 에너지복합재량, $FE_{i,t}$: t 년도 산업 i 생산에 투입된 화석연료량,

$EL_{i,t}$: t 년도 산업 i 생산에 투입된 전력량, $OG_{i,t}$: t 년도 산업 i 생산에 투입된 석유-가스 복합재량,

$COAL_{i,t}$: t 년도 산업 i 생산에 투입된 석탄량, $OIL_{i,t}$: t 년도 산업 i 생산에 투입된 석유량,

$GAS_{i,t}$: t 년도 산업 i 생산에 투입된 가스량,

$PX_{i,t}$: t 년도 산업 i 의 생산가격, $PIND_{i,t}$: t 년도 산업 i 의 중간재 가격,

$PKLE_{i,t}$: t 년도 산업 i 의 복합생산요소 가격,

$PKL_{i,t}$: t 년도 산업 i 생산에 투입된 본원적 생산요소의 가격, $PK_{i,t}(PL_{i,t})$: t 년도 자본(노동)가격,

$PE_{i,t}$: t 년도 산업 i 생산에 투입된 에너지복합재 가격,

$PFE_{i,t}$: t 년도 산업 i 생산에 투입된 화석연료의 가격, $PEL_{i,t}$: t 년도 산업 i 생산에 투입된 전력가격,
 $POG_{i,t}$: t 년도 산업 i 생산에 투입된 석유-가스 복합재 가격,
 $PCOAL_{i,t}(POIL_{i,t}, PGAS_{i,t})$: t 년도 산업 i 생산에 투입된 석탄(석유, 가스)가격,
 $aind_i(akle_i, idt_i)$: 중간재(복합생산요소, 간접세)투입계수,
 $aint_{ji}$: 산업 i 생산에 투입된 j 재와 투입계수, $bt_i^{kle}(bt^{kl}, bt^{fe}, bt^{oc}, bt^{og})$: CES함수의 scale 파라미터,
 $\delta kle_i(\delta kl_i, \delta fe_i, \delta oc_i, \delta og_i)$: CES함수의 share 파라미터,
 $\rho_{ni} = (\sigma_{ni} + 1)/\sigma_{ni}$ (단, σ_{ni} 는 대체탄력성).

부록 표 2. 재화부문 방정식 체계

A Table 2. Equation System of Commodity Sector

$$Q_{i,t} = bt_i \left[\gamma_i \cdot XD_{i,t}^{\rho_{6i}} + (1 - \gamma_i) \cdot XM_{i,t}^{\rho_{6i}} \right]^{\frac{1}{\rho_{6i}}}, \quad \dots A \text{ 식}(15)$$

$$PQ_{i,t} \cdot Q_{i,t} = PD_{i,t} \cdot XD_{i,t} + PM_{i,t} \cdot XM_{i,t}, \quad \dots A \text{ 식}(16)$$

$$PM_{i,t} = er \cdot (1 + tm_i) \cdot pwm_i, \quad \dots A \text{ 식}(17)$$

$$\frac{XM_{i,t}}{XD_{i,t}} = \frac{(1 - \gamma_i)}{\gamma_i} \cdot \left(\frac{PD_{i,t}}{PM_{i,t}} \right)^{\sigma_{2i}}, \quad \dots A \text{ 식}(18)$$

$$Q_{i,t} = IND_{i,t} + CD_{i,t} + GD_{i,t} + ID_{i,t}, \quad \dots A \text{ 식}(19)$$

$Q_{i,t}$: t 년도 복합재 i 의 생산량, $XM_{i,t}$: t 년도 해외 수입재 i 의 양,

$PQ_{i,t}$: t 년도 복합재 i 의 가격, $PM_{i,t}$: t 년도 해외 수입재 i 의 가격,

$IND_{i,t}$: t 년도 중간재 산업 i 의 수요, $CD_{i,t}$: t 년도 i 산업의 산업 i 의 민간소비 수요,

$GD_{i,t}$: t 년도 산업 i 의 정부지출 수요, $ID_{i,t}$: t 년도 산업 i 의 투자수요,

er : 환율, tm_i : 해외수입재 i 의 관세율, pwm_i : 해외수입재 i 의 국제가격,

bt_i : CES함수의 scale 파라미터, γ_i : CES함수의 share 파라미터,

$\rho_{6i} = (1 + \sigma_{6i})/\sigma_{6i}$ (단, σ_{6i} 는 대체탄력성).

부록 표 3. 가계부문 방정식 체계

A Table 3. Equation System of Household Sector

$Y_t = \sum_i (w_i \cdot L_{i,t} + r_i \cdot K_{i,t}),$	...A 식(20)
$YD_t = (1 - ty) \cdot Y_t,$	...A 식(21)
$HC_t = (1 - hsr) \cdot YD_t,$	...A 식(22)
$HS_t = hsr \cdot YD_t,$	...A 식(23)
$CD_{i,t} = \frac{\lambda_i}{\sum_i \lambda_i} \frac{HC_t}{PQ_{i,t}},$	...A 식(24)
Y_t: t년도 가계 총 소득, YD_t: t년도 가계의 가처분소득, HC_t: t년도 가계 소비지출액, HS_t: t년도 가계저축, ty: 직접세율, hsr: 가계저축률, λ_i: 효용함수 파라미터.	

부록 표 4. 정부부문 방정식 체계

A Table 4. Equation System of Government Sector

$GR_t = DTAX_t + IDTAX_t + TAR_t,$	...A 식(25)
$DTAX_t = ty \cdot Y_t,$	...A 식(26)
$IDTAX_t = \sum_i idt_i \cdot PX_{i,t} \cdot X_{i,t},$	...A 식(27)
$TAR_t = \sum_i tm_i \cdot PM_{i,t} \cdot XM_{i,t},$	...A 식(28)
$GS_t = gsr \cdot GR_t,$	...A 식(29)
$GD_{i,t} = gr_i \cdot \frac{(1 + gsr) \cdot GR_t}{PQ_{i,t}},$	...A 식(30)
GR_t: t년도 정부의 조세수입, $DTAX_t$: t년도 직접세 수입, $IDTAX_t$: t년도 간접세 수입, TAR_t: t년도 관세수입, GS_t: t년도 정부저축, $GD_{i,t}$: t년도 산업 i의 정부지출, idt_i: 생산활동 부문 i에 부과되는 간접세율, tm_i: 해외수입재 i에 부과되는 관세율, gsr: 정부저축률, gr_i 산업 i의 정부지출비율.	

부록 표 5. 자본시장부문 방정식 체계

A Table 5. Equation System of Capital Market Sector

$TS_t = HS_t + GS_t + FS_t,$	...A 식(31)
$FS_t = \sum_i (pwm_i \cdot XM_{i,t} - PE_{i,t} \cdot XE_{i,t}),$	...A 식(32)
$ID_t = TS_t - STD_t,$	...A 식(33)
$ID_{i,t} = \phi_i \cdot \frac{TS_t}{PQ_{i,t}},$	...A 식(34)
$STD_{i,t} = scr_i \cdot Q_{i,t},$	...A 식(35)
TS_t : t 년도 총저축, FS_t : t 년도 해외저축, ID_t : t 년도 투자수요, STD_t : t 년도 재고수요, ϕ_i : 투자재 생산함수 파라미터, scr_i : 재고수요 분배율.	

부록 표 6. 시장균형부문 방정식 체계

A Table 6. Equation System of Market Clearing Sector

$Q_{i,t} = IND_{i,t} + CD_{i,t} + GD_{i,t} + ID_{i,t} + STD_{i,t},$	...A 식(36)
$LS_t = \sum_i L_{i,t},$	...A 식(37)
$KS_t = \sum_i K_{i,t},$	...A 식(38)
LS_t : t 년도 노동공급규모, KS_t : t 년도 자본공급규모.	

부록 표 7. 생산요소의 동태적 변화부문 방정식 체계

A Table 7. Equation System of Dynamic Change of Production Factors sector

$LS_{t+1} = (emr_t - uemr_t) \cdot KS_t,$	...A 식(39)
$KS_{t+1} = (1 - dpr_t) \cdot K_t + NK_{t+1},$	...A 식(40)
LS_{t+1} : $t+1$ 년 노동공급규모, KS_{t+1} : $t+1$ 년 자본공급규모, NK_{t+1} : $t+1$ 년 신규 자본투자, $emr_t (uemr_t)$: t 년도 신규노동자 취업률(퇴직률), dpr_t : 자본의 감가상각비.	

발전수단 전환이 우리나라 경제와 환경에 미치는 영향분석

부록 표 8. 거시적 사회회계행렬(2013년 전국)

(단위: 백억 원)

A Table 8. Macro SAM(2013)

(Unit: Ten Billion Won)

	ACT	COM	LAB	CAP	HH	GOV	CM	ST	ROW	TOT
ACT		278,707							77,470	356,177
COM	225,853				68,008	21,447	39,100	-3,102		351,306
LAB	62,940									62,940
CAP	65,817									65,817
HH			62,940	65,817						128,757
GOV	1,566	2,247			9,596					13,409
CM					51,153	-8,037			-7,118	35,997
ST							-3,102			-3,102
ROW		70,353								70,353
TOT	356,177	351,306	62,940	65,817	128,757	13,409	35,997	-3,102	70,353	

부록 표 9. 산업구분

A Table 9. Industry Division

부문분류 Division		코드 Code	산업분류 Industry Division	
생산 부문 Production Sector	일반산업부문 General Industry	A1	농림수산 및 광업	Agriculture, Forestry, Fisheries and Mining
		A2	제조업	Manufacturing
		A3	건설업	Construction
		A4	서비스업	Service
	수입에너지 Import Energy	A5	원유	Crude Oil
		A6	천연가스	Natural Gas
	국내생산 에너지 Domestic Production Energy	A7	석탄	Coal and Coal products
		A8	석유	Oil and Oil products
		A9	가스	Urban Gas and Heat Supply
		A10	전력	Water, Thermal, Nuclear, Self Power, New&Renewable Energy

부록 표 10. 시나리오별·산업별 주요변수의 변화(2030년 목표년도 기준)

(단위: 십억원, 백만톤)

A Table 10. Change of Key Variables by Scenarios and Industries

(Unit: Billion Won, millionTon)

구분 Division	생산액* Production				부가가치액* Value Added				재화의 가격 Price of Commodity				탄소발생량** Carbon Emission			
	시나리오#1 Scenario#1		시나리오#2 Scenario#2		시나리오#1 Scenario#1		시나리오#2 Scenario#2		시나리오#1 Scenario#1		시나리오#2 Scenario#2		시나리오#1 Scenario#1		시나리오#2 Scenario#2	
	변화량 Change	비율 rate	변화량 Change	비율 rate	변화량 Change	비율 rate	변화량 Change	비율 rate	변화량 Change	비율 rate	변화량 Change	비율 rate	변화량 Change	비율 rate	변화량 Change	비율 rate
A1	-56	-0.07%	-33	-0.04%	-17	-0.04%	-10	-0.02%	0.002	0.20%	0.001	0.10%	-	-	-	-
A2	-4,100	-0.18%	-1,297	-0.06%	-370	-0.07%	-176	-0.03%	0.011	1.09%	0.003	0.30%	-	-	-	-
A3	-470	-0.19%	-322	-0.13%	-170	-0.21%	-69	-0.08%	0.003	0.30%	0.002	0.15%	-	-	-	-
A4	-2,900	-0.15%	-1,600	-0.08%	-800	-0.08%	-388	-0.04%	0.022	2.20%	0.012	1.20%	-	-	-	-
A7	-106	-0.98%	-34	-0.32%	-23	-0.91%	-8	-0.31%	0.001	0.10%	0.000	0.05%	-6.854	-1.40%	-2.925	-0.77%
A8	-300	-0.15%	-170	-0.08%	-4	-0.03%	-1	-0.01%	0.004	0.40%	0.001	0.10%	-7.340	-1.73%	-3.885	-1.02%
A9	-542	-0.88%	-162	-0.26%	-75	-0.85%	-23	-0.26%	0.002	0.20%	0.001	0.10%	-6.789	-1.79%	-3.342	-0.88%
A10	-1,466	-1.95%	-656	-0.87%	-362	-1.86%	-143	-0.73%	0.101	10.07%	0.078	7.78%	-7.184	-1.89%	-4.775	-1.26%

*생산액과 부가가치액: 명목가치(할인을 미적용)

**탄소발생량: 탄소발생은 에너지산업에서만 발생하는 것으로 가정

***A6(원유) 및 A7(천연가스)산업은 수입에너지원으로 국내 생산이 없음

부록 표 11. 발전수단별 고정자본 및 비율변화
A Table 11. Change of Fixed Capital and Ratio

(단위: 십억 원)
(Unit: Billion Won)

구분 Division	기본모형 Basic Model					
	수력 Water	화력 Thermal	원자력 Nuclear	자가 발전 Self Power	신재생 에너지 New&Renewal Energy	합계 Total
2018	325 (3.5%)	6,038 (65.1%)	1,883 (20.3%)	101 (1.1%)	928 (10.0%)	9,275
2020	344 (3.5%)	6,396 (65.1%)	1,995 (20.3%)	107 (1.1%)	983 (10.0%)	9,824
2025	393 (3.5%)	7,309 (65.1%)	2,279 (20.3%)	122 (1.1%)	1,123 (10.0%)	11,227
2030	443 (3.5%)	8,231 (65.1%)	2,567 (20.3%)	138 (1.1%)	1,265 (10.0%)	12,644
구분 Division	시나리오#1 Scenario#1					
	수력 Water	화력 Thermal	원자력 Nuclear	자가 발전 Self Power	신재생 에너지 New&Renewal Energy	합계 Total
2018	325 (3.5%)	6,038 (65.1%)	1,883 (20.3%)	101 (1.1%)	928 (10.0%)	9,275
2020	351 (3.5%)	6,182 (63.2%)	1,936 (19.8%)	106 (1.1%)	1,199 (12.3%)	9,774
2025	389 (3.5%)	6,272 (56.5%)	1,876 (16.9%)	121 (1.1%)	2,443 (22.0%)	11,101
2030	432 (3.5%)	6,323 (51.1%)	1,446 (11.7%)	133 (1.1%)	4,017 (32.6%)	12,351
구분 Division	시나리오#2 Scenario#2					
	수력 Water	화력 Thermal	원자력 Nuclear	자가 발전 Self Power	신재생 에너지 New&Renewal Energy	합계 Total
2018	325 (3.5%)	6,038 (65.1%)	1,883 (20.3%)	101 (1.1%)	928 (10.0%)	9,275
2020	344 (3.5%)	6,302 (64.2%)	1,970 (20.1%)	106 (1.1%)	1,093 (11.1%)	9,815
2025	392 (3.5%)	6,791 (60.8%)	2,080 (18.6%)	121 (1.1%)	1,791 (16.0%)	11,175
2030	441 (3.5%)	7,297 (58.1%)	2,011 (16.0%)	136 (1.1%)	2,678 (21.3%)	12,564

(): 고정자본 투입비율(input ratio of fixed capital)

부록 표 12. 경제적 효과(GDP) 분석결과

(단위: 십억 원)

A Table 12. Analysis Results of Economic Effects(GDP)

(Unit: Billion Won)

구분 Division	기본모형 Basic Model Solution (A)	시나리오#1 Scenario#1		시나리오#2 Scenario#2	
		모형 해 Solution (B)	정책효과 Policy Effects (B)-(A)	모형 해 Solution (C)	정책효과 Policy Effects (C)-(A)
2018	1,558,400.0	1,558,400.0	0.0	1,558,400.0	0.0
2019	1,608,622.9	1,606,513.2	-2,109.7	1,607,014.7	-1,608.2
2020	1,660,335.7	1,657,003.6	-3,332.2	1,658,419.5	-1,916.2
2021	1,713,571.9	1,709,528.2	-4,043.7	1,711,404.8	-2,167.0
2022	1,768,365.1	1,763,516.2	-4,848.8	1,765,819.4	-2,545.7
2023	1,824,749.7	1,818,226.7	-6,523.1	1,821,462.4	-3,287.4
2024	1,882,759.2	1,875,803.9	-6,955.3	1,878,815.0	-3,944.3
2025	1,942,428.0	1,935,134.6	-7,293.4	1,938,269.6	-4,158.4
2026	2,003,790.2	1,996,393.6	-7,396.6	1,999,496.5	-4,293.8
2027	2,066,880.3	2,059,211.9	-7,668.4	2,062,448.6	-4,431.7
2028	2,131,735.1	2,123,745.8	-7,989.3	2,126,925.5	-4,809.6
2029	2,198,389.1	2,189,821.5	-8,567.7	2,193,187.4	-5,201.8
2030	2,266,877.2	2,256,870.3	-10,006.9	2,260,592.3	-6,285.0
합 계* Total*	24,626,904.5	24,550,169.6	-76,735.1	24,582,255.5	-44,649.0

*: 사회적 할인율: 4.5% 적용(Social Discount Rate: Applying 4.5%)

부록 표 13. 환경적 효과(탄소발생량) 분석결과

(단위: 백만 톤)

A Table 13. Analysis Results of Environmental Effects(Carbon Emission)

(Unit: Million Ton)

구분 Division	기본모형 Basic Model Solution (A)	시나리오#1 Scenario#1		시나리오#2 Scenario#2	
		모형 해 Solution (B)	정책효과 Policy Effects (B)-(A)	모형 해 Solution (C)	정책효과 Policy Effects (C)-(A)
2018	421.6	421.6	0.0	421.6	0.0
2019	457.3	450.8	-6.5	453.4	-3.9
2020	489.6	480.7	-8.9	483.1	-6.5
2021	521.4	511.1	-10.3	513.6	-7.8
2022	554.0	542.0	-12.0	544.8	-9.2
2023	587.4	573.5	-13.9	577.0	-10.4
2024	619.8	605.7	-14.1	609.1	-10.7
2025	651.7	633.7	-18.0	640.9	-10.8
2026	684.1	664.4	-19.7	673.1	-11.0
2027	715.4	693.8	-21.6	704.1	-11.3
2028	747.7	724.9	-22.8	736.1	-11.6
2029	783.7	758.2	-25.5	770.5	-13.2
2030	819.2	791.0	-28.2	804.3	-14.9
합 계 Total	8,052.9	7,851.4	-201.5	7,931.6	-121.3

부록 표 14. 사회적 효용변화(동등변화) 분석결과
 A Table 14. Analysis Results of Social Utility
 Effects(Equivalent Valuation, EV)

(단위: 십억 원)
 (Unit: Billion Won)

구분 Division	시나리오#1 Scenario#1	시나리오#2 Scenario#2
2018	-	-
2019	-622.1	-397.1
2020	-877.4	-385.9
2021	-1,033.7	-378.2
2022	-1,220.8	-418.9
2023	-1,439.1	-533.3
2024	-1,492.9	-630.4
2025	-1,442.9	-745.6
2026	-1,373.4	-533.8
2027	-1,135.5	-532.2
2028	-922.2	-342.6
2029	-1,039.4	-531.7
2030	-1,037.9	-496.0
합 계* Total*	-13,637.2	-5,925.5

*: 사회적 할인율: 4.5% 적용(Social Discount Rate: Applying 4.5%)

Date Received 2018-07-20
 Reviewed(1st) 2018-10-16
 Date Revised 2018-11-13
 Reviewed(2nd) 2018-12-03
 Date Accepted 2018-12-03
 Final Received 2018-12-10