

전력부문 상세화 CGE 모형을 통한 최대부하요금 인상의 파급효과 분석*

김진태** · 조철흥*** · 최동현****

요 약

본 연구는 GTAP9 Power DB의 방법론을 차용하여 전력부문을 부하-발전기술 별로 세분화한 CGE 모형을 구축하고, 이를 바탕으로 최대부하요금 인상의 파급효과를 분석하였다. 가용한 국내 전력시장 자료를 활용하여 Power DB를 갱신하고 모형 입력자료로 활용하였다. 최대부하요금 인상은 전력부문의 산출량을 감소시키고, 전력투입 비중이 상대적으로 높은 제조업의 산출량을 감소시켰다. 요금인상으로 총 전력 소비가 줄지만, 대체효과로 기저부하 발전 이용률이 증가해 전원구성에서 석탄, 원자력의 비중이 증가하는 것으로 나타났다. 핵심 모수인 기저부하와 최대부하 간의 대체탄력성에 대한 민감도 분석결과 대체탄력성이 증가할수록 최대부하가 상대적으로 값싼 기저부하로 유연하게 대체되면서, 제조업 산출량 감소 정도가 완화되었다. 한편, 기저부하 전력수요 증가로 전력부문의 석탄 소비가 증가하면서 최대부하요금인상의 온실가스 감축효과가 반감되는 것으로 나타났다.

주요 단어 : GTAP9 Power DB, 일반균형모형, 전력부문 상세화, 최대부하요금
경제학문헌목록 주제분류 : Q41, Q48

* 본 논문은 환경부 기후변화대응 환경기술개발사업(2014001300002)의 지원을 받아 수행된 연구입니다.

** KAIST 지속발전연구센터 연구원(주저자). kimjintae9011@kaist.ac.kr

*** KAIST 지속발전연구센터 연구교수(공동저자). cheolhung@kaist.ac.kr

**** 육군3사관학교 경영학과 조교수(교신저자). dhchoi90@business.kaist.edu

I. 서 론

과거 우리나라 전력산업은 급속한 경제 성장에 따른 수요증가를 충족시키기 위해 경제성 있는 대규모 발전소 건설에 우선순위를 두었다. 기존 전력시장에서는 수요를 조정할 수 있는 수단이 충분하지 않았기 때문에 최대부하 시간대의 수요를 전망하여 안정적으로 전력수급이 이루어질 수 있도록 공급 계획을 수립하였다. 이러한 공급 계획 방식은 최대부하를 제외한 대부분 시간대에서 일부 발전소의 이용률이 떨어지는 단점이 있었다. 이에 수요를 예측하고 관리할 수 있는 기술이 개발되면서 최대수요억제(Peak Clipping), 부하이전(Load Shifting)을 통해 전력수요와 공급의 괴리를 줄이고, 기존 발전소의 이용률을 극대화하려는 노력이 확대되었다.

전력부문의 수요관리는 신규 발전소 투자비를 절감하고 기존 설비 이용률을 높여 자원이용의 합리화를 도모할 수 있는 장점이 있다. 국내 전력부문 수요관리 정책으로 최대부하 시간 요금을 할증하는 최대부하요금제(Critical Peak Pricing)와 계절별 시간별 차등 요금을 적용하는 계시별요금제가 실행되고 있다. 두 정책은 시간대별 전력 상대가격 체계에 변화를 주어 소비자의 전기 절약을 유도하는 정책이다. 또한, 정부는 발전소 건설 위주의 수급정책을 수요관리 중심으로 전환하기 위해 실효성 있는 수요관리 수단을 새로이 확보하는 것으로 계획했다(산업통상자원부, 2017). 이처럼 수요관리 중요성이 강조되면서 전력부문 정책의 경제적 파급효과를 분석하는 연구에서 공급과 수요를 상세히 반영하는 것이 중요해지고 있다.

전력부문 정책효과를 분석하는 연구방법으로 시뮬레이션 모형, 통계학적 추정기법, 비용 최소화 상향식 모형 등 다양한 방법이 사용되고 있다. 본 연구는 최대부하요금 인상의 경제적 파급효과 분석을 위해서 연산가능일반균형모형

(Computable General Equilibrium Model, CGE)을 연구방법으로 채택하였다. CGE 모형의 장점은 다(多) 부문 분석으로 특정 부문의 변화가 타 부문에 미치는 효과를 고려할 수 있다는 것이다.¹⁾ 하지만 CGE를 연구방법으로 채택한 대부분의 선행연구는 입력자료 한계로 전력부문을 단순하게 묘사해 전력정책의 상세한 효과를 분석하기 어려웠다.

이러한 한계를 극복하고자 Peters(2016a)는 최적화 및 행렬 균형 조정(Matrix Balancing) 방법을 사용하여 GTAP9 DB의 단일 전력 상품을 12개 상품(기술)으로 세분화한 GTAP9 Power DB(이하 Power DB)를 구축했다. 본 연구는 Peters(2016a)에서 사용한 방법을 준용하면서 국내 전력시장 특성을 반영한 전력부문 상세화 DB를 구축하였다. 또한, 국내 실증자료를 사용하여 사용자별로 차별화된 부하(기저부하, 최대부하) 대체관계를 고려해 CGE 모형에서 분석하기 어려웠던 최대부하요금 인상의 경제적 효과를 분석하였다.

논문의 구성은 다음과 같다. 2장에서는 국내외 주요 선행연구를 정리하고 본 연구와의 차이점을 서술하였다. 3장에서는 Power DB를 국내 상황에 맞는 자료로 재구축하는 방법을 설명하고 Power DB와 재구축한 결과물을 비교하였다. 4장에서는 최대부하요금 인상의 파급효과를 분석하기 위해 구축한 CGE 모형과 시나리오를 서술했다. 5장에서는 구축한 자료와 모형을 바탕으로 최대부하요금 인상의 경제적 효과를 분석하고 주요 모수에 대한 민감도 분석을 실행하였다. 6장에서는 분석결과의 시사점과 연구 한계 및 향후 연구 방향을 정리하였다.

1) 경제구조 변화를 분석할 수 있는 장점이 있지만 완전경쟁시장 가정, 규모의 경제가 존재하지 않는 가정, 생산기술체제 및 소비자 선호에 대한 가정 등 모형에서 사용하는 일부 가정이 현실과 괴리되는 한계가 존재한다. 따라서 분석결과의 해석과 인용에 주의가 필요하다.

II. 선행연구

일반적으로 전력산업은 다른 산업의 생산에서 중간재로 사용되거나 다른 산업으로부터 중간재를 구매하는 비율이 높다. 즉, 전방연쇄효과와 후방연쇄효과가 모두 높은 산업이다. 전력부문 정책효과를 분석한 선행연구는 CGE 모형, 산업연관분석 방법 등을 통해 타 산업, 국가 경제에 미치는 영향을 분석한다. CGE 모형을 사용해 전력요금인상 효과를 분석한 선행연구는 주로 거시적 측면(물가, 국내총생산, 산업별 산출량 등)의 결과를 제시하였다. 산업연관분석을 활용한 연구는 기존 자료에서 제공되지 않은 개별 발전소 상품을 구축하고 발전소 최종수요 증가에 따른 경제적 효과를 분석하였다.

전력요금 인상의 파급효과를 분석한 연구는 한진희·유시용(1997)과 홍종호(2003)가 있다. 두 연구 모두 CGE 모형을 분석방법으로 채택하였고 전력요금 인상이 물가, 수출, 수입 거시경제 변수에 미치는 영향을 분석하였다. 한진희·유시용(1997)은 1993년 산업연관표를 사용해 모형을 구축하였다. 분석결과 전력요금 인상으로 수출과 수입은 모두 감소하며 수출의 감소율이 수입의 감소율보다 높은 것으로 나타났다. 산업별 효과에서 서비스 부문의 가격상승이 두드러졌는데 서비스 산업이 제조업보다 수입 대체가 상대적으로 어렵기 때문이었다. 홍종호(2003)는 1998년도 산업연관표를 사용해 CGE 모형을 구축하였다. 분석결과 전력요금 인상으로 실질 GNP가 감소하고, 소비자·생산자 물가가 상승하는 것으로 나타났다. 산업별 생산량 변화에 차이가 있었으나 섬유, 가죽 부문의 생산량 감소가 크고 기계 부문의 생산량은 증가하는 것으로 나타났다.

산업연관분석을 사용해 전력부문 수요증가 효과를 분석한 연구는 한국전력공사(2012), 조주현 외(2018) 등이 있다. 한국은행에서 발간하는 산업연관표는

전력부문을 수력, 화력, 원자력, 자가발전, 신재생에너지로 분류하고 있어 특정 발전기술의 수출 효과를 분석하기에는 한계가 있다. 따라서 개별 발전기술에 대한 보조금 정책 등의 파급효과를 분석하기 위해서는 전력부문을 상세화한 자료가 필요하다. 한국전력공사(2012)는 전력산업 수출의 국가 경제적 효과 분석모형을 개발하기 위해서 전력 상품을 상세화한 산업연관표를 구축하였다. 발전원별 발전소의 투입 구조 차이를 반영하기 위해서 터빈 구입, 보조기기 구입, 시공, 종합설계, 기타용역, 사업주비, 용지비, 연료비, 건설이자 등의 공사비 비중을 활용하여 전력 상품을 원자력, LNG, 석탄, 중유, 풍력, 송·변전으로 세분화했다. 조주현 외(2018) 연구에서는 LNG 발전소 건설 및 운영의 경제적 파급효과 분석을 위해서 2010년 산업연관표 전력부문에서 LNG 발전 부문을 별도로 집계한 산업연관표를 구축하였다.

전력부문 정책의 상세한 파급효과를 분석하기 위해서 전력 소비 행태를 반영할 수 있는 모형구축도 필요하다. Wiskich(2014)은 CGE 모형에서 일반적으로 사용하는 전력부문 생산함수가 전력시장 한계비용을 반영하지 못하는 한계를 극복하기 위해 MARKAL, MESSAGE 등 상향식 모형(Bottom-up model)과 같이 변동비용, 고정비용, 자본비용의 경쟁으로 전력공급이 결정되는 MELD(Model of Electricity with Load Duration) 모형을 구축하였다. 부하 지속곡선(Load Duration Curve)을 평탄화(Flattening)하는 시나리오 분석결과 전력가격은 8.5% 하락하고 공급은 1.6% 증가하였다. 또한, 평탄화로 인해 발전소의 평균 이용률이 상승하면서 국내총생산은 0.5% 상승하는 것으로 나타났다.

Roadrigues and Linares(2015)는 수요관리(Demand Response, DR)의 효과를 분석하기 위해서 전력 상향식 모형의 비용 결과를 활용하여 전력 상품을 부하 구간(Load Block)별로 구분한 GEMED(General Equilibrium Model with Electricity Detail) 모형을 구축하였다. 부하 구간의 수는 1~180여개로 계절, 휴일, 조업일 등 고려하여 세분화하였다. 최대부하요금을 인상하는 시나리오 분석결과 전력 상품을 부하구간별로 구분하지 않은 기본 모형보다 세분화한 모형에서 국내 총생산과 전력수요가 감소하고 전력가격이 상승하였다.

Peters(2016a)는 전력 공급기술의 발전으로 인해 기술별 특성을 고려하는 것과 환경규제 도입에 따른 영향분석이 중요해짐에 따라 GTAP9 DB를 바탕으로 단일 전력 상품을 12가지 기술로 세분화했다. 전력 상품을 송·배전, 원자력, 석탄, 가스, 수력, 풍력, 석유류, 태양광, 기타로 세분화하였고 나아가 가스, 석유류, 수력에 대해서는 기저부하와 최대부하를 구분했다. 지역별 연료원별 발전량과 균등화 비용(levelized cost of electricity) 정보 등을 활용해 새로운 상품의 비용구조를 구축하고 GTAP9 DB와 정합성을 유지하기 위해서 SPCE(Share-Preserving Cross-Entropy) 행렬 균형조정 방법을 사용하였다.

Wiskich(2014)에서 구축한 MELD 모형은 일반적인 CGE 모형에서 사용되는 CES(Constant Elasticity of Substitution) 함수를 사용하지 않고 별도의 모듈을 사용해 모형이 복잡한 단점이 있다. Roadrigues and Linares(2015)는 전력상품을 부하별로 상세하게 구분했지만 타 산업의 구분을 단순하게 분류하고 가계 이외 제조, 서비스 산업에서 기저부하와 최대부하 소비 간의 대체가 없는 것으로 가정하였다. Peters(2016a)는 전력 상품을 발전원별(원자력, 석탄 등) 부하별 상품(기저와 최대부하)으로 구분하고 자료 구축과정에서 사용된 자료와 방법을 공개하여 연구의 투명성이 있지만, 지역별 전력시장의 특성을 고려하지 못한 것이 한계이다.

CGE 모형에서 최대부하요금 인상의 경제적 과급효과를 분석하기 위해서는 상세한 자료 구축이 선행되어야 한다. 한국전력공사(2012), 조주현 외(2018) 연구는 전력부문을 여러 발전기술로 나누었지만, 부하를 고려하지 못했다. Wiskich(2014), Roadrigues and Linares(2015) 전력시장을 상세화하거나 부하별 소비를 상세히 구분했지만, 해당 연구에서 사용한 방법으로 자료 또는 모형을 복제하기 어려운 단점이 있다. 이에 본 연구는 사용한 자료와 코드(Code)를 공개하고 자료 구축과정을 문서화한 Peters(2016a)의 방법을 준용하면서 우리나라 전력시장 특성에 맞는 발전기술 및 송·배전 비용, 부하별 수요패턴을 반영하여 Power DB를 재구축하였다.

Ⅲ. 전력부문 상세화

1. GTAP9 Power DB

기존 CGE 모형 입력자료는 전력부문의 발전기술과 송·배전부문이 상세하게 구분되지 않아 전력부문을 자세히 묘사하는 것이 어렵다. 전력부문을 상세히 반영하기 위한 다양한 시도(Cai and Arora, 2015; Lindner et al. 2014)가 있었지만, 구체적인 방법론이 공개되어 있지 않기 때문에 자료의 정확성을 판단하기 어렵고 국내 상황에 맞는 자료로 재가공하기가 힘들다.

Power DB는 발전기술별 전력 생산량, 균등화된 자본, 연료, 운영유지비용(O&M) 및 지역별 실질 세율(IEA and NEA, 2010) 정보를 활용해 GTAP9 단일 전력부문을 확장했다. Power DB는 단일 전력부문을 세분화하기 위해 발전기술별 투입구조를 구축한다. 기술별 노동, 자본비용은 균등화 비용의 구성요소인 균등화 자본비용, 균등화 운전유지비용과 발전량을 곱하여 계산된 금액 비중(행 비중)으로 배분한다. 이때, 전문가 가정(Expert assumption)을 통해 도출된 비중을 사용해 균등화 운전유지비용을 여러 중간재로 배분한다.²⁾ 발전기술별 연료비용은 GTAP9 전력부문 연료투입과 합계가 일치하도록 간단한 가정을 사용하여 기술별 연료투입을 계산한다.³⁾ 추정된 자본비용은 세금이 포함되지 않았지만, 일부 신재생에너지는 보조금 형태의 투자세 감면이 이루어지는 경우가 있어 세금을 포함한 비용을 기준으로 자본비용을 나눈다. 생산세는 국가별 기술별 정보가 부족해 발전기술별 발전량 비중을 통해

2) 자세한 내용은 Peters(2016a) 부록 B에 설명되어 있다.

3) 예를 들어 기존 자료의 전력부문 석탄 투입은 석탄(기저)로 배분하고 가스 투입은 기저(가스)와 최대(가스)의 균등화 비용 비중으로 나누어 기저, 최대부하 가스 발전기술에 배분한다.

나누어준다. 이와 동일하게 새롭게 분할된 전력 상품의 중간수요와 최종수요는 국내 발전기술별 발전량 비중으로 나누어 계산한다. 마지막으로 GTAP9 전력부문 투입비용과의 일관성 유지를 위해서 Peters and Hertel(2016a)에서 사용한 SPCE⁴⁾ 방법을 사용한다. 이 방식은 각 행(row) 합이 고정된 상황에서 각 열(column)의 비중을 사전적으로 알고 있을 때 오차를 최소화하면서 일관성 있는 자료 구축이 가능하다는 장점이 있다.

2. 국내 전력시장 정보를 반영한 DB 구축

Power DB는 가정과 알고리즘(Algorithm)을 사용하여 기존 자료와 일관성을 유지하면서 투명하고 상세하게 자료를 구축한 장점이 있지만, 미국 전력시장에 기반을 둔 가정으로 특정 국가의 전력시장 현실과 일부 괴리되는 부분이 있다. 이에 본 연구에서는 Power DB를 우리나라 전력시장 실정에 맞게 개선하여 자료를 재구축하였다.

1) 최대부하 발전량 및 균등화 비용

Power DB는 가스, 유류, 수력 발전기술에 대해서 최대부하와 기저부하 발전량을 구분하고 있다. 이는 기저부하와 최대부하 전력을 생산하는 비용 구조와 기술이 다르기 때문이다. 일부 국가에서 가스, 유류, 수력 발전원에 대한 기저부하, 최대부하 발전량을 제공하고 있지만, 대다수 국가에서 해당 통계를 제공하지 않고 있다. 따라서 최대부하, 기저부하 발전량을 나누기 위해서는 운전유지비용과 연료비용 최소화 문제를 풀어 기저부하 발전량을 먼저 계산하고 나머지를 최대부하 발전량으로 계산했다.⁵⁾ 이때, 기저부하 발전 비중은 전 세계를 대상으로 상세한 자료를 수집하기 어려워 전체 발전량의

4) SPCE 자세한 내용은 Peters and Hertel(2016a), Peters and Hertel(2016b)에 설명되어 있다.

5) 자세한 내용은 Peters(2016a) Stage1: Base and peak load split에 설명되어 있다.

최소 85% 이상을 차지하도록 가정했다.

위와 같이 운전유지비용과 연료비용을 최소화하는 풀이를 통해 부하별 발전량을 계산할 경우 유류, 수력기술의 발전량이 기저부하 혹은 최대부하 발전량으로 모두 배분되는 쏠림현상이 나타날 수 있다. 실제 배포된 Power DB에서 우리나라 발전량 자료를 확인해보면 유류(기저)와 수력(최대) 발전량이 없다. 이에 본 연구는 우리나라 유류, 수력 발전기술의 기저부하, 최대부하 발전량이 계산될 수 있도록 연료비용 최소화 풀이를 수정하였다. 수력기술의 경우 2011년 한국전력통계의 수력 내 양수발전량 비중을 적용해 수력 최대부하 발전량을 계산하였고 유류의 경우 최대부하 발전량 통계를 찾기 어려워 전체 유류 발전량의 25%를 최대부하 발전량으로 가정했다.⁶⁾

Peters(2016a)는 IEA에서 제공하는 전 세계 에너지밸런스(IEA, 2010a; IEA, 2010b) 및 전력통계(IEA, 2013) 자료를 기반으로 한국의 원자력, 석탄, 및 가스 기저발전에 대한 균등화 비용을 반영하였다. 하지만 그 외의 발전기술별 균등화 비용에 대한 정보는 세계평균값을 사용해 국가별 실정을 고려한 발전기술별 발전단가 정보가 반영되어야 한다고 언급하고 있다.

발전기술별 균등화 비용 도출을 위한 기술 특성치는 석탄, 원자력, 가스 발전의 경우 전력거래소에서 제공한 자료를 활용하였으며, 풍력, 태양광, 수력 발전의 경우 Park et al.(2016) 연구를 참고하였다. 균등화 비용 계산에 필요한 발전기술별 건설비, 고정유지비, 수명기간, 변동유지비, 연료비, 열소비용, 이용률, 자본회수계수를 McNemey et al.(2009)가 제시한 균등화 비용 계산 방식에 대입하여 kWh당 연료비, 운전유지비, 자본비용을 계산하였다. 자료 구축에서 사용한 균등화 비용은 <표 1>과 같다. 기타 기저발전(OtherBL)은 따로 분류할 만한 기술이 없어 Power DB의 값을 사용하였다.

6) 유류발전에서 최대부하 발전 비중이 25%보다 더 높을 수도 있지만, 전체 발전량에서 유류가 차지하는 비중이 매우 작아 결과에 영향을 미치지 않는다.

〈표 1〉 2010년 우리나라 발전기술별 균등화 발전단가

(단위: \$/MWh)

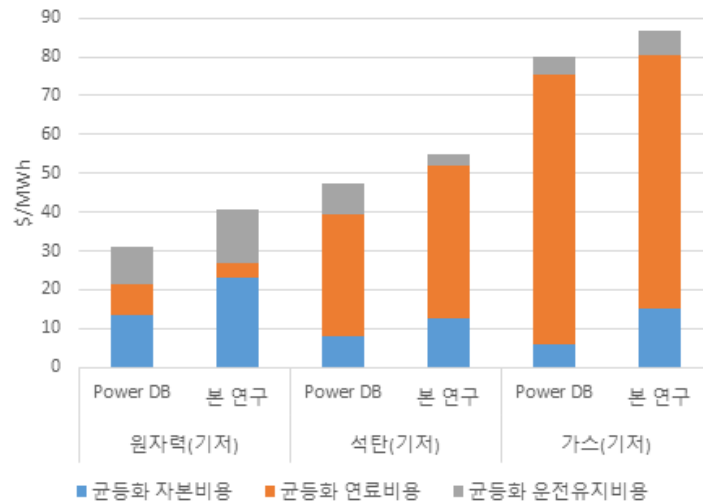
구분	석탄	원자력	가스 (기저)	가스 (최대)	유류	풍력	태양광	수력	양수
기준 용량 (MW)	500	1000	500	250	100	-	-	-	-
연료비	39.5	3.9	65.3	65.6	109.0	-	-	-	-
운전 유지비	13.6	13.6	6.3	2.3	3.3	2.5	66.0	4.1	3.0
자본 비용	12.4	23.1	15.1	19.6	37.88	42.7	197.9	6.7	72.9
발전 단가	55.1	40.6	86.6	87.5	150.1	52.2	263.9	10.8	75.9

자료: 조성진·박찬국(2015), Park et al.(2016)

주요 발전기술에 대해서 Power DB 균등화 비용과 본 연구에서 사용한 균등화 비용을 [그림 1]과 같이 비교한 결과 Power DB 정보가 대체로 균등화 비용을 과소평가하는 것으로 나타났다. 원자력 발전기술의 경우 본 연구에서 사용한 균등화 비용이 Power DB보다 연료비용은 작고 운전유지비용 및 자본비용이 상대적으로 큰 것으로 나타났다. 석탄 발전기술의 경우 Power DB의 운전유지비용이 상대적으로 크고 자본비용이 낮았다. 가스 복합화력 발전의 경우 자본비용에서 괴리를 보였다.

[그림 1] Power DB와 본 연구의 균등화 발전단가 비교

(단위: \$/MWh)



2) 송·배전 비용 비중

Power DB는 지역별 정보가 부족해 국가별 전력시장 특성을 고려하지 못한 한계가 있다. 가령 송·배전 비중(γ)을 EIA(2013)에서 제시한 미국 전력부문 통계를 따라 21%를 사용했다. 하지만, 미국과 우리나라 송·배전 비용 비중이 다를 수 있다. 미국과 비교했을 때 우리나라는 국토면적이 작고, 인구밀도가 높아 송배전손실률이 상대적으로 낮기 때문이다. 전국경제인연합회(2014)의 한전 국회포럼 발표자료 용도별 전기요금 원가에서 송배전 단가가 전체 단가(발전, 송배전, 판매투자보수의 합)에서 차지하는 비중은 8%이다. 또한, 한전경영연구원(2019)에서 우리나라 전력요금에서 송배전 비중은 12.6%로 계산하였다. 본 연구는 두 문헌을 참고하여 송·배전 비용 비중을 10%로 가정하였다.

3) 사용자별 부하별 전력 소비량⁷⁾

Power DB는 전력 상품을 기저부하, 최대부하로 구분하고 있지만, 사용자별, 부하별 소비를 동일한 비중으로 가정하여 차별화된 전력 소비 패턴을 반영하지 못한 단점이 있다. 본 연구는 2011년 월별 산업 및 주택용 전력소비계수⁸⁾ 통계와 월별 산업별 전력사용량 통계를 활용해 사용자별 기저, 최대부하 소비 비중을 도출하고 이를 자료에 반영하였다. 사용자별 최대부하 비중은 각 산업의 최대부하 시간대 계수 합을 각 산업의 전체 시간의 계수 합으로 나누어 기저부하와 최대부하 비중을 계산하였다. 이후 계산된 비중을 활용하여 월별 전력사용량을 기저부하, 최대부하 사용량으로 나누고 판매단가를 곱하여 금액 단위로 계산하였다. GTAP9 상품은 57개, 전력소비계수 산업은 75개이다. 산업별 최대부하 비중을 반영하기 위해서 Narayanan et al.(2008)의 우리나라 상품분류를 참고하여 산업별 전력소비계수를 GTAP9 상품분류 기준에 맞도록 조정하였다.

Power DB와 새롭게 우리나라 수요패턴을 반영한 결과는 [그림 2]와 같다. 수정안에서 농업, 가계, 유틸리티⁹⁾ 부문의 최대부하 전력 비중이 감소하였으며 제조업, 서비스 부문의 최대부하 소비량 비중은 비슷하였다. [그림 2]는 57개의 산업을 편의상 단순화하여 비교한 그림으로 Power DB와 확연한 차이가 없지만, 철강, 화학 등 개별 부문의 최대부하 소비를 비교했을 때 Power DB와 큰 차이가 나타났다.

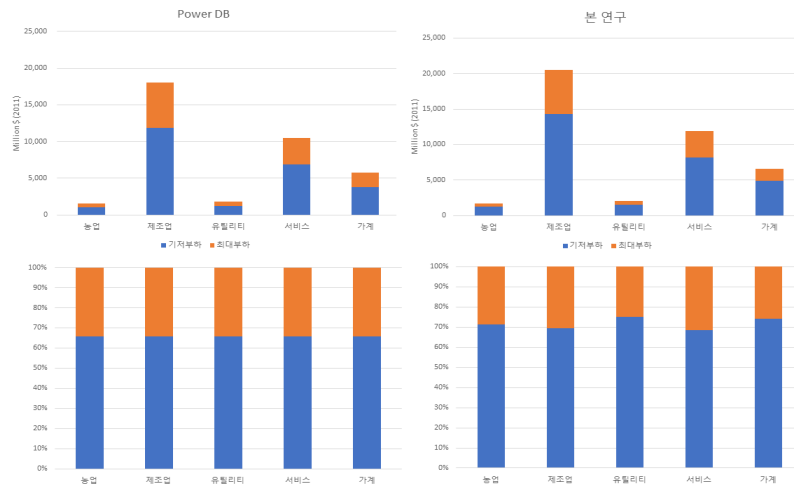
7) 여기서 사용자는 산업의 중간수요 및 가계의 최종수요를 의미한다. 최대부하 시간은 계시별 요금제에서 적용하고 있는 시간을 사용하였다. 예) 겨울철 오전 10~12시, 오후 5시~20시, 오후 10~11시.

8) 전력소비계수에 대한 자세한 내용은 한국전력공사(2018)에서 설명되어 있다.

9) 본 연구에서 유틸리티는 전력, 가스 증기공급, 수도, 건설 부문을 지칭한다. 다만 그림11에서는 유틸리티 부문에서 전력부문 분리하여 분석하였다.

[그림 2] 사용자별 부하별 전력 소비 및 비중 비교

(단위: 백만달러, %)



이상 최대부하 발전량, 균등화 비용, 송배전비용 비중, 사용자별 부하별 소비 비중을 반영한 자료와 Power DB의 차이를 정리하면 <표 2>와 같다. 새롭게 구축한 자료는 송·배전비용 비중을 조정해 송·배전 비용이 감소하였다. 풍력, 수력, 유류(최대) 발전기술 또한 세계평균 균등화 비용으로 가정했던 것을 국내 균등화 비용으로 적용하면서 비용이 감소하였다. 반면, 원자력, 석탄, 가스, 태양광 발전 기술의 균등화 비용은 Power DB보다 높게 반영되어 전반적으로 비용이 증가했다. 유류(기저), 수력(최대) 발전기술은 Power DB에서 비용이 없어 변화율을 계산하지 않았다.

〈표 2〉 POWER DB 대비 변화율

(단위: %)

부하	기저부하 (Base Load)								최대부하 (Peak Load)			
	송배전	원자력	석탄	가스	풍력	수력	유류	기타	가스	수력	유류	태양광
발전 기술												
중간재	-47	119	7	41	-74	-51	-	29	-12	-	-80	221
노동	-30	158	-20	229	-83	-53	-	79	11	-	-91	295
자본	-75	70	15	119	-61	-96	-	-36	207	-	-19	-40

IV. 분석모형 및 시나리오

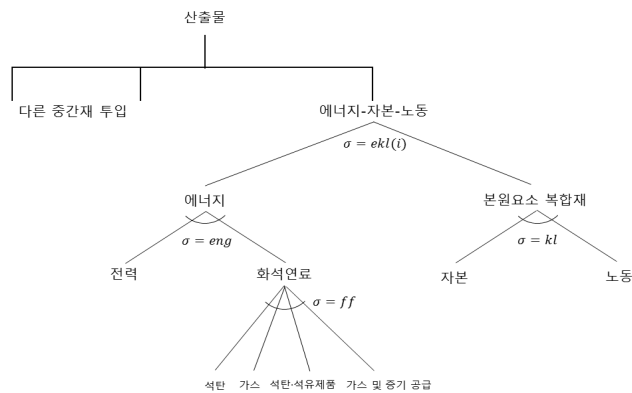
1. 분석모형

최대부하요금 인상의 파급효과를 분석하기 위해 GAMS 프로그램 하위 언어인 MPS/GE¹⁰⁾를 사용하여 CGE 모형을 구축하였다. 상품, 산업분류는 농업 1개, 제조업 18개, 전력부문 12개, 서비스업 6개 이외 가스, 건설, 수도로 총 40개 상품, 산업으로 재분류했다. 본원요소를 포함한 모든 시장이 완전경쟁 상태에 있다고 가정하고 노동과 자본은 산업간 자유롭게 이동할 수 있다고 가정하였다. 일반적으로 특정 산업의 자본이 타 산업으로 이동되기 위해서는 오랜 시간이 소요되기 때문에 모형의 분석결과는 단기보다 장기분석의 성격이 강하다. 국내 경제의 변화가 세계 경제에 미치는 영향이 미미하여 소규모개방경제 가정을 채택했으며 환율은 고정된 것으로 가정하였다.

10) Mathematical Programming System for General Equilibrium analysis. MPS/GE 언어의 자세한 내용과 활용 예는 Rutherford 교수의 <http://www.mpsge.org/> 에 설명되어 있다.

CGE 모형에서 기업은 이윤 극대화 가정을 통해 제품 생산에 필요한 중간재와 본원요소 투입량을 결정한다. 일반적으로 상대가격변화에 따른 투입 대체관계를 묘사하기 위해 CES 함수를 사용한다. 우리나라 배출권거래제의 경제적 파급효과를 분석하기 위한 Winchester and Reily(2018) 연구를 참고하여 일반적인 산업의 생산구조를 [그림 3]과 같이 설정하였다. 석탄, 원유, 천연가스, 증기공급, 송배전, 석탄 및 석유제품 산업은 [그림 3]과 달리 에너지 복합재를 구성하지 않는 것으로 설정하였다.

[그림 3] 생산구조

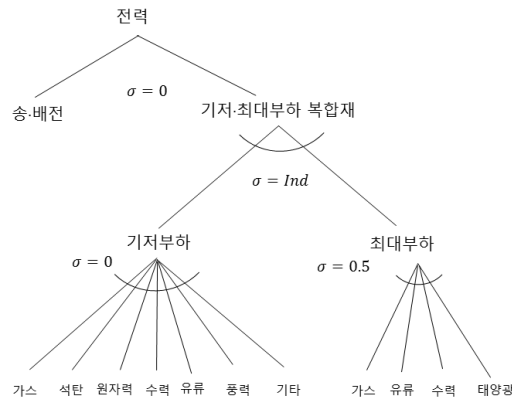


기업의 산출물은 중간재화와 에너지·자본·노동 복합재가 특정 비중으로 혼합되는 레온티에프(Leontief) 함수관계로 구성된다. 본원요소를 제외한 중간재 상품은 국산재화와 수입재화의 대체관계가 반영된 아밍턴(Armington) 재화로 구성된다. 에너지·자본·노동 복합재는 본원 요소 복합재와 에너지 복합재 사이에 대체관계가 있다고 가정하였다. 에너지 복합재는 전력과 화석연료(비전력)로 구성되고 화석연료 복합재는 석탄, 가스, 석유제품 등의 상품이 투입되어 구성된다.

권오상 외(2018)의 결과를 활용하여 에너지 복합재와 본원요소 복합재 간의 대체탄력성($ekl(i)$)을 산업별로 다르게 설정하였다. 본 연구의 생산함수 구조와

동일하게 에너지재화 간의 대체탄력성(전력-화석연료, 화석연료 간)을 산업별로 추정한 선행연구가 없어 Burniaux and Truong(2002)의 연구의 결과를 사용했다. 전력과 화석연료 간의 대체탄력성(*eng*)은 1.0, 화석연료 내의 대체탄력성(*ff*)은 0.5로 산업별로 동일하게 가정하였다. 산업별 본원요소 간의 대체탄력성(*kl(i)*)과 상품별 국산재와 수입재 간의 아밍턴 대체탄력성은 GTAP9 우리나라 값을 사용했다.

[그림 4] 전력 상품 소비구조



전력 상품 소비는 Peters(2016b)를 참고하여 [그림 4]와 같이 소비하도록 구성하였다. 소비구조 가장 위에 있는 송배전 상품, 기저·최대부하 복합재 두 상품은 대체 관계없이 완전 보완재 성격을 갖도록 구성하였다. 이는 송·배전 상품 없이 전력 상품을 소비할 수 없다는 것을 의미한다. 기저·최대부하 복합재는 상대가격 변화에 따른 기저부하와 최대부하 간의 대체관계가 있도록 CES 함수로 구성하였다.

기저부하와 최대부하 상품 상대가격 변화에 따른 대체관계를 반영할 때 부하 간의 대체탄력성은 부하별 전력 소비에 직접적인 영향을 미치는 중요한 모수(Parameter)이다. 대체탄력성이 클수록 기업은 최대부하 시간대의 조업을

기저부하 시간대로 조업 변경이 용이해 기저부하와 최대부하의 대체가 쉽게 이루어질 수 있음을 의미한다.

기업의 전력 소비구조를 상세하게 묘사하기 위해서 여러 대체탄력성이 필요하지만, 국내자료를 바탕으로 부하별 대체탄력성을 추정한 연구가 적은 실정이다. 본 연구와 같이 부하 간의 대체를 고려한 선행연구의 대체탄력성을 요약하면 <표 3>과 같다. Wing et al.(2011) 기저부하와 최대부하 간의 대체탄력성 1로 가정하고 기저부하 및 최대부하 내의 탄력성은 4를 가정하였다. Peters(2016b)는 기저부하 상품과 최대부하 상품은 고정비율로 소비되는 것으로 가정해 0을 사용했다. 이외 기저부하 및 최대부하 내의 대체탄력성은 2002~2012년의 미국 발전량과 가격자료를 활용하여 각각 1.386, 0.472로 추정하였다.

<표 3> 연구별 대체탄력성 비교

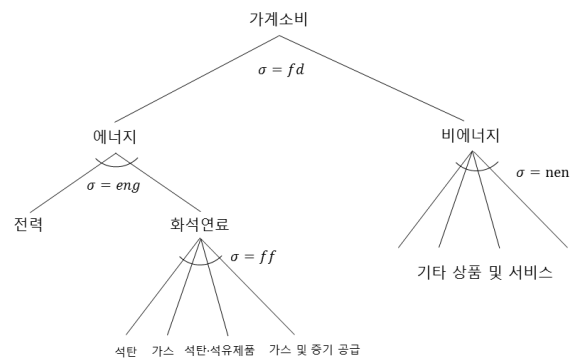
구분	본 연구	Wing et al.(2011)	Peters(2016b)
기저부하	0	4	1.386
최대부하	0.5	4	0.472
기저·최대부하 복합재	제조업: 0.26 서비스업: 0.01	1	0
송배전-전력 복합재	0	0.7	0

국내 전력시장에서 기저부하 및 최대부하 전력을 생산하는 발전기술들의 급전 순위가 상대가격에 따라 유동적이지 않아 기저부하 간의 대체탄력성은 비탄력적(0)으로 가정하였고¹¹⁾ 최대부하 간의 대체탄력성은 0.5로 가정하였다. 개별 산업에 대한 기저부하와 최대부하 소비 대체 탄력성을 도출한 선행연구를 찾기 어려워 본 연구에서는 제조업과 서비스업을 분리하여 탄력성을 추정한 Boisvert et al.(2004) 연구결과를 참고하였다.

11) Winchester and Reily(2018)에서 사용한 탄력성을 사용했다. Peters(2016b)에서는 기저부하 간의 1.2 대체탄력성을 가정했지만, 국내 특성상 수력과 원자력이 대체될 가능성이 낮아 0으로 가정했다.

가계소비는 Singh et al.(2018)과 Winchester and Reily(2018) 연구를 참고하여 에너지 복합재와 비에너지 복합재(기타 상품 및 서비스)의 CES 함수로 가정하였다. 에너지 복합재와 비에너지 복합재의 대체탄력성(fd)과 비에너지 복합재 간의 대체탄력성(nen)은 0.25로 Singh et al.(2018) 연구에서 사용한 값을 사용하였다. 이외 전력과 화석연료 복합재 간의 탄력성, 화석연료 간의 탄력성은 산업부문과 동일한 값을 사용하였다. [그림 5]에서 전력은 [그림 4]와 동일한 구조로 구성된다. 단, 가계에서 기저부하와 최대부하 간의 대체탄력성은 0.2로 가정해 최대부하요금 인상에 따른 부하 간의 대체가 가능한 것으로 보았다.

[그림 5] 가계소비구조



정부지출, 투자지출은 해당 부문의 에너지 소비가 매우 적거나 없어 가계 부문과 같이 에너지 복합재를 구성하여 소비하지 않는 것으로 설정했다. 또한, 이들 최종수요는 재화, 서비스 간의 대체관계가 없는 레온티에프 함수형태로 상품을 소비하는 것으로 가정했다.

2. 시나리오

정연제·박광수(2018)에 따르면 계시별 요금제를 도입하는 목적은 계절별 시간대별 공급원가 차이를 반영해 전기요금 가격기능에 의한 수요관리를 강화하여 전력수급 안정에 기여하는 것이다. 국내에서 실행하고 있는 계시별 요금제는 산업부문에서 적용되고 있으며 부하 구간을 경부하, 중부하, 최대부하로 요금을 차등하여 적용하고 있다.

본 연구는 새롭게 구축한 전력부문 상세화 DB를 활용하여 산업과 가계 부문에 최대부하요금이 기준연도(Benchmark) 대비 20% 인상되는 수요관리 정책 시나리오(Policy)를 가정하여 분석하였다. 최대부하요금 인상은 부하분산을 통해 기저부하 발전소의 이용률을 극대화하고 신규 발전소 투자비를 절감하여 자원이용의 합리화를 도모할 수 있는 장점이 있다. 현행 전기요금제도는 가계에 계시별 요금제를 적용하지 않고 있지만 향후 새로운 수요관리 수단이 개발되어 가계에도 시간별 요금제가 적용될 수 있는 소지가 있어 가상의 정책 실험 시나리오를 분석하였다.

상품 상대가격이 내생적으로 결정되는 CGE 모형에서 상품의 가격을 인상하는 여러 방법이 있지만 본 연구에서는 최대부하 전력 상품을 생산하는 산업에 생산세를 부과하는 방법을 사용하였다. 생산세 부과는 최대부하 전력요금을 상승시키지만 동시에 세수의 증가로 정부지출이 증가해 정부지출 판매 비중이 높은 공공서비스 등 산업의 산출물이 증가하는 효과가 있다. 이러한 효과를 제거하기 위해 세수 재배분을 고려할 수 있고 재배분 방법에 따라 미치는 파급효과가 달라 다양한 시나리오 분석이 가능하다.

본 연구에서 다루고 있는 세수가 탄소세만큼 크지 않아 세수 중립 반영으로 모형 결과물 수치가 변해도 결과해석에 큰 영향을 미치지 않으리라고 판단된다. 이에 세수 중립과 세수 재배분 방법에 따른 다양한 시나리오를 분석하는 대신 핵심 변수 중 하나인 기저부하와 최대부하 간의 대체탄력성에 대한 민감도 분석을 실행하였다.

V. 최대부하요금 인상 효과

1. 거시경제 및 산업별 생산 변화

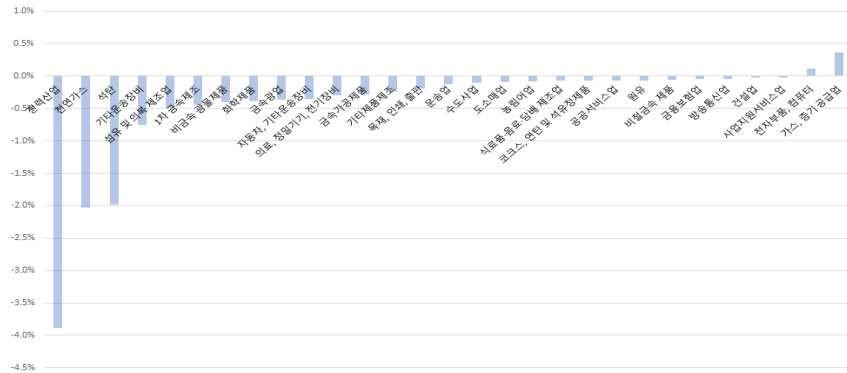
최대부하요금 20% 인상 결과 실질 국내총생산이 0.03%¹²⁾ 감소하고 소비자 물가지수는 0.04% 상승하였다. 소비, 수출, 수입은 각각 0.04%, 0.35%, 0.33% 감소하였다. 정부지출은 0.06% 감소하였고 투자지출은 변화가 없었다. 최대부하요금 인상으로 국내총생산이 감소하는 이유는 최대부하요금 인상이 제품 생산의 원가상승 요인이고 전력산업이 타 부문에 미치는 영향이 크기 때문이다.

산업별 영향을 분석하면 다음과 같다. 최대부하요금 인상은 전력부문과 전력부문에 원료를 제공하는 산업의 산출량에 부정적인 영향을 미치는 것으로 나타났다. 전력산업 산출량이 약 4% 감소하였고 석탄, 천연가스 산업의 산출량은 약 2% 감소했다. 전력산업 다음으로 기타 운송장비, 섬유·의복, 1차 금속제조, 비금속 광물 제조업 등의 산출량이 감소가 컸으며 서비스업 산출량 변화는 상대적으로 작았다. 서비스업보다 제조업 산출 감소가 큰 이유는 총비용에서 전력비용의 비중이 서비스업보다 높기 때문이다. [그림 6]은 산업별 산출량 변화를 나타낸 그림이다.

12) 모형 기준연도 우리나라 국내총생산 규모(1천4백조 원)를 고려했을 때 0.03%의 국내총생산 감소는 약 4천 3백억 원 감소를 의미한다.

[그림 6] 최대부하요금 인상 후 산업별 산출량 변화

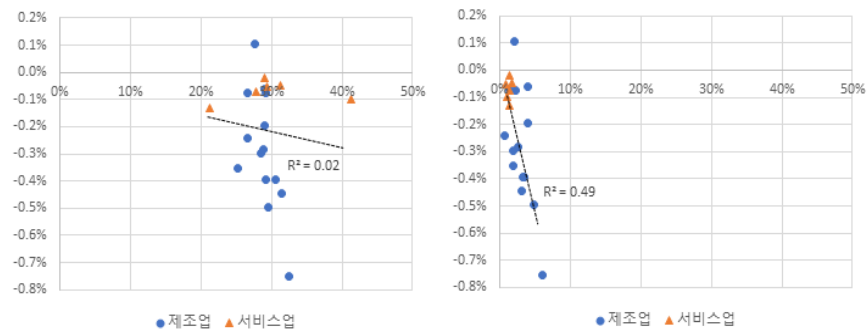
(단위: %)



본 연구는 전력 상품을 세분화해 전력 소비에서 최대부하 비중 또는 총비용에서 전력투입 비중에 따른 산업별 산출량 변화 분석이 가능하다. [그림 7]에서 왼쪽 그림은 최대부하 비중에 따른 산업별 산출량을 나타낸 그림이고 오른쪽 그림이 총비용에서 전체 전력비용 비중에 따른 산업별 산출량을 나타낸 그림이다. 전체 전력비용 비중을 고려한 그림에서 상관관계가 높은 것으로 나타났다. 이는 부하별 전력이 여러 단계를 거쳐 하나의 복합재로 소비되고 기업의 총비용에서 최대부하보다 전체 전력 소비 비중이 크기 때문이다.

[그림 7] 최대부하 비중 및 전력투입 비중에 따른 산업별 산출량 변화

(단위: %)

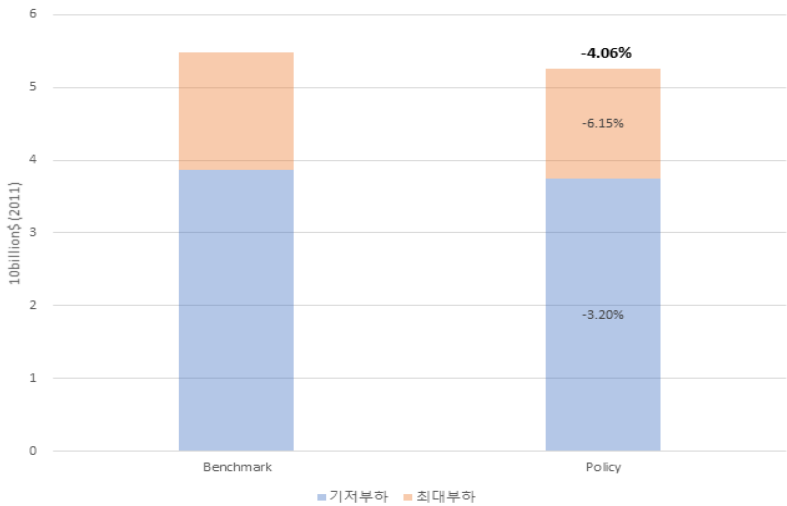


2. 전력수요와 공급 변화

최대부하요금 인상은 기업 제품 생산의 원가상승 요인으로 작용해 전력수요를 감소시키고 동시에 전원구성에도 영향을 미친다. [그림 8]은 최대부하요금 인상 후 부하별 전력수요 변화를 나타낸 그림이다. 최대부하요금 인상으로 총 전력수요는 기준연도 대비 4.06% 감소하였다. 총 전력수요 감소는 전력 이외 타 에너지와의 대체가 고려된 결과이다. 요금인상은 에너지원 간의 대체 효과뿐만 아니라 전력 상품 내에서 최대부하 소비를 상대적으로 값싼 기저부하 소비로 대체하는 효과도 있다. 최대부하 소비는 기준연도 대비 6.15% 감소했고 기저부하는 3.20% 감소했다. 총 전력 소비에서 최대부하 소비 비중은 기준연도 대비 0.64%p 감소했다.

[그림 8] 최대부하요금 인상에 따른 총 전력수요 변화

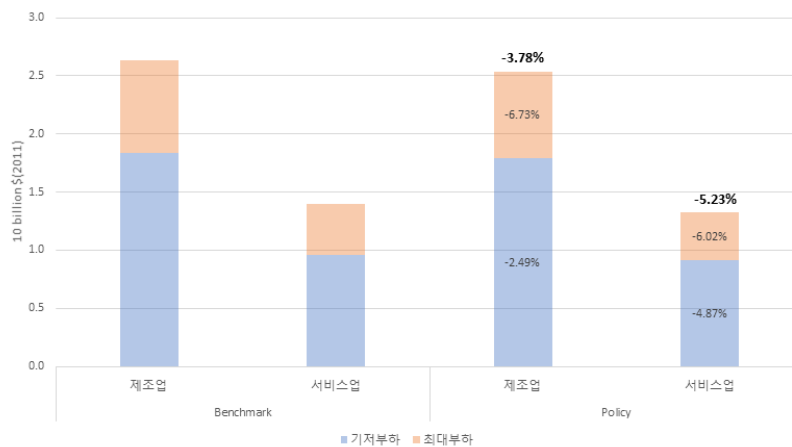
(단위: 백억달러, %)



주요 산업의 전력 소비변화는 [그림 9]와 같다. 총 전력 소비는 각각 3.78%, 5.23% 감소해 제조업이 서비스업보다 적게 감소한 것으로 나타났다. 제조업의 전력 소비변화율이 상대적으로 적게 감소했지만, 전력 소비 규모가 서비스업보다 커 제조업의 전력 소비량 감소가 더 큰 것으로 나타났다. 또한, 최대부하 소비는 각각 6.73%, 6.02% 감소해 제조업 최대부하 소비가 상대적으로 더 감소했는데 이는 제조업의 부하 간의 대체가 서비스업보다 쉽기 때문이다.

[그림 9] 최대부하요금 인상에 따른 주요 산업별 전력 소비변화

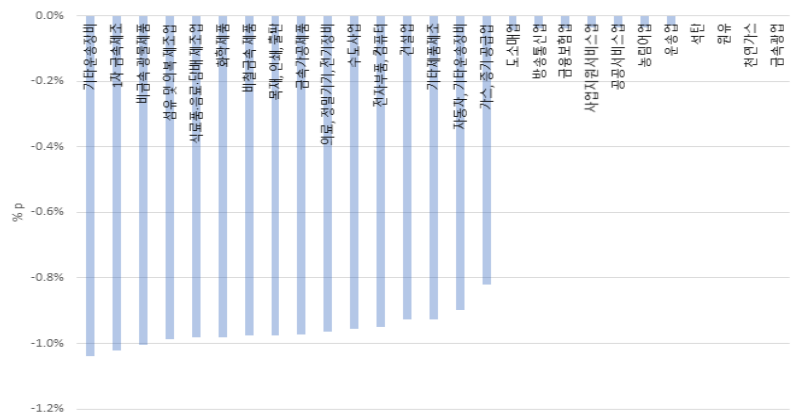
(단위: 백억달러, %)



산업별 최대부하 소비 비중 변화를 나타내면 [그림 10]과 같다. 그림에서 -1%p는 기준연도대비 총 전력 소비에서 최대부하 비중이 -1%p 감소한 것을 의미한다. 화학, 1차 금속, 비철금속 산업 등 제조업에서 최대부하 소비 비중이 높은 산업 순으로 전력 소비가 감소하였다. 서비스업의 경우 부하 간의 대체탄력성 값이 적어 최대부하 비중 변화가 적은 것으로 분석되었다.

[그림 10] 산업별 최대부하 소비 비중 변화

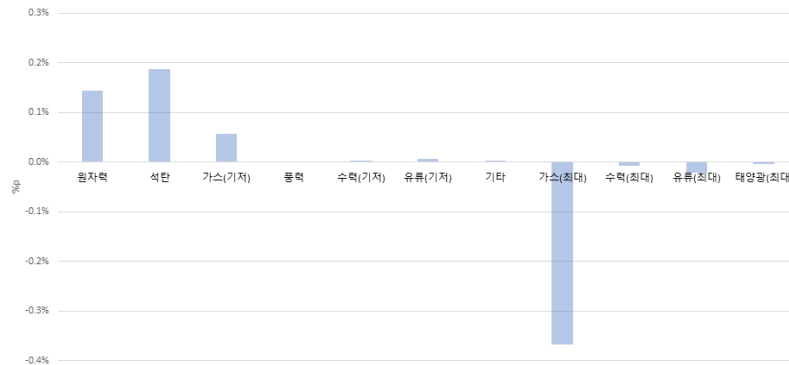
(단위: %p)



총 전력수요와 최대부하 소비 비중의 변화는 전원구성에도 영향을 미친다. [그림 11]은 기준연도 전원구성 비중 변화를 %p로 표시한 그림이다. 1%p는 기준연도 대비 비중이 1%p 증가한 것을 의미한다. 분석결과 전원구성에서 최대부하를 공급하는 가스(최대), 유류(최대) 등의 비중이 감소하고 기저부하를 공급하는 원자력, 석탄의 비중이 증가하였다. 요금인상의 대체효과로 기저부하 사용 비중이 증가하면서 원자력, 석탄의 비중이 증가하였다. 최대부하 공급기술에서 가스(최대)가 다른 최대부하보다 감소가 큰 이유는 가스(최대)의 공급 비중이 크기 때문이다.

[그림 11] 최대부하요금 인상에 따른 전원구성 변화

(단위: %)



최대부하요금 인상으로 기업에서는 전력 소비를 화석연료 에너지로 대체하게 된다. 총 에너지 및 에너지 원별 소비변화는 <표 4>와 같다. 총 에너지 소비는 기준연도대비 0.93% 감소하고 전력 소비는 4.06% 감소했다. 가스 및 증기를 제외한 나머지 에너지원은 감소했지만, 전력, 석탄, 천연가스 변화율보다 석유제품, 원유 에너지 변화율이 낮아 에너지 구성에서 석유제품, 원유 비중이 증가한 것을 알 수 있다.

<표 4> 기준연도 대비 에너지 원별 소비변화

(단위: %)

구분	석탄	원유	천연가스	석유제품	가스 및 증기	전력	총
변화율	-2.22	-0.07	-2.30	-0.04	+0.37	-4.06	-0.93

에너지 원별 소비와 전원구성의 변화는 온실가스 배출량에 영향을 미친다. 최대부하요금 인상으로 가스 및 증기를 제외한 모든 에너지 소비가 감소하여 온실가스 배출량은 1.76% 감소했다. 본 연구는 분석방법으로 타 부문을 고려할 수 있는 CGE 모형을 사용했기 때문에 온실가스 배출량 변화는 전력요금

인상으로 인한 총수요 감소와 에너지 소비 구성변화를 모두 고려한 결과이다. 온실가스 배출량은 Power DB의 온실가스 배출량 자료이고 배출량의 범위는 연료 연소에 의한 직접배출만을 고려했다.

4. 기저부하와 최대부하 간의 대체탄력성 민감도 분석

기저부하와 최대부하 간의 대체탄력성 증가는 두 상품의 대체가 쉬운 것을 의미한다. 본 연구에서 사용한 기저부하와 최대부하 간의 대체탄력성은 부하별 전력수요에 영향을 미치는 중요한 모수(parameter)이다. 부하 간의 대체탄력성에 대한 국내연구가 부재한 상황에서 해외 선행연구의 값을 사용했지만, 선행 연구에 따라 편차가 크기 때문에 이에 대한 민감도 분석을 진행했다. 민감도 분석은 최대부하요금을 20% 인상한 정책 시나리오의 제조업/서비스업 부하 간 대체탄력성(0.26/0.01)에 0, 0.5, 1, 1.5, 2를 곱하여 기준연도 대비 국내총생산, 산출량, 에너지 소비 등의 변화를 분석하였다. <표 5>는 대체탄력성 변화에 따른 기준연도 대비 전력수요, 전력요금, 전력부문 산출량 변화를 결과를 요약한 표이다.

〈표 5〉 대체탄력성에 따른 전력부문 변화

대체탄력성 (제조업/서비스업)	0/0	0.13/0.005	0.26/0.01	0.39/0.015	0.52/0.02
전력수요	-4.16%	-4.11%	-4.07%	-4.02%	-3.97%
전력요금	3.14%	3.14%	3.15%	3.15%	3.15%
전력부문 산출	-4.16%	-4.02%	-3.89%	-3.76%	-3.62%

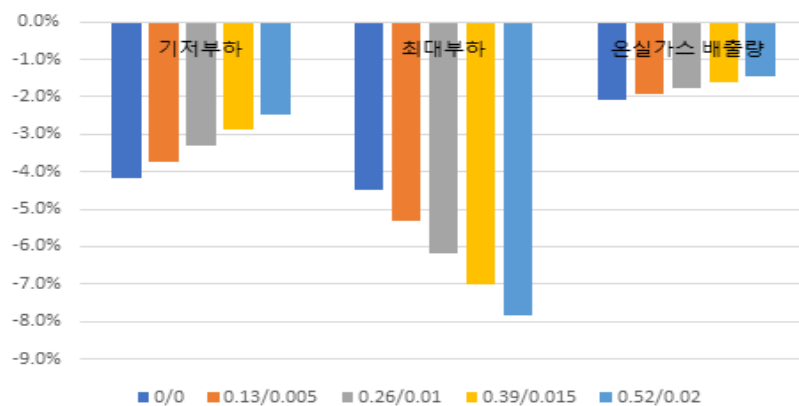
부하 간 대체탄력성이 증가함에 따라 전체 전력수요가 증가하는 것으로 나타났다. 대체효과만을 고려하면 기저부하 수요는 증가하고 최대부하 수요는

감소하게 될 것이다. 하지만 기업에서 최대부하보다 상대적으로 요금이 저렴한 기저부하 전력을 사용하게 되면서 총 전력비용이 절감되고, 소득효과 또는 리바운드 효과(Rebound effect)에 의해 전력수요가 증가하게 된다. 증가한 전력수요로 인해 전력요금은 소폭 상승한 것으로 나타났다.

부하간의 대체가 유연할수록 온실가스 감축량이 감소하는 것으로 나타났다. 온실가스 감축량 변화는 <표 4>에서 분석한 것과 같이 석유제품, 석탄, 천연가스 등 에너지 소비와 구성변화가 포함된 결과이다. 대체탄력성이 증가하면 최대부하 소비가 감소하고 기저부하 소비가 증가한다. 기저부하 생산에서 석탄, 원자력 발전이 차지하는 비중이 커 대체탄력성이 증가할수록 석탄 소비가 증가해 온실가스 감축량이 감소하는 것으로 나타났다. [그림 12]는 대체탄력성 변화에 따른 기준연도 대비 기저부하, 최대부하, 온실가스 배출량 변화를 나타낸 그림이고 [그림 13]은 에너지 원별 소비변화를 나타낸 그림이다.

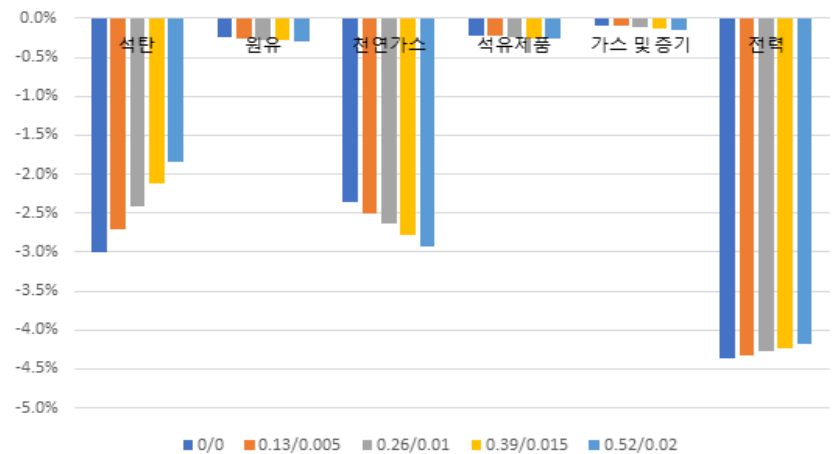
[그림 12] 대체탄력성에 따른 기저부하, 최대부하, 배출량 변화

(단위: %)



[그림 13] 대체탄력성에 따른 에너지 원별 소비변화

(단위: %)



부하 간의 대체탄력성 변화는 산업별 산출량에도 영향을 미친다. <표 6>은 대체탄력성 변화에 따른 기준연도 대비 부문별 산출량 변화를 요약한 표이다. 전력부문의 산출량이 증가하는 이유는 앞에서 언급했듯이 소득효과로 전력 수요가 증가하기 때문이다. 산출량 변화가 전력부문보다 상대적으로 작지만, 제조업 또한 산출량이 개선되는 것으로 나타났는데 이는 비싼 최대부하 대신 상대적으로 저렴한 기저부하 전력을 사용해 비용이 감소하였기 때문이다. 에너지 부문은 대체탄력성이 커질수록 산출량이 줄어들었다. 앞서 언급했듯이 기저부하 발전량이 증가해 석탄 소비가 늘어나는 효과도 있지만, 최대부하 발전량이 감소해 천연가스 소비가 줄어드는 효과가 더 크기 때문이다.

〈표 6〉 대체탄력성에 따른 산업별 산출량 변화

(단위: %)

대체탄력성 (제조업/서비스업)	0/0	0.13/0.005	0.26/0.01	0.39/0.015	0.52/0.02
농업	-0.06%	-0.07%	-0.08%	-0.08%	-0.09%
에너지부문	-0.06%	-0.07%	-0.08%	-0.09%	-0.10%
제조업	-0.23%	-0.23%	-0.23%	-0.23%	-0.23%
전력부문	-4.16%	-4.02%	-3.89%	-3.76%	-3.62%
서비스업	-0.06%	-0.06%	-0.07%	-0.07%	-0.07%

대체탄력성이 증가하면서 국내총생산이 감소하는 것으로 나타났다. 국내총생산이 감소하는 주된 이유는 가계소득이 감소하기 때문이다. <표 7>은 대체탄력성 변화에 따른 기준연도 대비 국내총생산, 가계소득, 자본가격, 노동가격 변화를 요약한 표이다. 대체탄력성이 증가함에 따라 전력부문 산출량이 증가하였고 이에 석탄, 원자력, 가스(기저) 산업의 자본 수요가 증가해 자본가격이 상승하였다. 자본가격 상승은 자본투입 비중이 높은 서비스업의 생산비용을 증가시키는 효과가 있어 서비스업 산출과 노동수요가 감소하게 된다. 모형에서 서비스 산업은 전체 고용의 약 60%를 차지하고 있어 서비스업의 노동수요 감소는 임금하락으로 이어지게 된다. 증가한 자본가격과 하락한 노동가격은 가계소득에 영향을 미친다. 가계소득에서 노동소득이 자본소득보다 높은 비중을 차지하고 있어 자본 가격상승으로 인한 소득증가보다 임금하락으로 인한 소득감소가 커 이는 국내총생산 감소로 귀결된다.

〈표 7〉 대체탄력성에 따른 거시경제변수 변화

(단위: %)

대체탄력성 (제조업/서비스업)	0/0	0.13/0.005	0.26/0.01	0.39/0.015	0.52/0.02
국내총생산	-0.02%	-0.03%	-0.03%	-0.04%	-0.04%
가계소득	-0.03%	-0.04%	-0.05%	-0.05%	-0.06%
자본가격	-1.39%	-1.36%	-1.33%	-1.30%	-1.27%
노동가격	1.05%	1.01%	0.98%	0.94%	0.91%

국내총생산이 감소하는 결과는 모형 내 여러 가정과 상대가격 변화로 인한 다(多)부문 투입-산출 관계로 도출된 복합적인 결과이다. 이 복합적인 결과는 전력, 제조업 등 특정 부문의 산출량을 증대시키는 수단이 국가 전체로 보았을 때 부정적인 영향을 미칠 수 있다는 것을 의미한다. 하지만, 자본축적, 인구증가로 인한 노동 공급 증가 등 동태적 요소 반영과 본원 시장의 이동성(Mobility) 가정 등에 따라 국내총생산에 미치는 효과가 변할 수 있어 단정적으로 모든 CGE 모형에서 부하 간의 대체탄력성 증가가 국내총생산 감소를 가져온다고 분석하기는 어렵다.

VI. 결론 및 시사점

본 연구는 Peters(2016a)가 구축한 전력 상세화 DB를 우리나라 전력시장 자료에 기반하여 갱신하고, 이를 일반균형모형에 적용하여 최대부하요금 인상에 따른 경제적 파급효과를 분석하였다. 전력공급 측면에서는 송·배전 비용 비중을 국내 상황에 맞게 수정하고, 발전기술별 경제적, 공학적 자료를 바탕으로 균등화 비용을 계산하여 모형 입력자료로 활용하였다. 전력수요 측면에서는 업종별 전력 소비를 행태를 동일하게 가정했던 기존 연구의 한계를 극복하

고자 전력소비계수를 활용하여 사용자(산업, 가계)별 전력 소비 패턴을 차별화했다. 재구축한 자료를 토대로 최대부하요금 인상의 경제적 효과를 분석하기 위해서 CGE 모형에서 사용자별 기저부하와 최대부하의 대체를 고려하였다. 또한, 핵심 모수인 기저부하와 최대부하 간의 대체탄력성에 대한 민감도 분석을 실행하였다.

최대부하요금 인상 정책의 시사점은 다음과 같이 정리할 수 있다.

첫째, 최대부하요금을 20% 인상할 경우 국내총생산은 0.03% 감소하고 소비자 물가지수는 0.04% 상승한다. 수입(0.33%)보다 수출(0.35%) 감소가 커 무역수지를 악화시키지만 크기는 작았다. 직접 영향을 받은 전력부문과 해당 부문에 원료를 제공하는 에너지산업의 산출량 감소가 가장 컸으며 서비스업보다 제조업의 산출 감소가 큰 것으로 나타났다. 이는 제조업 부문의 총비용에서 전체 전력비용 비중이 높기 때문이다. 일반적으로 최대부하요금 인상 결과 최대부하 비중과 산출량 변화의 상관관계가 높을 것으로 생각한다. 하지만, 부하별 전력 상품이 여러 단계에 걸쳐 하나의 복합재로 소비되고 총 투입에서 최대부하 비용보다 전체 전력비용의 규모 크기 때문에 총비용에서 전체 전력비용 비중과 산출량 변화의 상관관계가 높은 것으로 나타났다.

둘째, 최대부하요금 인상으로 총 전력 소비는 4.1% 감소하는 것으로 나타났다. 부하 이전으로 최대부하 비중이 감소하고 기저부하 비중이 소폭 증가했다. 산업별로 기타 운송장비, 1차 금속제조 등 제조업의 최대부하 소비 비중이 약 1%p 감소했으며 도소매, 금융보험업 등 서비스업 최대부하 비중 감소는 상대적으로 작았다. 서비스업의 최대부하 비중 감소가 작은 이유는 제조업보다 서비스업의 부하 간 대체탄력성 값이 작기 때문이다. 대체탄력성 값이 상대적으로 작은 이유는 서비스업이 제조업보다 최대부하 시간대의 조업과 기저부하 시간대의 조업 대체가 어려운 것을 의미한다. 이는 최대부하요금 인상이 산업에 미치는 영향을 평가할 때 전력비용뿐만 아니라 부하 간의 대체탄력성을 고려하는 것이 중요하다는 점을 시사한다.

셋째, 원자력, 석탄 등 기저부하 발전 비중이 약 0.1%p 증가하고 가스(최대) 등

최대부하 발전 비중이 0.3%p 감소했다. 총 전력수요 감소로 전력 생산량이 감소하지만, 부하별 소비 비중 변화로 전원구성에서 석탄, 원자력 등 기저부하 발전 비중이 증가했다. 최대부하요금 인상을 통해 최대부하 발전소 이용률이 감소하지만 반면에, 기저부하 발전소의 이용률은 증가하는 것으로 나타났다.

넷째, 부하 간 대체탄력성에 대한 민감도 분석결과 대체탄력성이 증가할수록 총 전력수요가 증가하는 것으로 나타났다. 최대부하가 값싼 기저부하로 유연하게 대체됨에 따라 총 전력지출 비용이 감소하고 이는 소득효과에 따라 추가로 총 전력수요를 증가시키는 것으로 나타났다. 또한, 대체탄력성 증가에 따른 전력지출 비용 감소는 제조업과 전력부문 산출량을 증가시켜 최대부하요금 인상에 따른 산출량 감소를 완화하는 것으로 나타났다. 따라서 최대부하요금 인상이 산출에 미치는 영향을 완화하는 수단으로 부하 간의 대체탄력성 증가시킬 수 있는 여러 방법을 고려할 수 있을 것이다. 단기적으로 최대부하 시간에 조업 중단을 보상해주는 정책을 실행하거나 장기적으로 에너지저장장치(ESS) 기술을 도입하는 방안이 있다.

다섯째, 부하 간 대체탄력성이 증가할수록 최대부하요금 인상에 따른 온실가스 감축효과가 반감되는 것으로 나타났다. 이는 늘어난 기저부하 소비가 석탄발전으로 공급되기 때문이다. 이러한 결과는 현재 전력구성의 변화 없이 최대부하요금을 인상하고, 정책효과를 극대화하기 위해서 부하간 대체탄력성을 높일 수 있는 기술을 도입할 경우 기후변화 대응 측면에서 의도하지 않은 효과가 나타날 수 있다는 것을 의미한다. 그렇기 때문에 최대부하 요금제를 도입시 기저부하 전력생산에서 석탄사용 비중을 줄이고 온실가스 배출량이 적은 발전원 비중을 확대하는 정책이 병행되어야 온실가스 저감 측면에서 발생할 수 있는 부작용을 방지할 수 있다.

연구의 한계와 후속연구로 고려되어야 하는 사항은 다음과 같다.

첫째, 본 연구 산업분류와 동일한 국내 선행연구 부재로 인해 부하 간 탄력성, 산업별 에너지 간의 대체탄력성을 해외 선행연구에 의존하였고, 업종별로 차별된 값을 사용하지 못했다. 향후 제조업, 서비스업 구분 이상으로 업종별

효과를 분석하기 위해서 업종별로 차별된 대체탄력성이 필요하다.

둘째, 세수 재활용을 반영하지 못했다. 본 연구에서 최대부하요금 인상을 위해서 최대부하 생산부문에 세금을 부과하였다. 자세한 분석을 위해서 세수를 중립적으로 활용하는 시나리오 분석이 필요하다. 세수를 중립적으로 활용하는 방법으로 세수를 가계로 모두 이전하거나, 추가 세수만큼 기저부하 소비에 보조금을 주어 총 전력요금을 중립적으로 유지하는 방법을 고려할 수 있을 것이다.

셋째, 최대부하요금 인상의 정태적 효과만을 분석했다. 최대부하요금 인상은 부하 이전을 통해 장기적으로 전력생산 설비의 이용률 높이고, 신규 발전소 건설을 회피함으로써 자원이용의 합리화를 유인할 수 있다. 향후 동태모형 개발을 통해 투자와 자본의 동태적 요소 반영과 투자지출 행렬 구축을 통해 정태분석에서 분석할 수 없었던 전력부문의 투자지출 회피 효과 분석이 가능할 것이다.

접수일(2019년 7월 29일), 수정일(2019년 9월 4일), 게재확정일(2019년 9월 26일)

◎ 참 고 문 헌 ◎

- 권오상·한미진·반경훈·윤지원(2018). “한국 경제의 KLEM DB 구축과 중첩 CES 생산 함수 추정.” 자원·환경경제연구 27(1) : 29-66.
- 민대기·류종현·최동구(2018). “탈원전·탈석탄·신재생 에너지 확대 정책에 따른 신규 전원구성의 수급 안정성 평가.” 에너지경제연구 17(1) : 1-35.
- 산업통상자원부(2017). 제 8차 전력수급기본계획. 세종: 산업통상자원부.
- 전국경제인연합회(2014). 산업용 전기요금 오해와 진실. 서울: 전국경제인연합회.
- 정연제·박광수(2018). 계시별 요금제 개선방안 연구. 울산: 에너지경제연구원.
- 조성진·박찬국(2015). 원자력발전의 경제적 사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구. 울산 : 에너지경제연구원.
- 조주현·윤태연·김윤경(2018). “LNG 발전소 건설 및 운영에 따른 유발효과분석.” 에너지 경제연구 17(1) : 265-286.
- 한국전력공사(2012). 전력산업 해외수출의 국가경제적 효과 분석모델 개발에 관한 보고서. 나주: 한국전력공사.
- 한국전력공사(2018). 전력소비행태 분석. 나주: 한국전력공사.
- 한전경영연구원(2019). KEMRI 전력경제 Review 2019년 제 10호. 나주: 한전경영연구원.
- 한진희·유시용(1997). “전기요금 변동의 국민경제적 효과 분석.” KDI정책연구 19(3) : 195-246.
- 홍종호(2003). “전력요금 인상의 경제적 파급효과: CGE 모형의 적용.” 경제연구 24(1) : 69-84.
- Boisvert R., Cappers P., Neenan B., and Scott B. 2004. Industrial and commercial customer response to real time electricity prices. Neenan associates.
- Burniaux J. M. and Truong T. P. 2002. GTAP-E: an energy-environmental version of the GTAP model. GTAP Technical Papers 923. Purdue University.
- Cai Y. and Arora V. 2015. “Disaggregating electricity generation technologies in CGE

- models: A revised technology bundle approach with an application to the US Clean Power Plan.” *Applied Energy*. 154 : 543-555.
- Energy Information Administration. 2013. Electric Power Annual 2012. Washington D.C : Energy Information Administration.
- International Energy Agency and Nuclear Energy Agency. 2010. Projected Costs of Generating Electricity - 2010 Edition. Paris : International Energy Agency.
- International Energy Agency. 2010a. Energy Balances of OECD Countries(2010 edition). Paris : International Energy Agency.
- International Energy Agency. 2010b. Energy Balances of Non-OECD Countries(2010 edition). Paris : International Energy Agency.
- International Energy Agency. 2013. Electricity Statistics. Paris : International Energy Agency.
- McNerney J., Farmer J. D. and Trancik J. E. 2011. “Historical costs of coal-fired electricity and implications for the future.” *Energy Policy* 39(6) : 2043-3054.
- Narayanan B. G., Terrie L. W. and Editors 2008. Global Trade, Assistance, and Production: The GTAP 7 Data Base Documentation. Purdue University.
- Park S. Y., Yun B. Y., Yun C. Y., Lee D. H. and Choi D. G. (2016). “An analysis of the optimum renewable energy portfolio using the bottom - up model: Focusing on the electricity generation sector in South Korea.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 53 : 319-329.
- Peters J. C. 2016a. "The GTAP-power data base: disaggregating the electricity sector in the GTAP data base." *Journal of Global Economic Analysis* 1(1) : 209-250.
- Peters J. C. 2016b. "GTAP-E-Power: an electricity-detailed economy-wide model." *Journal of Global Economic Analysis* 1(2) : 156-187.
- Peters J. C. and Hertel T. W. 2016b. "The database - modeling nexus in integrated assessment modeling of electric power generation." *Energy Economics* 56 : 107-116.
- Peters J. C. and Hertel T. W. 2016a. "Matrix balancing with unknown total costs: preserving economic relationships in the electric power sector." *Economic Systems*

Research 28.1: 1-20.

Rodrigues R. and Linares P. 2015. "Electricity load level detail in computational general equilibrium - part II - welfare impacts of a demand response program." *Energy Economics* 47 : 52-67.

Singh A., Winchester N. S., and Karplus V. J. 2018. "Evaluating India's climate targets: the implications of economy-wide and sector specific policies." Cambridge : MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change.

Winchester N. Stewart, and John M. Reilly. 2018. The Economic, Energy and Emissions Impacts of Climate Policy in South Korea. Cambridge : MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change.

Wing I. S., Daenzer K., Fisher-Vanden K., and Calvin K., 2011. "Phoenix Model Documentation." College Park : Joint Global Change Research Institute.

Wiskich A. 2014. "Implementing a load duration curve of electricity demand in a general equilibrium model." *Energy Economics* 45 : 373-380.

ABSTRACT

A CGE Analysis of Peak Load Pricing using
Electricity Sector Detailed Database

Jintae Kim^{**}, Cheolhung Cho^{***} and Donghyun Choi^{****}

This study develops a CGE model that disaggregates the electricity sector by load-generation technology pairs using the methodology of GTAP9 Power DB and analyze the impact of peak-load rate increase. The Power DB is updated with Korea electricity market data and used as model input data. Increase in peak-load rate reduces the output of the electricity sector and electricity-intensive manufacturing sectors. Although total electricity consumption is reduced by the rate increase, load shift from peak to base increases the share of coal and nuclear in generation portfolio. Sensitivity analysis on substitution elasticity between loads, a key parameter, shows that more flexible load shift to less cost base-load increases the total electricity consumption and the output in the manufacturing sector. In the meanwhile higher base-load demand utilizes more coal power generation which exacerbates the carbon mitigation effect of peak-load rate increase.

Key Words : GTAP9 Power DB, CGE model, Detailed electricity sector,
Peak load pricing

* This research was funded by the Korea Ministry of Environment as Climate Change Correspondence R&D Program(2014001300002).

** Research Assistant(1st author), KAIST Sustainable Development Research Center. kimjintae9011@kaist.ac.kr

*** Research Professor, KAIST Sustainable Development Research Center. cheolhung@kaist.ac.kr

**** Assistant Professor(corresponding author), Department of Business Administration, Korea Army Academy. dhchoi90@business.kaist.edu

