

전력산업의 온실가스 배출요인 분석 및 감축 방안 연구

조 용 성[†]

고려대학교 식품자원경제학과

Decomposition Analysis of CO₂ Emissions of the Electricity Generation Sector in Korea using a Logarithmic Mean Divisia Index Method

Cho, Yongsung[†]

Dept. of Food and Resource Economics, Korea University, Seoul, Korea

ABSTRACT

Electricity generation in Korea mainly depends on thermal power and nuclear power. Especially the coal power has led to the increase in CO₂ emissions. This paper intends to analyze the current status of CO₂ emissions from electricity generation in Korea during the period 1990~2016, and apply the logarithmic mean Divisia index (LMDI) technique to find the nature of the factors influencing the changes in CO₂ emissions. The main results as follows: first, CO₂ emission from electricity generation has increased by 165.9 MtCO₂ during the period of analysis. Coal products is the main fuel type for thermal power generation, which accounts about 73% CO₂ emissions from electricity generation. Secondly, the increase of real GDP is the most important contributor to increase CO₂ emissions from electricity generation. The carbon intensity and the electricity intensity also affected the increase in CO₂ emission, but the energy intensity effect and the dependency of thermal power effect play the dominant role in decreasing CO₂ emissions.

Key words: CO₂ Emissions, Electricity Generation, Electricity Production, LMDI

1. 서 론

전 세계적으로 인구고령화 현상, 제조업에서 서비스업으로의 업종 변화, 금융 및 재정위기로 인한 불황의 지속 그리고 소득불균형의 심화 등으로 인한 저성장 기조가 지속되고 있다. 이러한 가운데 기후변화문제가 새로운 위협요인으로 떠오르고 있다. 지구온난화를 억제하기 위해 2015년 196개국 참여하여 체결한 파리협정은 전 세계적인 저탄소 패러다임 확산의 신호탄이 되고 있다. 파리협정은 산업화시대 이전 대비 지구 평균기온 상승폭을 2°C 이하로 억제하고 가능하면 1.5°C까지 억제할 수 있도록 노력할 것을 명시하고 있다. 또한 인위적인 온실가스 배출량과 흡수원에 의해 제거되는 온실가스량의 균형을 21세기 후반부에 달성한다는 장기 목표를 제시하고 있다. IPCC AR5에 따르면, 지구 평균기온 상승폭을 2°C 이하로 억제하려면 전 세계 온실가스 배출량을 2050년까

지 2010년 대비 40~70% 감축해야 한다. 이 점은 전 세계 온실가스 배출량의 약 40%를 차지하고 있는 전력산업의 온실가스 감축이 매우 중요함을 의미한다. OECD 유럽회원국들의 전력생산량 증가율은 2005년 이후 GDP 성장률에 비해 둔화되었고, 2011년 이후에는 탈동조화 현상이 나타나고 있다. 탈동조화 현상의 주요 원인은 에너지 절약기술의 향상, 가정 및 상업부문에서의 냉난방, 조명, 가전제품들의 에너지 효율 향상을 꼽을 수 있다.

우리나라 역시 국제적인 기후변화 대응 노력에 동참하기 위해 국가 온실가스 배출전망치(Business as Usual; BAU) 대비 2030년 37% 감축이라는 국가 감축목표를 설정하였다. 2013년 기준 국가 총 온실가스 배출량에서 약 36%를 차지하고 있는 발전부문의 온실가스 감축은 매우 중요하다. 우리나라의 전력소비는 소득 증가, 전기제품의 보급 확대, 이용의 편리성, 그리고 낮은 수준의 전기요금 등으로 인해 매우 빠른 증가 추

[†] Corresponding author: yscho@korea.ac.kr

Received October 25, 2017 / Revised November 10, 2017 / Accepted November 28, 2017

세를 보이고 있다. 이러한 증가추세는 발전부문의 온실가스 배출량의 동반 증가추세 현상을 가져왔다. 1990년 발전부문의 온실가스 배출량은 36 백만 tCO₂eq에서 2013년에는 249.5 백만 tCO₂eq으로 연평균 8.8%의 증가추세를 이어왔다.¹⁾ 산업통상자원부(2017)의 최대 전력수요 전망에 따르면 2018년에서 2030년까지의 전력소비량의 연평균 증가율은 1.2%로 86.3 GW에서 101.9 GW로의 증가가 예상되고 있다. 따라서 전력산업의 저탄소화는 매우 중요한 문제이다.

전력산업이 기존의 패러다임에서 벗어나 온실가스 배출문제를 해결함과 동시에 이를 새로운 기회로 탈바꿈하기 위해서는 우리나라의 여건에 맞는 지속가능하며 환경친화적인 전력정책으로의 전환이 중요하다. 이를 위해서는 전력산업의 온실가스 배출량의 변화와 원인들에 대한 분석이 필요하다. 이와 관련하여 본 연구에서는 에너지 소비 변화와 온실가스 배출변화의 원인을 규명하는데 많이 활용되어 오고 있는 요인분해분석(decomposition analysis)을 사용하여 전력산업의 온실가스 배출량 변화요인을 분석하였다. 특히 요인분해분석의 문제점으로 지적된 잔차(residual)를 해결하여 분석의 정확성을 높이기 위해 Ang *et al.*(1998)이 제안한 로그 평균 디비지아 지수(Logarithmic Mean Divisia Index; LMDI) 방법을 적용하였다. 또한 Tapio(2005)가 제안한 탈동조화지수(decoupling index)를 활용하여 1990년부터 2016년 기간동안의 총발전량과 발전부문의 이산화탄소 배출량 간의 탈동조화 현상을 살펴본다. 본 논문의 구성은 다음과 같다. 2장에서는 선행연구를 기반으로 본 연구에서 사용한 로그평균 디비지아 분석모형을 설명하였다. 3장에서는 분석에 사용된 자료의 특성에 대해 설명하였고, 4장에서는 요인분해분석 결과와 탈동조화지수 분석 결과를 제시하였다. 5장에서는 실증분석 결과를 바탕으로 발전부문의 저탄소전략을 위한 정책적 시사점을 제시하였다.

2. 연구방법 및 분석모형

발전부문을 포함하여 국가 전체 온실가스배출량 변화를 분석하는데 널리 사용되고 있는 방법으로 요인분해분석이 있다. 요인분해분석은 크게 구조분해분석(structural decomposition analysis)과 지수분해분석(index decomposition analysis)으로 나뉘는데,²⁾ 이 중 지수분해분석 방법론은 1970년대부터 에너지 수요와 이산화탄소 배출량을 분석하는데 널리 사용되고 있다. 1980년대 사용된 대표적인 지수분해분석 방법론인 라스파

이레스 지수는 적용이 쉬운 반면, 요인 분해할 경우 잔차(residual)가 발생하여 정확도가 낮아지는 단점을 갖고 있다. 이 단점을 극복하기 위해 개발된 방법론이 디비지아 지수이다. 요인 변화를 분석하기 위해 다른 요인들을 기준 연도에 고정시키는 라스파이레스 지수와 달리 디비지아 지수는 각 요인의 변화를 산술평균 혹은 로그평균 변화로 결정하고, 기준연도를 통한 비교가 아닌 기준연도와 비교연도의 평균치를 이용하여 라스파이레스 지수가 갖고 있는 단점, 즉 잔차문제를 해결하였다(Boyd *et al.*, 1988). Ang(2004)은 라스파이레스 지수와 디비지아 지수의 결과를 비교하면서 디비지아 지수의 우수성을 강조하였다. 특히 Ang(2001)에 의해 소개된 로그 평균 디비지아 지수(Log Mean Divisia Index; LMDI) 방법론은 많은 연구에서 사용되고 있다.

LMDI 방법론을 적용하여 발전부문의 온실가스 배출량의 요인을 분석한 연구들로는 Chung and Lee(2001), Kim *et al.* (2010), 김현용(2013), Zhang(2013), Kim *et al.*(2016)이 대표적이다. Chung and Lee(2001)는 LMDI 방법론을 이용하여 전환부문(발전산업)을 포함한 국내 산업부문별 에너지 소비량에 따른 이산화탄소 배출량의 변화 요인을 분석하였다. Kim *et al.*(2010)은 국내 전력산업의 탄소배출 변화의 원인을 발전원 구성(mix), 발전효율, 송배전 손실 등과 같은 전력공급의 변화요인과 산업구조, 산업규모, 가구소비 패턴 변화 등과 같은 전력수요 변화요인으로 구분한 후 LMDI 방법을 이용하여 전력산업의 가치사슬 전방에 걸쳐 탄소배출 요인을 분석하였다. Kim(2013) 역시 LMDI 방법론을 적용하여 우리나라를 포함한 OECD 20개국의 발전부문에서 발생하는 이산화탄소 배출량 변화 요인을 분석하였는데, 분석 결과 개별 국가들의 발전부문의 이산화탄소 배출량에 영향을 주는 요인은 다르게 나타났지만, 공통적으로는 화력발전의 비율, 연료 전환 및 연료 효율을 통제해야만 발전부문의 이산화탄소 배출량을 줄일 수 있는 것으로 나타났다. Zhang(2013)과 Kim *et al.*(2016) 역시 LMDI 방법을 이용하여 중국과 한국의 발전산업을 대상으로 배출요인을 분석하였다. 각 연구들이 사용한 요인변수들을 살펴보면, 전체 전력생산량이 이산화탄소 배출에 미치는 영향, 전체 발전량에서 차지하는 화력발전 비중의 변화, 화력발전 전에 투입되는 연료 당 생산되는 전력량(효율성) 변화, 화력발전 전에 투입되는 연료들의 비중(즉, 연료 혼합) 변화, 원자력 발전 대비 신재생에너지 비중의 효과, 송배전 손실에 따른 변화 등이 사용되었다. 본 연구에서는 Zhang(2013)의 방법론을

1) 안재균. 2016. 발전부문의 장기 온실가스 감축목표 달성방안 연구. 에너지경제연구원 기본 연구보고서 16-12:11.

2) 보다 자세한 내용은 김규남, 김강석, 김연배 (2010). pp 247-249 참조.

기초로 하여 발전부문의 이산화탄소 총배출량을 식 (1)과 같이 5가지 요인으로 구성하였다.

$$CO_2 \text{ 배출량} = \frac{CO_2 \text{ 배출량}}{\text{화석연료사용량}} \times \frac{\text{화석연료사용량}}{\text{화력발전량}} \times \frac{\text{화력발전량}}{\text{총발전량}} \times \frac{\text{총발전량}}{\text{국민소득}} \times \text{국민 소득} \quad (1)$$

식 (1) 우변의 첫 번째 항은 발전을 위해 사용하는 연료 중 석탄, 석유, 가스와 같은 화석에너지 총사용량(E) 대비 발전부문의 이산화탄소 배출량(C)으로, 발전부문의 화석연료 탄소 집약도(fossil fuel carbon intensity)를 의미한다. 일반적으로 탄소 집약도(carbon intensity)란 소비한 에너지에서 발생된 CO₂ 배출량을 총 에너지소비량으로 나눈 값으로, 수치가 높을수록 탄소함유량이 높은 에너지 사용률이 높다는 것을 의미한다. 예를 들면 같은 열량의 에너지를 얻기 위해 석탄을 소비하는 것이 천연가스를 소비하는 것보다 탄소집약도가 높다.

한편, 발전부문의 이산화탄소 배출량은 식 (2)와 같이 산정할 수 있다.

$$C = \sum_i k_i E_i \quad (2)$$

여기서 하첨자 *i*는 발전연료 유형, 즉 석탄, 석유, 가스와 같은 화석에너지 발전연료를 나타내고, *k_i*는 화석에너지 발전연료 *i*의 이산화탄소 배출계수(TC/toe)를 나타낸다.

식 (1) 우변의 두 번째 항은 발전을 위해 사용된 화석연료 사용량(E)을, 화력발전량(Q)으로 나눈 값, 즉 화력발전에 투입된 화석연료의 양을 나타내는데, 이를 화석연료의 집중도(fossil fuel intensity)라고 한다. 화석연료 집중도의 역수는 투입된 화석에너지 당 생산된 화력발전량을 의미하므로 화력발전의 효율성을 의미한다.

식 (1) 우변의 세 번째 항은 총발전량(G)에서 화력발전량(Q)이 차지하는 비중의 변화, 즉 화력발전 의존도를 나타낸다. 만약 화석연료를 사용하여 발전한 비중이 증가한다면 화력발전 의존도 효과는 양(+)의 방향으로 진행하여 발전부문의 이산화탄소 배출량을 증가시킬 것이다. 반면, 비화석연료인 원자력과 신재생에너지의 비중이 증가한다면 화력발전 의존도 효과는 음(-)의 방향으로 진행하여 발전부문의 이산화탄소 배출량을 감소시킬 것이다.

네 번째 항은 국민소득(M) 즉, GDP당 전력생산량(G)을 나

타내며, 전력집약도(electricity intensity)를 의미한다. GDP가 증가할수록 전력소비가 증가하고, 이에 따라 에너지소비량이 증가하게 되어 발전부문의 이산화탄소 배출량을 증가시킬 것이다. 즉, 경기침체가 발생한 해에는 경제성장 효과는 음(-)의 방향으로 진행되어 발전부문의 이산화탄소 배출량을 감소시킬 것이며, 경기가 활성화된 해에는 부호가 양수(+)으로 나타나고, 이산화탄소 배출량을 증가시킬 것으로 예상된다.

식 (1)을 수식으로 간략하게 정리하면 다음과 같다.

$$C = \frac{C}{E} \times \frac{E}{Q} \times \frac{Q}{G} \times \frac{G}{M} \times M \quad (3)$$

시간변화에 따른 발전부문의 이산화탄소 배출량의 변동을 요인별로 보다 자세하게 분석하기 위해 $\frac{C}{E} = CE$, $\frac{E}{Q} = EQ$, $\frac{Q}{G} = QG$, $\frac{G}{M} = GM$ 으로 가정한 후, 식 (3)의 양변을 시간(*t*)에 대해 미분을 하면 식 (4)를 구할 수 있다.

$$\begin{aligned} \frac{dC}{dt} &= \frac{dCE}{dt} \cdot EQ \cdot QG \cdot GM \cdot M + CE \cdot \frac{dEQ}{dt} \cdot QG \cdot GM \cdot M + CE \cdot EQ \cdot \frac{dQG}{dt} \cdot GM \cdot M + CE \cdot EQ \cdot QG \cdot \frac{dGM}{dt} \cdot M + CE \cdot EQ \cdot QG \cdot GM \cdot \frac{dM}{dt} \end{aligned} \quad (4)$$

식 (4)를 구간 [0, *t*]로 적분하면 0~*t* 기간까지의 각 요인의 변화를 알 수 있다.

$$\begin{aligned} \int_0^t \frac{dC}{dt} dt &= C_t - C_0 = \\ \int_0^t e \left(\frac{d \ln CE}{dt} + \frac{d \ln EQ}{dt} + \frac{d \ln QG}{dt} + \frac{d \ln GM}{dt} + \frac{d \ln M}{dt} \right) dt \end{aligned} \quad (5)$$

C_t - *C₀* = Δ*C*로 치환하면, 0~*t* 기간까지의 이산화탄소 배출량의 변화, Δ*C*는 식 (6)과 같이 표현될 수 있다.

$$\Delta C = \Delta CE + \Delta EQ + \Delta QG + \Delta GM + \Delta M \quad (6)$$

식 (6)을 Ang and Liu(2001)에 따라 LMDI 형태로 나타내면 다음과 같다. 이때 하첨자 *t*는 분석연도를, 하첨자 0은 기준연도를 의미한다.

$$\Delta CE = w \ln \left(\frac{CE_t}{CE_0} \right) \quad (7)$$

$$\Delta EQ = w \ln \left(\frac{EQ_t}{EQ_0} \right) \tag{8}$$

$$\Delta QG = w \ln \left(\frac{QG_t}{QG_0} \right) \tag{9}$$

$$\Delta GM = w \ln \left(\frac{GM_t}{GM_0} \right) \tag{10}$$

$$\Delta M = w \ln \left(\frac{M_t}{M_0} \right) \tag{11}$$

이때 $w = \frac{C_t - C_0}{\ln C_t - \ln C_0}$ 이며, ΔCE 는 발전부문의 화석연료 탄소집약도(carbon intensity)효과를, ΔEQ 는 화석연료집중도(fossil fuel intensity) 효과를, ΔQG 는 화력발전의존도(비중변화) 효과를, ΔGM 은 전력집약도(electricity intensity) 효과를, 그리고 ΔM 은 경제발전 효과를 의미한다.

3. 분석 자료

전력생산에 사용된 석유, 석탄, 가스 등 화석에너지사용량과 에너지원별 발전량 자료는 한국전력공사의 한국전력통계를 이용하였다. 에너지원별 이산화탄소 배출량은 IPCC(1996) 가이드라인에서 제시한 배출계수를 이용하였다. 무연탄의 경우 1.1 ton C/toe이며, 유연탄은 1.059 ton C/toe이다. 중유와 LNG의 배출계수는 각각 0.857 ton C/toe, 0.637 ton C/toe이다. 각 에너지의 단위(톤, 배럴, m³)를 석유환산톤(ton of oil equivalent, toe)으로 환산하기 위해 에너지경제연구원의 “에너지열량환산” 기능을 사용하였다. 각 연료사용량을 석유환산톤으로 산정한 후 배출계수로 곱해 얻은 배출량 단위는 탄소 톤(TC)이므로 이를 이산화탄소 톤(tCO₂)로 환산하기 위해 44/12를 곱하였다. 실질 GDP 자료는 e-나라지표 사이트 정보와 한국은행에서 발표한 연도별 국내총생산 디플레이터 자료를 사용하여 산출하였다.³⁾

분석기간은 1990년부터 2016년이며, 분석에 사용한 변수들의 기초 통계량은 Table 1에 정리되어 있다. 분석기간 동안 연평균 화석연료사용량은 42.7 백만toe이며, 석탄사용량(27.05 백만toe)이 가장 많은 것으로 나타났다. 석탄사용에 따른 전력생

산량은 연 평균 약 122 TWh로 전체 화력발전량의 86%를 차지하고 있다. 분석기간 동안의 연평균 총발전량은 약 326.1 TWh로 이 중 화력발전이 차지하는 비중은 약 44%이다.⁴⁾ 한편, 발전부문에 발생하는 이산화탄소 배출량은 연평균 약 144.3 백만tCO₂이며, 이 중 석탄발전으로부터 발생한 이산화탄소배출량은 연 평균 약 105.2 백만tCO₂으로 전체 이산화탄소 배출량의 약 73%를 점하고 있다.

4. 분석 결과

4.1 로그 평균 디비지아 분석 결과

발전부문의 이산화탄소 배출량 증가에 영향을 미치는 요인들은 크게 지속적으로 증가 추세를 보이는 요인과 완만한 증가추세를 보이는 요인 그리고 감소 추세를 보이는 요인들로 구분할 수 있다. Fig. 1에 나타나 있듯이 급증하는 추세를 보이는 요인은 경제발전 효과를 나타내는 실질국민소득(M)이다. 기준 년도인 1990년 대비 실질국민소득은 2016년 약 3.6배로 급성장하였다. 실질소득만큼은 아니지만 분석기간 동안 완만하게 지속적인 증가추세를 이어온 요인들은 전력집약도(GM)와 화석연료 탄소집약도(CE)이다. 1990년 대비 2016년에는 각각 약 1.4배와 약 1.2배 증가한 것으로 분석되었다. 한편, 화석연료집중도(EQ)와 화력발전의존도(QG)는 분석 기간 동안 크고 작은 등락이 있었지만 전반적으로 감소추세를 보이고 있다.

보다 구체적으로 발전부문의 이산화탄소 배출량을 요인별로 분석해 보면, 1990년부터 2016년 기간동안 발전부문의 이산화탄소 배출량은 총 165.91 백만tCO₂이 증가하였다. 분석기간을 나누어 살펴보면 1990년부터 1999년 동안에는 72.9 백만 tCO₂이, 2000년부터 2009년까지는 61.48 백만tCO₂이 증가하였다. 반면, 2010년부터 2016년기간 동안에는 이전과 달리 8.54 백만tCO₂이 감소하였다.

가장 큰 증가요인은 국민소득의 증가, 즉 경제발전효과(ΔM)로 나타났다. Table 2에 나타나 있듯이 국민소득 변화율은 분석기간 중 1996~1997년 기간을 제외하고 모든 기간에서 양(+)의 부호를 나타내고 있는데, 이는 국민소득이 지속적으로 증가함에 따라 발전부문의 이산화탄소 배출량 역시 지속적으로 증가한 것으로 해석할 수 있다. 경제발전으로 인한 발전부문의 이산화탄소 배출량 증가는 142.49 백만tCO₂으로 전체 이산화탄소 배출 증가량(165.91 백만tCO₂)의 약 86%로 분석되

3) e-나라지표 사이트(<http://www.index.go.kr>)에서 제공하는 한국은행의 각 연도별 국내총생산 디플레이터(기준년도는 2010년)를 각 연도별 명목 GDP에 곱하여 실질 GDP를 산출함. 즉 실질 GDP = (명목 GDP/디플레이터) × 100.

4) 집단에너지(group energy)에서 사용되는 LNG 소비량은 제외됨.

Table 1. Data statistics of variables

		Average	Standard deviation	Min. value*	Max. value*
Fossil energy consumption (Mtoe)	Coal	27.05	15.65	4.73	47.77
	Oil	2.87	0.87	1.48	4.13
	Gas	12.78	3.62	7.06	20.03
	Total	42.70	16.67	15.93	70.37
CO ₂ emissions (MtCO ₂)	Coal	105.21	60.77	18.52	185.61
	Oil	9.22	2.79	4.75	13.26
	Gas	29.84	8.46	16.50	46.79
	Total	144.27	62.55	48.28	240.24
Electricity generation (TWh)	- Thermal power generation	142.68	58.25	47.10	222.62
	Coal	121.93	66.04	22.44	209.20
	Oil	16.89	7.40	6.84	36.81
	Gas**	3.85	4.19	0.22	14.08
	- Total electricity generation	326.11	144.01	107.39	540.22
GDP (Trillion won)		955.86	338.24	419.52	1,508.27

* denotes a minimum value and a maximum value respectively.

** did not include the group energy usage

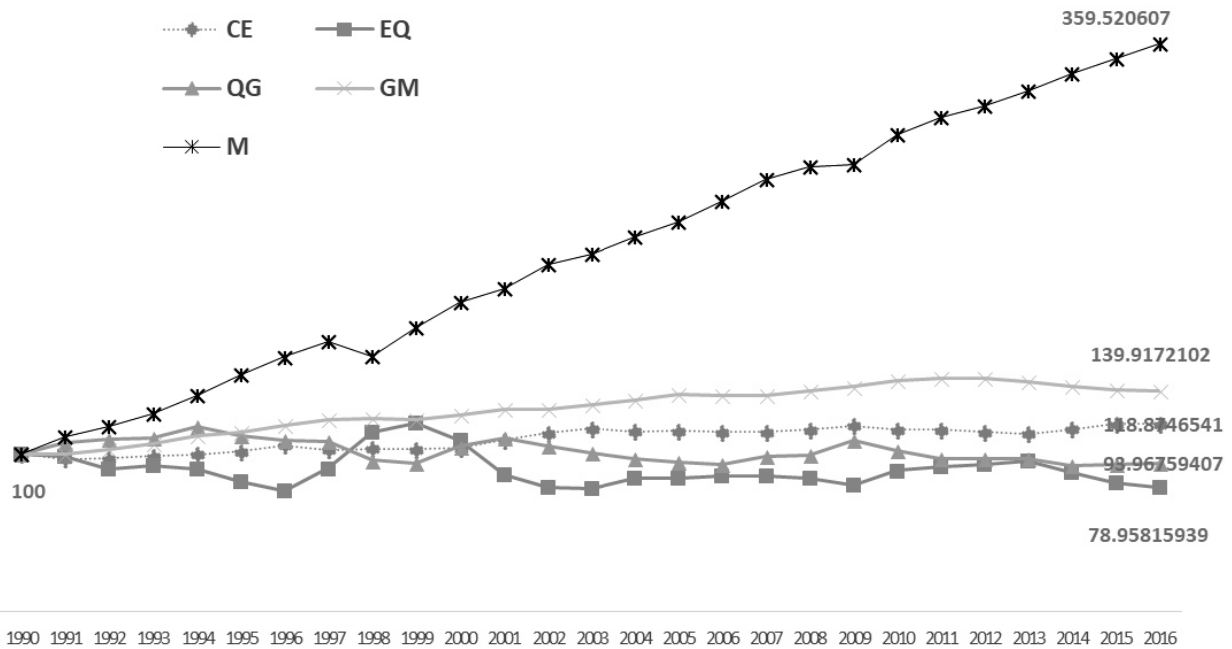


Fig. 1. Trend of CO₂ emissions from electricity generation: driving factors.

Table 2. Complete decomposition of CO₂ emissions change(unit: MtCO₂)

Period	ΔCE	ΔEQ	ΔQG	ΔGM	ΔM	ΔC
1990~1991	-1.72	-1.03	3.46	-0.22	5.02	5.51
1991~1992	0.12	-4.43	1.17	1.83	3.28	1.96
1992~1993	1.01	1.53	0.35	1.91	3.98	8.77
1993~1994	0.85	-1.85	4.35	3.26	6.23	12.84
1994~1995	1.19	-6.94	-3.92	1.73	7.03	-0.90
1995~1996	3.11	-5.71	-1.91	2.65	5.74	3.88
1996~1997	-2.58	15.00	-0.85	2.67	5.16	19.40
1997~1998	0.74	23.21	-11.85	0.83	-5.81	7.13
1998~1999	-0.31	5.49	-2.48	-0.59	12.20	14.30
1999~2000	0.84	-11.81	14.10	3.05	11.08	17.26
2000~2001	6.47	-30.24	6.73	3.67	5.96	-7.41
2001~2002	5.16	-12.66	-5.99	0.03	9.24	-4.22
2002~2003	3.41	-1.43	-5.21	2.73	3.71	3.22
2003~2004	-2.17	10.93	-5.13	3.47	6.54	13.64
2004~2005	0.20	-0.10	-3.64	3.77	5.64	5.87
2005~2006	-0.56	2.46	-2.06	-0.97	7.71	6.58
2006~2007	-0.38	0.50	8.49	0.28	8.76	17.65
2007~2008	2.68	-2.48	1.87	3.41	4.99	10.46
2008~2009	4.08	-10.92	17.54	3.64	1.35	15.69
2009~2010	-4.97	22.82	-14.18	5.85	13.29	22.81
2010~2011	-0.15	6.89	-10.64	2.21	8.17	6.48
2011~2012	-2.80	3.45	0.30	0.01	5.27	6.23
2012~2013	-2.23	4.57	-1.25	-3.08	6.79	4.80
2013~2014	6.21	-18.02	-10.58	-4.93	7.57	-19.76
2014~2015	5.62	-16.25	2.77	-3.46	5.99	-5.33
2015~2016	0.22	-7.30	1.00	-0.88	5.99	-0.97
1990~2016	19.25	-26.31	-6.93	37.40	142.49	165.91
1990~1999	2.21	13.89	-5.12	15.52	46.40	72.90
2000~2009	21.80	-51.23	6.75	22.29	61.87	61.48
2010~2016	6.93	-26.72	-17.40	-9.72	38.37	-8.54

었다.

국민소득 대비 총발전량 비율을 나타내는 전력집약도 변화 효과(ΔGM) 역시 1990~1991년, 1998~1999년, 2005~2006

년, 그리고 2012~2016년을 제외하고 모든 기간에서 양(+)
의 부호를 나타내고 있다. 전력집약도 변화효과에 따른 이산화탄
소 배출 증가량은 37.4 백만tCO₂으로 전체 CO₂ 배출 증가량

의 약 23%이다. 이 결과는 국민소득이 증가하면서 총발전량도 동반 증가하였고, 이에 따라 분석기간 동안 전력집약도 역시 개선되었지만 그 효과가 작았다는 것을 의미한다. 하지만 부분적으로는 다른 결과도 나타났는데, 2012년 이후 분석기간에 대해서는 모두 음(-)의 부호를 나타내고 있어, 2012년 이후에는 경제성장과 총발전량간의 탈동조화 현상이 발생하고 있음을 시사한다.

발전부분의 CO₂ 배출량을 증가시킨 또 다른 요인은 발전부분의 화석연료 탄소집약도 효과(ΔCE)이다. ΔCE 의 부호는 분석기간에 따라 부호가 양(+)의 값을 갖거나 혹은 음(-)의 값을 보이고 있는데, 이는 발전연료로 사용하는 화석연료들 중 CO₂ 배출량이 가장 많은 석탄과 상대적으로 작은 LNG의 사용 비중에 따라 나타나는 결과이다. 즉, 석탄사용량이 상대적으로 많았던 기간에는 ΔCE 의 부호가 양(+)의 값을, 천연가스 사용량이 상대적으로 많았던 기간에는 음(-)의 값을 나타낸다고 볼 수 있다. 1990년부터 2016년 기간 동안 화석연료 탄소집약도 변화 효과로 인한 CO₂ 배출 증가량은 19.25 백만CO₂으로 전체 이산화탄소 배출 증가량(165.91 백만CO₂)의 약 12%이다. Fig. 2에 나타나 있듯이 발전부분에서 사용된 석탄의 비중은 1990년 30%에서 2000년 47%, 2015년에는 79%로 급증하였다. 이에 따라 탄소집약도 역시 1990년을 '100'으로 할 때 2015년에는 '119'수준으로 증가하였다. 이러한 점은 석탄사용량이 많아짐에 따라 발전부분의 이산화탄소 배출량 역시 증가하였음을 시사하며, 발전부분의 이산화탄소 배출량

을 줄이기 위해서는 화석연료 중 탄소함유량이 낮은 천연가스 사용량을 증가시켜야 함을 시사한다.

한편, 발전부분의 이산화탄소 배출 감소요인은 화석연료의 집중도 변화(ΔEQ)와 화력발전의존도의 변화(ΔQG)이다. 두 요인은 각각 1990~2016년 기간 동안 이산화탄소 배출량을 각각 26.3 백만CO₂과 6.93 백만CO₂ 감소시킨 것으로 분석되었다. 감소 원인을 살펴보면, 화석연료 집중도의 역수는 화력발전의 효율성을 의미하는데, 분석기간 동안 화력발전의 효율이 개선되면서 이산화탄소 배출량을 감소시킨 것으로 추측된다. Fig. 2에 나타나 있듯이 화력발전의 효율성은 1990년을 '100'으로 할 때 1998년부터 2000년까지의 기간을 제외하고 모두 '100'보다 크며, 2016년에는 '127' 수준을 보이고 있다. 이러한 점은 석탄발전 비중이 증가함에 따라 화석연료 탄소집약도는 낮아져 왔지만, 발전소 차원의 효율 개선 노력에 의해 이산화탄소 배출량의 증가를 억제해 왔음을 의미한다.

화력발전의존도 변화(ΔQG)는 총발전량에서 점하는 화력발전량의 비율의 변화를 나타내는데 분석기간 동안 화력발전의존도 변화(ΔQG) 효과가 음(-)의 값을 보였다는 것은 화력발전 외에 원자력발전과 신재생에너지를 사용한 발전의 비중이 상대적으로 커졌다는 것을 의미한다. 특히 2010년부터 2016년 기간 동안 발전부분의 이산화탄소 배출량은 8.54 백만 tCO₂ 감소한 것으로 나타났는데, 이러한 감소추세는 화석연료집중도 변화(ΔEQ) 효과(26.72 백만CO₂ 감소)와 화력발전의존도 변화(ΔQG) 효과(17.4 백만CO₂ 감소)에 기인한 것

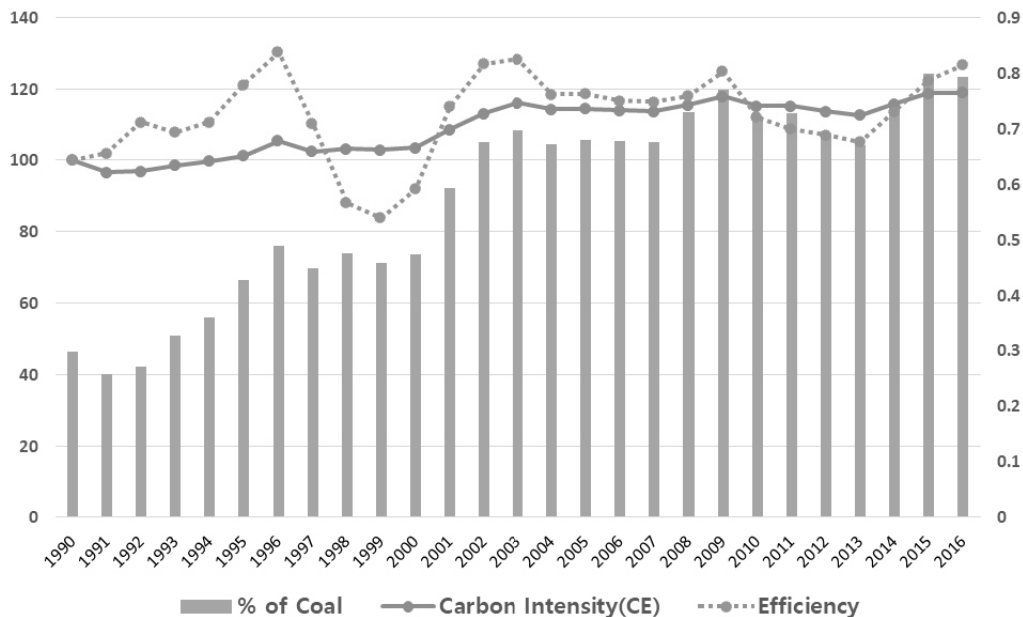


Fig. 2. Trend of fossil fuel carbon intensity, efficiency, and ratio of coal usage.

로 해석할 수 있다.

한편, 미국, 영국, 독일, 일본과의 전력집약도를 비교해 보면, 우리나라의 전력집약도는 다른 국가들에 비해 매우 높음을 알 수 있다(Fig. 3). 우리나라의 전력집약도(kWh/USD)는 1990년 0.29에서 2015년 0.44로 증가한 반면, 독일, 영국, 미국, 일본 모두 동일 기간동안 전력집약도가 낮아졌다.⁵⁾ 이처럼 다른 국가들과 달리 우리나라는 경제성장과 더불어 전력생산을 상대적으로 많이 하고 있고, 전력을 이용한 생산 활동이 높은 것으로 나타나고 있는데, 그 이유 중 한 가지는 상대적으로 저렴한 전기요금에 기인하는 것으로 추측된다. 우리나라의 산업용 전기요금(0.056 \$/kWh)을 ‘100’으로 가정할 때, 일본의 산업용 전기요금 수준은 266, 영국 209, 미국 117 수준이다. 따라서 향후 지속적인 경제성장과 함께 전기요금의 현실화 등 전력집약도를 낮출 수 있는 대안 마련이 필요하다.

화력발전 의존도를 주요 국가들과 비교해 보면, Table 3에 나타나 있듯이 2015년 기준 일본(86.1%)를 제외하고 우리나라를 포함하여 독일, 영국, 미국 모두 60%대 수준을 보이고 있다. 한 가지 차이점은 우리나라의 화력발전 의존도는 1990년 43.8%에서 2015년 67.8%로 증가한 반면, 미국은 1990년 71.4%에서 2015년 68.6%로, 영국은 1990년 77.2%에서 2015년 62.5%로 감소 추세를 이어오고 있는 점이다. 향후 화력발전 의존도를 낮추기 위해서는 원자력발전과 신재생에너지 발전량을 증가시키는 것이 필요하다. 하지만 원자력발전의 경우

Table 3. Comparison of a fossil fuel dependence in electricity production (unit: %)

	1990	2000	2010	2015
Germany	68.7	64.4	65.3	63.4
U.K.	77.2	75.1	79.3	62.5
Japan	66.0	61.6	66.1	86.1
Korea	43.8	60.5	68.6	67.8
USA	71.4	72.9	71.5	68.6

Note: The author calculated the percentage directly using IEA (2017) data.

추가적인 원전 건설에 대한 사회적 공감대 형성의 어려움, 강화된 안전관리에 따른 비용 상승 등의 어려움을 갖고 있다. 신재생에너지 발전의 경우에는 정부 지원 및 기술 발전으로 비용이 급속히 하락하고 있으나, 재생에너지 건설 및 입지에 대한 규제 및 사회적 갈등이 NIMBY 현상으로의 고착화가 진행되어 가는 문제점을 갖고 있다. 향후 이러한 문제점들이 어떻게 해결되어 가는가에 따라 화력발전 의존도 역시 달라질 것으로 예상된다.

4.2 발전량과 발전부문의 CO₂ 배출량간의 탈동조화 분석 결과

경제성장과 더불어 전력의 소비는 증가할 것으로 전망되고

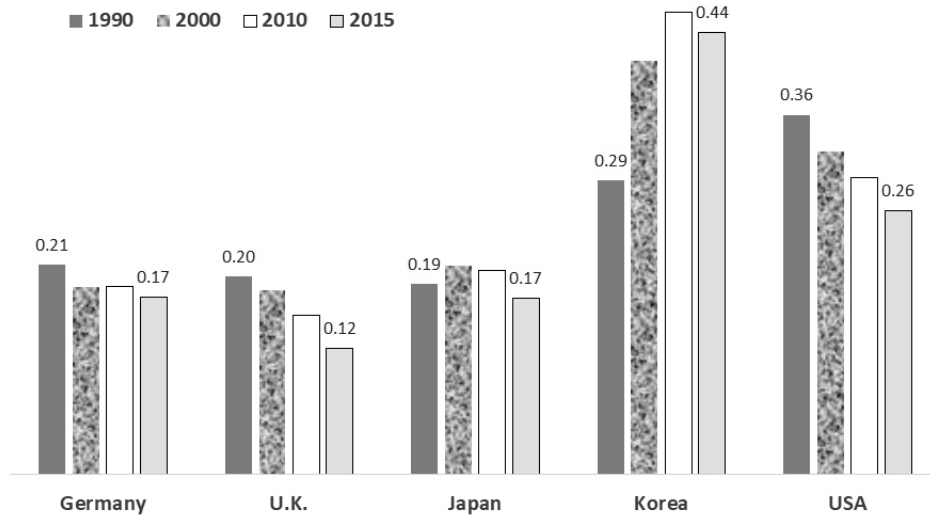


Fig. 3. Comparison of electricity intensity (unit: kWh/USD).

5) 우리나라의 전력집약도는 1990년 0.29에서 2000년 0.41, 2010년 0.46까지 증가하였다가 2015년 0.44로 감소함. 일본의 경우, 1990년 0.19에서 2000년 0.21로 증가하였다가 2010년 0.20, 2015년 0.17로 지속적인 감소 추세를 보이고 있음. 전력집약도는 IEA(2017) 자료를 이용하여 총 발전량(TWh)을 GDP(billion 2010 USD)로 나누어 구함.

있다. 따라서 증가하는 전력공급에 따라 이산화탄소 배출량도 증가하는 경우, 미래의 이산화탄소 배출량은 증가할 수밖에 없게 된다. 따라서 경제성장에 따라 전력소비는 증가하더라도 발전효율의 향상, 화석발전 비중의 감소 등과 같은 에너지 전환을 통해 발전부문의 이산화탄소 배출량은 감소하는 탈동조화가 중요하다. 본 연구에서는 전력공급량과 발전부문의 이산화탄소 배출량의 탈동조화 지표분석 방법으로 Tapio(2005)가 제안한 Decoupling Index(DI)를 활용하여, 발전량과 발전부문 이산화탄소 배출량 간의 탈동조화 지수(DI)를 식 (12)와 같이 정의하였다. 즉, 분석 기준년도 대비 총발전량(G)과 이산화탄소 배출량(C)의 변화를 지수화하였다.⁶⁾

$$DI = \frac{\Delta C}{\Delta G} = \frac{\frac{C_t - C_0}{C_0}}{\frac{G_t - G_0}{G_0}} \quad (12)$$

이때, DI 값이 '1'보다 크면 총발전량의 증가보다 발전부문의 이산화탄소 배출량이 더 빠르게 증가했음을 의미하며, 총발전량과 이산화탄소 배출량 간에 동조화(coupling)현상이 발생하는 것으로 정의할 수 있다. 만약 DI 값이 '1'보다 작은 양수(+) 값을 갖는 경우에는 총발전량의 증가에 따라 발전부문의 이산화탄소 배출량 역시 증가하지만, 그 크기는 상대적으로 작아 약한 탈동조화(weak decoupling) 현상이 발생하는 것으로 해석할 수 있다. 반면, DI 값이 음수(-)값을 갖는 경우에는 총발전량은 증가하지만 이산화탄소 배출량은 감소한다는 것을 의미하기 때문에 강한 탈동조화(strong decoupling) 현상이 발생하는 것을 의미한다.⁷⁾

Fig. 4에 나타나 있듯이, 1990년부터 2016년 기간 동안의 DI 수치는 0.85로, 같은 기간 동안 총발전량은 107.4 TWh에서 540.2 TWh로, 이산화탄소 배출량은 48.3 백만tCO₂에서 214.2 백만tCO₂로 모두 증가하였지만, 이산화탄소 배출량 증가의 크기는 총발전량의 증가에 비해 상대적으로 작음을 알 수 있다. 분석기간을 1990년대와 2000년대 그리고 2010~2016년으로 세분한 후 DI 수치의 변화를 살펴보면, 1990년대(1990~1999년)에는 DI 값이 1.27로 총발전량보다 이산화탄소 배출

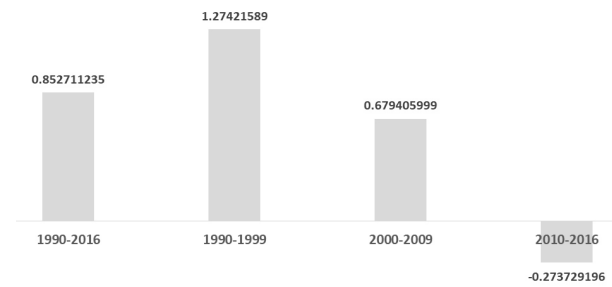


Fig. 4. Results of decoupling index between CO₂ emissions and electricity generation.

량이 더 크게 증가했음을 알 수 있다. 반면, 2000년대(2000~2009년)에는 DI 값이 0.68로 총발전량과 이산화탄소 배출량 모두 증가추세를 보였지만, 총발전량의 증가에 비해 발전부문의 이산화탄소 배출량의 증가는 상대적으로 작았음을 알 수 있다. 특히 2010년 이후에는 DI 수치가 음수(-)를 보이고 있는데, 이는 총발전량이 2010년 473.8 TWh에서 2016년 540.2 TWh로 증가한 반면, 동 기간동안 발전부문의 이산화탄소 배출량은 222.7 백만tCO₂에서 214.2 백만tCO₂으로 감소하였기 때문이다. 이러한 결과는 2010년 이후 발전부문에서 총발전량과 이산화탄소 배출량 간의 탈동조화 현상이 발생하고 있음을 시사한다. 이러한 현상이 발생하는 주요 원인으로서는 발전에 사용하는 석탄 사용량의 증가 추세가 둔화되었다는 점이다. 발전에 사용된 석탄사용량은 2000년 20.9 백만toe에서 2010년에는 46.1 백만toe로 급증하였지만, 2010년 이후부터는 석탄사용량이 정체되어 2016년에는 47.1 백만toe에 그쳤다. 이에 따라 총발전량에서 차지하는 화력발전량은 2010년 44.6%였지만 2016년에는 41.2%로 감소하였고, 대신에 신재생에너지 발전량은 2005년 404,101 MWh에서 2016년에는 18,935,660 MWh로 약 47 배 증가하였다.

5. 결론 및 정책적 시사점

전력산업의 온실가스 배출요인 분석결과, 증가요인으로는 국민소득의 증가. 즉 경제발전효과와 국민소득 대비 총발전량 비율을 나타내는 전력집약도 변화 효과로 나타났다. 반면, 발

6) Tapio(2005)가 제시한 decoupling index 방식 외에도 OECD decoupling index가 널리 사용되고 있음. OECD decoupling index는 다음과 같이 정의됨(Wang et al., 2014): $DI = 1 - \frac{C_t/G_t}{C_0/G_0}$

7) 탈동조화지수(DI) 값이 음수(-)인 경우, 총발전량은 증가하지만 이산화탄소 배출량은 감소한다는 의미 외에 정반대로 총발전량은 감소하지만 이산화탄소 배출량이 증가한다는 것을 의미할 수도 있다. 하지만 현실적으로 총발전량이 감소하면서 이산화탄소 배출량이 증가하는 경우는 희소하므로, 본 연구에서는 일반적인 상황을 가정하였다. 탈동조화지수(DI) 값의 부호와 크기에 따른 구체적인 의미와 해석은 Wang(2011, p.2364)과 Wang et al.(2014, p.4)을 참조하시오.

전부문의 이산화탄소 배출 감소요인으로는 화석연료의 집중도 변화와 화력발전의존도의 변화로 분석되었다. 한편, 발전량과 발전부문의 이산화탄소 배출량 간의 탈동조화 지수(DI)를 산출한 결과, 1990년부터 2016년 기간 동안의 DI 수치는 0.85로 나타났다. 시대별로는 1990년대(1990~1999년)에는 1.27로 총발전량보다 이산화탄소 배출량이 더 크게 증가한 것으로 분석되었고, 2000년대에는 DI 값이 0.68로 총발전량의 증가에 비해 발전부문의 이산화탄소 배출량의 증가는 상대적으로 작은 것으로 분석되었다.

발전부문의 이산화탄소 배출량을 줄이기 위해서는 중장기적으로 발전을 위해 사용되는 화석연료 중 석탄사용의 비중을 감소시키고, 화력발전의 효율을 향상시키는 것이 필요하다. 또한 발전부문의 저탄소화를 위해서는 경제성장과 발전부문의 이산화탄소 배출량 간의 동조화 현상을 벗어나는 것이 중요하다. 이를 위해서는 경제성장과 함께 더불어 증가하고 있는 전력소비를 원천적으로 감소시키는 것이 필요하다. 하지만 고급 에너지원인 전력에 대한 수요는 GDP 성장과 더불어 지속적으로 증가할 것으로 전망되고 있다. 산업통상자원부의 제8차 전력수급기본계획에 따르면 최대 전력수요는 2018년 86.3 GW에서 2030년에는 101.9 GW까지 증가할 것으로 전망하고 있다. 따라서 경제성장과 발전부문의 이산화탄소 배출량간의 동조화 현상을 탈피하기 위해서는 발전부문의 에너지전환이 중요하다. 즉, 필요로 하는 전력을 화력발전이 아닌 신재생에너지발전과 같은 친환경에너지원을 활용하여 생산하는 것이 필요하다.⁸⁾ 또한 전력부문의 탄소집약도를 낮추는 노력이 필요하다. IEA(2016)에 따르면 우리나라의 경우, 1 kWh의 전기를 생산하는데 발생하는 CO₂ 배출량은 1990년 543 gCO₂/kWh에서 2014년에는 517 gCO₂/kWh으로 다소 개선되었지만, 같은 기간 동안의 OECD 회원국 평균은 1990년 509 gCO₂/kWh에서 2014년에는 421 gCO₂/kWh으로 우리나라와 비교하여 큰 폭의 개선을 보이고 있다(Fig. 5).

본 연구는 발전부문의 이산화탄소 배출 요인을 1990~2016년 기간에 대해 로그 평균 디비지아 분석방법을 적용하여 화석연료 탄소집약도 효과, 화석연료의 집중도 효과, 화력발전 의존도 효과, 전력집약도 효과 그리고 경제발전효과로 구분하여 분석하였고, 아울러 총발전량과 발전부문의 이산화탄소 배

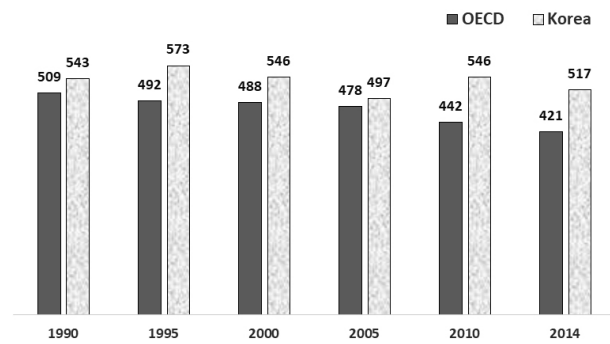


Fig. 5. Compare CO₂ emissions per kWh from electricity generation with Korea and OECD (unit: gram CO₂/kWh)

Note: The author draw the graph directly using IEA (2016) data.

출량 간의 탈동조화 현상을 살펴보았다는 점에서 의의를 갖고 있다. 하지만 발전부문에서 발생하는 메탄, 아산화질소 등 다른 온실가스 배출에 대해서는 분석에서 제외하였다는 한계점을 갖고 있으며, 발전부문의 이산화탄소 배출량 산정에 있어서 열 생산에 따른 화석에너지사용량과 그에 따른 이산화탄소 배출량 그리고 석탄, 가스, 석유 외에 화력발전 연료로 사용되고 있는 폐기물의 사용과 이에 따른 이산화탄소 배출량은 제외하였다는 한계점을 갖고 있다. 향후, 요인분해결과와 발전부문의 이산화탄소 배출전망을 결합하여 다양한 시나리오 하에서 발전부문의 온실가스 감축목표 달성을 위해 어떠한 요인들이 얼마큼 향상 혹은 개선되어야 하고, 이를 위해 어떠한 제도적 정책적 지원이 필요한지 등에 대한 후속 연구가 필요하다.

사 사

이 연구는 고려대학교 특별연구비에 의하여 수행되었습니다.

REFERENCES

- Ang BW, Zhang FL, Choi K. 1998. Factorizing changes in energy and environmental indicators through decomposition. *Energy Policy* 23:489-495.

8) 정부의 신재생에너지로드맵에 따르면 2030년까지 신재생에너지 발전 비율을 20%까지 확대할 계획임. 이에 따른 주요 장애요인들은 재생에너지에 대한 사회적 수용성 문제와 재생에너지 건설 및 입지 등에 대한 규제(예, 이격거리 제약, 인허가 등)가 대표적임. 장애요인들을 해결하기 위해서는 프로슈머(prosumer)제도의 도입, 시민 참여형 신재생에너지사업의 활성화, 재생에너지 보급에 대한 경제적 지원 확대가 중요함. 이와 관련하여 전력산업기반기금(가칭)친환경전원기금으로 변경하여 재원을 마련하는 것도 한 가지 대안임. 관련하여 현재 부과되고 있는 기금비율(전기요금의 3.7%)을 전기사업법 규정(48조)에 근거하여 상향 조정(최대 7.5%)도 고려해 볼 수 있음.

- Ang BW, Liu FL. 2001. A new energy decomposition method: perfect in decomposition and consistent in aggregation. *Energy Policy* 26:537-548.
- Ang BW. 2005. The LMDI approach to decomposition analysis: A practical guide. *Energy Policy* 33:867-871.
- Boyd GA, Hanson DA, Sterner T. 1988. Decomposition of change in energy intensity: A comparison of Divisia Index and other methods. *Energy Economics* 10:309-312.
- Chung HS, Lee K. 2001. Decomposition of energy induced CO₂ emissions in Korea using log mean Divisia Index approach. *Environmental and Resource Economics Review* 10(4):569-589.
- International Energy Agency. 2016. CO₂ Emissions from Fuel Combustion.
- International Energy Agency. 2017. Electricity Information.
- IPCC. 1996. IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories.
- Kim HY. 2013. Decomposition analysis of the greenhouse gas emissions in OECD's electricity sector. Master thesis, Seoul National University.
- Kim S, Kim SK. 2016. Decomposition analysis of the greenhouse gas emissions in Korea's electricity generation sector. *Carbon Management* 7(5&6):249-260.
- Kim K, Kim K, Kim Y. 2010. Decomposition analysis of carbon emission in Korea electricity industry: Utilizing the logarithmic mean Divisia Index method to the demand an the supply side. *Environmental and Resource Economics Review* 19(2):243-282.
- Korea Energy Economics Institute. Yearbook of Regional Energy Statistics, Annuls.
- Korea Energy Economics Institute. National Greenhouse Gas Inventories, Annuls.
- Ministry of Trade, Industry and Energy. 2017. The 8th basic plan of long-term electricity supply and demand. Seoul, Korea.
- Tapio P. 2005. Towards a theory of decoupling: Degrees of decoupling in the EU and the case of road traffic in Finland between 1970 and 2001. *Transport Policy* 12:137-151.
- UNEP. 2011. Decoupling Natural Resource Use and Environmental Impacts from Economic Growth.
- Wang H. 2011. Decoupling measure between economic growth and energy consumption of China. *Energy Procedia* 5: 2363-2367.
- Wang W, Kuang Y, Huang N, Zhao D. 2014. Empirical research on decoupling relationship between energy-related carbon emission and economic growth in Guangdong province based on extended Kaya identity. *The Scientific World Journal* 2014:1-11.
- Zhang M, Liu X, Wang W, Zhou M. 2013. Decomposition analysis of CO₂ emissions from electricity generation in China. *Energy Policy* 52:159-165.