

사회적 비용을 고려한 국내 주요 발전기술의 균등화발전비용 산정

LCOE Assessment of Major Power Generation Technologies Reflecting Social Costs

조 영 탁* · 석 광 훈** · 박 종 배*
(Young-Tak Cho · Kwanghoon Seok · Jong-Bae Park)

Abstract - A considerable cost gap between three major power generation technologies, namely nuclear, coal, and combined cycle gas turbine (CCGT), has been a well-established fact in the Korean electricity market. Alternatively, this paper analyzes the levelized costs of electricity (LCOE) of the three technologies reflecting overall social costs of electricity generation including accident risk, CO₂ emission, and air pollution damage. The paper unveils to what extent current discriminative subsidies on fuels regarding the social costs, mostly through tax exemptions, affect economic competitiveness of the technologies. In particular, it finds relative positions of coal and CCGT could be altered depending on appreciation level of the social costs. It has limits in analyzing fixed costs of the technologies, however, due to limited data availability of nuclear power, and suggests further studies on the issue.

Key Words : Levelized Cost of Electricity, Nuclear Power, Coal Power, Combined Cycle Gas Turbine, Fuel Tax, Public Subsidy, External Cost, Accident Risk Cost, Transmission Cost

1. 서 론

최근 원전 사고위험, 미세먼지와 온실가스 문제, 장거리 송전 망 갈등으로 원전과 석탄발전에 대한 우려가 증폭되면서 미래 전 원구성에 대한 논의가 활발히 진행되고 있다. 하지만 현재 우리나라 전원구성에서 원전과 석탄발전 비중은 여전히 높은 편이다. 그 이유에는 여러 가지가 있지만 이들 설비의 발전원가가 다른 설비보다 저렴하다는 것이 주된 이유다. 이는 다른 나라에서도 나타나는 현상이지만 유독 우리나라는 주요 3대 설비인 원전, 석탄발전, 가스복합간의 발전비용 격차가 매우 큰 편이다.

이러한 격차의 이유를 다시 두 가지로 나누어 보면 첫째, 현행 발전비용의 주된 항목인 고정비(건설비 등)와 변동비(연료비 등)에 대한 공정한 평가가 제대로 이루어지지 않았기 때문이다. 특히 건설비의 저평가와 함께 발전용 연료에 대한 불공정한 과세가 주된 논란거리이다. 둘째, 현행 발전비용이 각 설비가 유발하는 외부비용 등 제반 사회적 비용을 전혀 반영하지 않았기 때문이다. 발전비용에 사회적 비용을 반영하지 않는 것이 지금까지 관례였으나 최근 원전사고, 미세먼지와 온실가스 등 외부비용에 대한 관심이 높아지고 있어 이에 대한 고려가 필요하다.

이 논문은 이러한 문제의식 하에서 '균등화 발전비용 (Levelized Cost of Electricity; LCOE)'의 개념으로 3대 주요설비인 원전, 석탄발전 그리고 가스복합의 고정비와 변동비를 재평

가하고 여기에 제반 사회적 비용까지 고려하여 사회적 관점에서의 발전비용을 재산정하고자 한다. 이와 유사한 취지에서 각 설비별 발전비용을 재산정한 선행연구들도 다수 있다.[1-5] 이들을 사회적 비용에 대한 추정방식으로 구분하자면 설문조사(선택실험법 등에 의한 지불의사액 산정)에 의한 외부비용 산정과 해외의 외부비용을 국내 여건에 맞게 보정하여 산정한 연구로 대별된다.

양자는 어느 것이 옳다기보다 아직 초기인 국내 연구여건상 서로 보완적으로 지속적인 연구축적이 필요한 상황으로 이 글은 이 가운데 후자의 흐름에 속한다. 그럼에도 이 글은 기존 연구와 크게 2가지 점에서 차별성을 갖는데, 하나는 사고위험 비용, 이산화탄소 비용, 대기오염 비용을 최근 자료수치 및 방법론을 활용하여 재산정한 점이고 다른 하나는 변동비 평가에서 최근 저유가 기조를 반영하면서 발전용 연료의 동등과세 문제를 다룬 점이라고 할 수 있다. 다만 이 글이 재산정한 외부비용과 연료비 전망은 수치상 불확실성이 높다는 점을 감안하여 시나리오 방식으로 접근하였다.

2. 균등화발전비용 재산정의 전제 및 자료

균등화 발전비용은 국제적으로 공인된 발전비용 산정방식의 하나로서 여건상 매년 달라지는 실제의 발전비용을 설비수명 기간 동안 균등화하여 회수한다는 전제하에 설비간 발전비용을 비교하는 방법이다.[6] 따라서 분석을 위해서는 비교대상이 되는 대상설비를 선정하고 고정비와 관련되는 비용항목(건설단가와 운전유지비 등), 변동비와 관련되는 비용항목(열량단가와 열소비율 등) 그리고 경제적 및 기술적 전제조건(할인율, 환율, 설비이용율,

† Corresponding Author : Dept. of Electrical Engineering, Konkuk University, Korea.
E-mail : jbaepark@konkuk.ac.kr

* Dept. of Economics, Hanbat National University, Korea.

** Science Policy Research Unit, University of Sussex, UK

Received : January 9, 2018; Accepted : January 11, 2018

표 1 1 균등화 발전비용의 기본 자료와 분석전제

Table 1 Assumptions for LCOE calculation

	Nuclear (1400MW)	Coal (1000MW)	CCGT (900MW)
공통전제	할인율(5.5%), 환율(1120원/\$), 설비이용율(85%)		
내용연수(년)	40	30	30
건설비(천원/kW)	2,378	1,449	904
CRF(%)	6.232	6.881	6.881
소내소비율(%)	4.8	4.9	2.6
운전유지비 (원/월, kW)	11,270	3,230	2,780
열소비율 (kcal/kWh)	2,365	1,978	1,540
열량단가 (원/Gcal)*	1,933	19,760 (18,780)	58,385 (56,870)

* 열량단가는 2016년 세제인상분 반영(괄호는 7차계획 수치)
자료: 제7차 전력수급기본계획 관련자료

소내소비율 등)을 사전에 결정해야 한다.

우선, 대상설비는 최근 설비별 규모가 커지는 점을 감안하여 원전 1,400MW, 석탄발전 1,000MW, 가스복합 900MW으로 설정한다. 고정비 및 변동비는 제7차 전력수급기본계획(이하 7차 계획)의 자료를 기본으로 하고 이를 분석목적에 따라 변용하여 사용한다. 특히 연료비의 경우 2016년에 이루어진 세제인상을 평균 발전량 5,600kcal/kg(석탄)과 13,070kcal/kg(가스) 기준으로 환산하여 반영하였고 이후 동등과세 산정에도 동일한 방식을 사용하였다.

물론 균등화 발전비용의 원리상 발전용 연료에 포함된 세금을 모두 제외하는 것이 원칙이나 이 글의 분석목적중 하나가 재산정한 발전비용과 현행 발전비용간 대조라는 점을 감안하여 세금 제외보다 연료별 세금을 동등과세하는 방식을 사용하였다. 이상 기본 자료와 분석 전제를 정리하면 표 1과 같으며 시점은 특별한 언급이 없는 한 7차 계획 수치 기준인 2014년으로 통일한다.

한편 재산정한 고정비와 변동비에 추가로 반영하는 제반 사회적 비용은 각 해당 항목에서 산정방식을 서술한다. 그리고 이 글의 분석목적에 발전비용의 재산정에 사회적 비용까지 고려하는 것이기 때문에 표 1의 수치를 이용하여 7차 계획에 의한 현행 발전비용을 미리 산정해두기로 한다.

표 2는 그 결과를 나타낸 것으로 전술한 바와 같이 주요 설비간의 발전비용 격차는 매우 크다. 석탄발전은 원전 대비 1.33배 가스복합은 거의 2.30배에 달한다. 이 수치가 바로 우리나라에서 원전과 석탄발전 그 가운데서 특히 원전이 선호되는 이유다. 원전의 저렴한 발전비용은 우리나라가 다른 나라에 비해 EPC 경쟁력이 있고 동일 노형을 연속적으로 건설했다는 측면도 있지만 공기기업 구조에서 설계비용 절감, 저렴한 이자비용, 짧은 공기하의 적기건설, 대단지화에 의한 부지비용 절감 등 정부의 원전우대정책에 기인하는 측면도 있다. 이에 대한 연구는 차후의 과제다.

표 2 제7차 계획에 따른 현행 발전비용

Table 2 LCOEs in the 7th Basic Plan of Electricity Supply and Demand

	Nuclear	Coal	CCGT
고정비	41.32	20.37	13.67
변동비	4.80	41.10	92.31
균등화원가 (원전=100)	46.12 (100.0)	61.47 (133.2)	105.99 (230.0)

발전비용이 국가별 여건 차이에 많은 영향을 받는 것은 사실이지만 주요 3대 설비의 경우 설비가격 자체가 국제가격상 유사한 범위내에 있고, 연료가격 역시 유사한 지정학적 여건의 나라들은 동일한 수입가격에 직면하고 있는 경우가 많다. 따라서 우리나라의 주요 3대 설비간 과도한 비용격차는 다소 인위적으로 증폭된 결과일 가능성이 높다. 전술한 비용항목을 중심으로 이를 하나씩 확인해보기로 하자.

3. 변동비의 재산정: 연료비 전망과 세제의 공정평가

3.1 연료비 전망

원전의 경우 전체 발전비용에서 연료비가 차지하는 비중이 작는데다가 우리나라 가격 역시 유가변동에 크게 영향을 받지 않는다. 이에 비해, 석탄의 유연탄이나 특히 가스복합의 경우 연료비가 발전비용에서 차지하는 비중이 큰데다가 연료가격이 유가에 매우 민감하게 변동한다. 따라서 유가를 비롯한 미래 연료가격을 어떻게 전망하는가에 따라 석탄발전과 가스복합의 발전비용은 크게 변한다.

실제로 2010년대 초반의 고유가는 특히 가스복합의 발전비용에 매우 불리하게 작용하였으며 고유가의 말기에 작성된 7차 계획의 관련수치 역시 그 추세를 부분적으로 반영하고 있다. 하지만 7차 계획 이후 저유가가 지속되고 이러한 저유가 기조가 상당기간 오랜 지속될 가능성이 높다는 국내외 전망이 다수 제출된 점을 감안하여 이 글에서는 7차 계획 기반의 연료비 전망과 별도로 2016년도 유가수준을 고려한 저유가의 시나리오를 설정한다. 원전의 경우는 전술한 이유로 7차 계획의 연료비를 그대로 유지한다. 표 3은 그 결과를 나타낸 것으로 저유가 지속시 가스복합이 석탄발전보다 비용 하락이 더 큼을 알 수가 있다. 이는 저유가 지속시 원전과 석탄발전 그리고 가스복합간의 발전비용

표 3 연료비 전망 시나리오

Table 3 Scenarios of fuel costs

	Nuclear	Coal	LNG
7차 기준(원/Gcal)	1,933	19,760	58,385
저유가 기준(원/Gcal)	1,933	15,530	48,917
7차 기준(원/kWh)	4.80	41.10	92.31
저유가 기준(원/kWh)	4.80	32.30	77.34

격차가 줄어들며, 특히 가스복합에서 가장 큰 경제성 개선이 이루어짐을 의미한다.

3.2 연료세제의 공정평가

물론 가스복합의 연료인 천연가스는 대부분 유가(JCC 혹은 일부 HH가격)에 연동된 계약가격이고 액화 및 기화비용의 장거리 수송비용으로 인해 설령 저유가라고 하더라도 연료비상 불리한 것은 사실이다. 하지만 우리나라의 경우 발전용 연료간 과세의 불공정으로 인해 가스복합이 더욱 불리한 상황에 처해 있다.

표 4 발전용 연료세제 및 부담금 현황

Table 4 Taxes and levies on fuels

(원/kg)		Uranium	Coal	LNG
관세	기본	-	-	3%(6개월)
	탄력	-	-	2%(6개월)
개별 소비세	기본	-	24	60
	탄력	-	(17/19)	(42)
수입 부과금		-	-	24.2

자료: 기획재정부, 산업통상자원부

표 4에서 알 수 있듯이 천연가스에는 높은 수준의 관세, 개별 소비세, 수입부과금이 부과되고 있는 반면 원전의 우라늄은 모든 세금을 면제받고 있으며, 석탄발전의 유연탄의 경우 최근에는 저유가의 개별소비세가 부과되고 있다. 여기에 우리나라의 경우 단일 사업자의 가스도입 및 배분과정에서 발전용 천연가스는 도시가스에 대한 교차보조 부담까지 안고 있다. 이 문제는 여기서 더 다루지는 않지만 불공정한 연료세제 이상으로 가스복합에 불리하게 작용하는 요소라고 판단된다.

따라서 변동비의 공정평가를 위해서는 발전용 연료간 연료과세를 동등하게 부과하여 평가해야 한다. 첫째, 관세의 경우 원전과 유연탄은 면세이나 발전용 천연가스는 2.5%(6개월 2% 및 6개월 3%, FTA 국가의 경우 관세 면제)의 관세가 부과되고 있다. 특히 관세는 증가세 구조이기 때문에 톤당 화폐가격이 높은 발전용 가스에 더욱 불리하게 작용한다.

하지만 증가세 형태의 관세를 다른 발전연료에 동등하게 반영하는 것은 방법론상 여의치 않은 측면이 있다. 종량세와 달리 증가세는 수입연료가격에 따라 매번 세금이 달라지기 때문이다. 물론 몇 가지 단순한 가정을 사용하여 증가세를 종량세로 치환하여 가상적인 수치를 상정할 수 있으나 논란의 소지가 있다.[7] 따라서 가스복합에 불리하지만 논란의 소지를 없애기 위해 관세의 동등과세는 고려하지 않기로 한다.

둘째, 개별소비세의 경우 발전용 가스에는 부과되나 원전의 연료인 우라늄에는 부과되지 않으며, 발전용 유연탄은 오랜 기간 면세였다가 제2차 에너지기본계획의 권고에 따라 2014년 하반기부터 낮은 수준의 개별소비세가 부과되기 시작하였다. 개별소비세는 종량세 형태이기 때문에 천연가스에 부과된 개별소비세에 준하는 세금을 우라늄이나 유연탄에 동등하게 부과할 수가 있다.

셋째, 수입부과금의 경우 발전용 가스에는 부과되나 우라늄과 유연탄에는 부과되지 않고 있다. 수입부과금이 연료의 수입상황(에너지 안보가치)을 반영하는 것으로 본다면 우라늄 역시 수입이기 때문에 수입부과금을 동일하게 부과하는 것이 타당하다. 하지만 우라늄의 경우 유연탄이나 천연가스에 비해 수입가격 및 물량 안정성이 상대적으로 높다는 점을 고려하고 보수적인 수치산정을 위해 원전에는 수입부과금을 동등과세하지 않는 것으로 한다. 하지만 전량 수입에 의존하고 유가와 연관성이 높은 유연탄에 대해서는 발전용 가스에 준하는 수입부과금을 동등하게 부과할 필요가 있다. 이상의 세급과 별도로 지방세로서 지역자원시설세가 원전(1원/kWh) 및 유연탄/가스발전(0.3원/kWh)에 부과되고 있는데 이 세율의 공정성과 적정성 역시 논란이 되고 있다. 하지만 지면관계상 이에 대한 분석은 진행하지 않는다.

이와 같이 발전용 가스에 준하는 동등과세를 상정하더라도 어떤 기준으로 동등과세할 것인지를 택해야 하는데 에너지는 주로 열량이나 이산화탄소 혹은 대기오염배출 등을 기준으로 잡는 것이 일반적이다. 우리나라의 경우 배출권거래제 도입으로 이산화탄소 비용이 이미 제도상 시행되어 있고, 대기오염배출은 대기오염비용을 환경세 방식으로 부과하는 경우가 일반적이다. 이 글에서 다루고자 하는 동등과세 대상이 개별소비세와 수입부과금이고, 최근 유연탄의 개별소비세 도입시 열량 기준으로 세율을 정한 사례가 있어 발전용 연료에 대한 동등과세는 열량기준이 가장 합리적일 것으로 판단된다. 이러한 기준과 원칙하에 발전용 가스에 부과된 개별소비세, 수입부과금을 서두에서 언급한 열량기준하에 열량단위의 세율로 환산하여 각 발전용 연료에 대한 동등하게 과세하면 그 결과는 표 5와 같다.

표 5 발전용 연료의 동등과세에 따른 변동비 증분

Table 5 Increment of variable costs by imposing equal taxes on fuels

	Nuclear	Coal	CCGT
기준단가(원/Gcal)	1,933	19,760	58,385
변동비(원/kWh)	4.80	41.10	92.31
동등과세 추가액(원/Gcal)	5,051 (개소세)	2,370 (개소세+부과금)	0 (기과세)
동등과세 열량단가(원/Gcal)	6,984	22,130	58,385
변동비 증분(원/kWh)	12.55	4.93	0

우선 원전의 경우 개별소비세만 동등과세를 했음에도 변동비는 12.55원/kWh이나 상승한다. 이를 통해 우라늄 면세 혜택이 주는 효과를 간접적으로 가늠할 수 있으며, 이 글에서 유보한 관세와 수입부과금까지 동등과세에 포함할 경우 원전의 연료비가 상당 수준 인상될 것임을 쉽게 짐작할 수 있다.

한편 석탄발전의 경우 개별소비세와 수입부과금의 동등과세로 4.93원/kWh 상승한다. 유연탄에 이미 개별소비세가 과세되고 있는 탓에 상승폭은 그리 크지는 않다. 석탄발전의 경우도 관세까지 동등과세에 포함하면 이보다 더 상승할 것이다.

이상 연료비의 동등과세는 세급중 일부만 동등과세 한 결과라

는 점에서 전술한 발전용 가스의 도시가스 교차보조 미산정과 함께 가스복합에는 불리한 방식이라는 점은 기억해 둘 필요가 있다.

4. 외부비용의 추정과 산정

4.1 사고위험비용의 추정

원전의 사고 확률은 지극히 낮지만 대형사고가 발생할 경우 그 피해액은 가능하기 어려울 정도로 크기 때문에 원전 사업자가 가입한 보험배상 수준은 늘 논란의 대상이 된다. 나라마다 다소 차이는 있으나 원전의 경우 대체로 3억 SDR(약 5,000억원)의 배상액에 상응하는 보험료만 납부하며, 그 이상의 피해가 발생하면 그 피해보상은 사회 전체로 전가된다. 이러한 원전의 저평가된 보험료는 원전의 발전비용에 유리하게 작용한다. 더구나 원전사고로 인한 피해액 전체를 보상하는 보험 자체가 없고 높은 프리미엄으로도 이를 인수할 보험사가 없다는 사실은 원전이 갖고 있는 취약성이자 공정한 발전비용 산정을 어렵게 하는 요인이기도 하다. 이는 원전이 국가의 보조와 지원(사고비용의 사회화)없이 운영되기 어려운 사업임을 시사한다. 물론 보험료를 가상적으로 추정하기 위한 방법으로 사고피해액(예를 들어 후쿠시마 원전사고 피해액)에 사고확률(예를 들어 14,323로 년중 5회 사고의 세계기준 사고실적확률 3.5×10^{-4})을 곱하는 보험료 산정방식(손해기대치법)이 종종 사용되고 있으나 원전사고는 대수의 법칙이 적용하기 어렵다는 점에서 여전히 논란거리다.

원전의 보험료 추정은 그 자체가 별도의 큰 연구주제이기 때문에 차후의 과제로 하되 이 글에서는 잠정적으로 일본의 비용평가위원회가 산정한 사고위험 비용인 5.62원/kWh(0.5엔/kWh의 원화 환산액)을 사고위험비용의 하한으로 설정하고, 한계는 있지만 전술한 손해기대치법에 따라 일본 후쿠시마사고 피해액을 국내 인구밀도와 GDP로 보정한 피해액(343.5조원)에 세계기준원전사고 실적확률(3.5×10^{-4})을 적용한 위험비용인 12.01원/kWh를 상한으로 사용한다. 본 논문은 제7차 계획의 고정비를 그대로 사용하였고, 잠정적으로 상정한 사고위험비용 역시 저평가 가능성이 있다는 점에서 이 글이 산정한 원전의 균등화발전 비용은 여전히 과소산정되었을 가능성이 높다.

표 6 원전 사고위험비용의 산정 결과

Table 6 Accident risk costs of nuclear power

(원/kWh)	Accident risk cost	Methodology
하한	5.62	일본 비용검증위
상한	12.01	손해기대치법

4.2 이산화탄소 비용의 산정

사고위험비용이 원전의 외부비용이라면 석탄발전과 가스복합의 대표적인 외부비용은 기후변화를 유발하는 이산화탄소비용과 미세먼지가 유발하는 생명 및 환경피해인 대기오염비용이라고 할

수 있다.

우선 이산화탄소 비용부터 살펴보기로 하자. 기후변화가 21세기 최우선과제로 등장함에 따라 이산화탄소 감축이 발전부문에 가장 큰 비용과 부담을 유발할 것으로 판단된다. 따라서 대부분의 국가에서 이산화탄소 비용을 전제로 하여 균등화 발전비용을 산정하는 경우가 많으며 배출권 거래제나 탄소세 도입여부와 무관하게 발전원가 산정에 탄소비용을 반영하는 것이 국제적인 추세가 되어 가고 있다.[6]

다만 이산화탄소가 단위당 전 세계적으로 동일한 피해를 유발하나 각 국가의 사회적 할인율 차이 등으로 국가별로 다르게 결정 및 설정되는 경향이 있어 정확한 수치설정이 어렵다. 우리나라의 경우 배출권 즉 탄소비용의 최고가격이 10,000원/톤으로 설정되어 있으나, 이는 감축계획 오류 등 배출권 거래제의 설계 결함으로 인해 설정한 인위적인 상한가격이어서 이산화탄소 비용으로서 적절하다고 보기 어렵다.

표 7 이산화탄소 비용의 산정 결과

Table 7 CO₂ emission costs

(원/kWh)	Coal	CCGT
배출계수 (kg-CO ₂ e/kWh)	0.7200	0.3262
하한	19.86	8.37
상한	26.69	11.29

따라서 본 논문에서는 7차 계획이 상정한 25,000원/톤을 하한으로 하고, IEA(2015)가 상정한 30\$/톤(환율 1,120원 적용)을 상한으로 설정한다.[6] 표 7은 이를 전제로 한 산정결과로 석탄발전은 19.86~26.69원/kWh, 가스복합은 8.37~11.29원/kWh의 범위를 보여주고 있다. 이산화탄소 비용이 높을수록 석탄발전과 가스복합간의 발전비용 격차는 줄어들거나 경우에 따라 역전이 될 가능성도 있다.

4.3 대기오염비용의 산정

이산화탄소와 함께 최근 사회적 논란을 유발한 미세먼지로 발전용 연료가 유발하는 SO_x, NO_x, PM 등에 대한 관심이 높아지고 있다. 이들 대기오염비용에 관해서는 국내외의 여러 가지 산정수치가 있으나 동일한 대기오염이라도 각 지역의 기상상황과 흡입율 등에 따라 피해가 달라지기 때문에 표준적인 비용산정이 어렵다.

이 역시 시나리오 방식으로 7차 계획이 상정한 대기오염비용을 하한으로 하고, Parry et al(2014)가 산정한 한국의 대기오염비용을 상한으로 하는 2가지 시나리오로 접근한다.[8] Parry et al(2014)이 산정한 우리나라 발전설비의 대기오염비용의 경우 전 세계를 동일한 방식으로 산정하고 우리나라 발전설비 위치와 주변인구 그리고 흡입율까지 고려한 산정이라는 점에서 완벽하지는 않지만 상당한 신뢰성이 있는 수치라고 판단된다. 상하 및 하한의 계산시 오염물질당 배출계수는 7차 계획의 수치를 동일하게

적용하였다. 표 8은 그 결과를 나타낸 것으로 석탄발전은 9.43~27.38원/kWh, 가스복합은 2.38~10.98원/kWh으로 대기오염비용이 이산화탄소비용에 준하는 외부비용을 유발하는 것으로 나타났다. 한편 대기오염 문제와 아울러 주요 민원의 대상이면서 어업 활동 및 해양생태계에 부담을 주는 환경비용으로서 온배수 피해비용을 들 수 있으나 이 역시 관련 자료의 부족으로 여기서는 고려하지 않는다.

이상의 이산화탄소비용 및 대기오염비용의 산정결과가 시사하듯이 이들 비용이 높아질수록 원전과 화력발전간의 차이는 증가하나, 화력발전내부에서 석탄발전과 가스복합간의 격차는 감소함을 알 수가 있다.

표 8 대기오염비용 비용의 산정 결과

Table 8 Air pollution damage costs

(원/kWh)	Coal	CCGT
SOx	5.21	-
NOx	3.06	2.38
PM	1.16	-
하한	9.43	2.38
SOx	12.51	-
NOx	14.15	10.98
PM2.5	0.72	-
상한	27.38	10.98

5. 정책비용과 계통관련 비용

5.1 정책 비용

그리 큰 수치는 아니지만 정책 목적을 위한 정부 지원과 개입이 특정 전원의 발전비용 산정에 영향을 주는 경우가 있기 때문에 공정한 발전비용을 산정하기 위해서는 정책비용 역시 고려할 필요가 있다. 대표적인 정책비용으로 발전소 주변지역과 송전망 주변지역에 대한 지원사업과 일반 회계에서 지원되는 각종 연구개발금(R&D) 및 관련기관 지원금 등을 들 수 있다.

표 9 정책비용의 산정 결과

Table 9 Policy related costs

(원/kWh)	Nuclear	Coal	CCGT
발전소주변지역	0.25	0.15	0.10
발전소주변특별사업	0.24	0.22	0.14
송전망주변지역	0.26	0.26	0.08
일반회계 지원사업	1.58	0.09	0.06
공공보조금(합계)	2.33	0.72	0.38

자료: 2014년 결산자료

본 논문에서는 2014년 기준으로 집행된 발전소 및 송전선주변지역사업과 2014년 일반회계에서 지원되었던 각종 설비관련 사업예산을 모두 합산하고 이를 2014년 각 설비별 연간발전량으로 나눈 수치를 정책비용으로 사용하였다. 표 9는 그 산정결과를 나타낸 것으로 원전 2.33원/kWh, 석탄발전 0.72원/kWh, 가스복합은 0.38원으로 원전에 대한 정책비용이 가장 높은 것으로 나타났다.

5.2 계통관련 비용

현재 발전비용의 산정에는 발전설비만을 고려할 뿐 설비입지에 따른 송전망 관련비용은 고려하지 않는다. 이는 송전망 비용이 중요하지 않아서가 아니라 국가별 상황차이가 나아가 동일 국가 내에서도 발전설비가 위치할 입지를 사전에 전제하기 어렵기 때문이다.

하지만 현실에서 송전망 관련비용은 엄연히 발생하는 비용으로 특히 우리나라의 경우 원전이나 석탄발전은 냉각수 문제와 연료수입의 용이성 그리고 주민 수용성 문제로 인해 대도시에서 멀리 떨어진 곳에 위치할 수밖에 없다. 이로 인해 원전이나 석탄발전은 지역밀착형 입지가 가능한 가스복합 등의 분산전원에 비해 대규모 송전망 관련비용 및 이에 다른 사회적 갈등, 경관비용, 지하하락과 같은 사회적 비용을 수반하게 된다. 물론 가스복합의 경우도 수요지에서 떨어진 원격지에 입지할 경우 이와 관련된 비용을 고려해야 한다. 따라서 이 글에서는 송전망과 관련하여 다음 2가지 비용, 즉 연료비 손실에 해당하는 송전손실비용과 송전망비용의 대리변수로 송전이용비용을 계산한다.

표 10 송전손실비용과 송전사용료의 산정결과

Table 10 Transmission loss and usage costs

	Nuclear	Coal	CCGT
TLF	1.005061	0.998654	1.018565
변동비	4.80	41.10	92.31
변동비/TLF	4.78	41.16	90.63
송전손실비용 (원/kWh)	-0.02	0.06	-1.68
송전손실비용 (복합=0 기준)	1.66	1.74	0.00
송전망사용료	3.94	3.84	2.78

우선, 송전손실 비용은 2014년 송전손실계수로 손실률을 산정하고 이를 변동비의 손실액으로 환산하여 사용한다. 원칙상 송전손실비용도 연료비 전망에 따라 두 가지로 산정해야 하나 그 수치가 크리 크지 않고 지나치게 많은 상하한 수치가 바람직하지 않다는 판단하에 7차 계획의 연료비에 의한 송전손실비용을 단일 수치로 사용한다.

한편 송전건설비의 대리변수로 송전이용요금을 이용하되 기본료는 설비간 동일하므로 제외하고 설비별 사용료는 수요측과 공급측으로 50% 책정한 점을 감안하여 이를 2배로 하여 설비별 송

전망사용료로 산정하였다. 표 10은 그 결과를 나타낸 것으로 미미한 차이기는 하지만 비교적 장거리 원격지에 입지하는 원전과 석탄의 송전손실비용이나 송전망 사용료 모두 높은 것으로 나타났다.

물론 엄밀하게 하자면 송전망사용료와 관련하여 송전망 건설 및 운용에 따른 외부비용으로서 경과지 주민의 재산 손실과 불안감 그리고 경관 훼손 및 지역발전 저해와 같은 외부비용을 추가로 감안해야 한다. 하지만 국내에 이에 관한 연구나 자료가 부족하여 이 글에서는 반영하지 않는다.

6. 발전원별 균등화발전비용의 재산정

본 절에서는 이상에서 재산정한 수치를 종합하되 외부비용의 경우 상한 및 하한으로 구분하여 2가지로 시나리오를 구성하기로 한다. 연료비의 경우 7차 계획 변동비는 낮은 외부비용에 적용하고 저유가 변동비는 높은 외부비용에 적용한다. 이는 전술한 바와 같이 원전의 재산정수치가 여전히 저평가되어 있다는 한계를 감안하여 논의를 주로 석탄발전과 가스복합간 비교에 두기 위해서다. 즉 '7차 변동비와 낮은 외부비용의 조합'과 '저유가 변동비와 높은 외부비용의 조합'이 석탄발전과 가스복합간의 격차 변동을 가장 대조적으로 보여주는 조합이기 때문이다.

전자의 결과는 표 11, 후자의 결과는 표 12에 표시되어 있다. 양자의 비교에서 다음과 같은 사실을 확인할 수 있다. 첫째, 어느 경우이든 원전의 발전비용이 여전히 낮은 것으로 나타난다. 하지만 이는 원전의 고정비에 대한 재평가를 하지 않은 것과 사고위험비용의 불확실성 그리고 여전히 반영되지 않은 세제 요인에 의한 것임에 유의할 필요가 있으며, 이런 측면에서 원전의 발전비용에 대해서는 추가적인 연구가 필요하다.

표 11 발전원별 발전원가 (낮은 외부비용)

Table 11 Levelized cost of electricity generation (low external cost case)

(원/kWh)	원자력	석탄	LNG CCGT
고정비 단가	41.32	20.37	13.67
연료비 단가	4.80	41.10	92.31
연료공정과세	12.55	4.93	0
공공보조금	2.33	0.72	0.38
탄소비용	0	19.86	8.37
대기오염비용	0	9.43	2.38
사고위험비용	5.62	0	0
송전망 비용	3.94	3.84	2.78
송전손실비용	1.66	1.74	0
재산정비용	(72.22)	102.0	119.93

둘째, 재산정한 주요설비의 발전비용 격차가 서두에서 산출해 두었던 현행 발전비용 격차와 차이를 보인다는 점이다. 특히 원전 수치의 저평가에도 불구하고 원전과 가스복합간의 격차가 상당히 줄어드는 것을 확인할 수 있다. 셋째, 석탄발전과 가스복합

표 12 발전원별 발전원가 (높은 외부비용)

Table 12 Levelized cost of electricity generation (high external cost case)

(원/kWh)	원자력	석탄	LNG CCGT
고정비 단가	41.32	20.37	13.67
연료비 단가	4.8	32.30	77.34
연료공정과세	12.55	4.93	0
공공보조금	2.33	0.72	0.38
탄소비용	0	26.69	11.29
대기오염비용	0	27.38	10.98
보험비용	12.01	0	0
송전망 비용	3.94	3.84	2.78
송전손실비용	1.66	1.74	0
재산정비용	(78.61)	117.99	116.45

간의 발전비용이 가장 큰 변화를 보이는데 어느 경우든 석탄발전과 가스복합간의 발전비용 격차는 대폭 축소됨을 알 수가 있다. 가스복합에 가장 유리한 시나리오에서는 오히려 가스복합의 경제성이 석탄발전보다 근소하게 앞설 가능성까지 보여주고 있다. 이들 양자간 비용격차 축소 혹은 비용 역전에 가장 큰 영향을 주는 요인은 연료비 전망, 동등과세 그리고 외부비용의 3가지다.

7. 결 론

본 논문은 우리나라 장기전원구성 문제와 관련하여 주요 3대 설비의 고정비와 변동비에 대한 공정 평가와 제반 사회적비용을 고려하여 주요 3대 설비의 발전비용을 재산정하였다. 이를 통해 다음과 같은 몇 가지 사실을 확인할 수 있었다.

첫째, 연료비 전망과 발전용 연료세제의 동등과세가 각 설비간 발전비용 격차에 큰 영향을 미친다는 점이다. 연료비 전망의 경우 다소 불확실성이 있다고 하더라도 발전용 연료세제는 확실히 가스복합에 불리하게 작용하고 있으며, 동등과세를 시행하면 원전 및 석탄발전 대비 가스복합의 경제성은 분명히 개선됨을 확인할 수 있었다.

둘째, 사회적 비용에서는 원전은 사고위험비용, 석탄발전과 가스복합의 경우 이산화탄소 비용과 대기오염비용이 각 설비간 발전비용 격차에 큰 영향을 준다는 점을 확인할 수 있었다. 원전의 사고위험비용은 자료상은 물론 방법론상 불확실성이 있어 추가 연구가 필요하지만 석탄발전과 가스복합의 경우는 상대적으로 합리적 범위내의 이산화탄소와 대기오염비용을 상정했다는 점에서 이들 비용 감안시 석탄발전과 가스복합간의 발전비용은 근접하거나 경우에 따라서 역전될 가능성도 있음을 확인할 수 있었다.

셋째, 정책비용과 계통비용의 경우 현재 산정수치로는 비교적 작은 수치여서 설비간 발전비용 격차를 좌우할 만큼 영향력을 지니고 있지 못함을 확인할 수 있었다. 하지만 송전망 건설 및 운용에 따른 여러가지 외부비용을 추가로 고려하거나 이를 회피하기 위해 최근 논의되고 있는 고가의 HVDC 송전망을 감안할 경

우 계통비용 특히 원전 및 석탄발전의 계통관련 비용 역시 현재 수치보다 증가할 가능성이 높다.

이러한 연구결과와 함께 이 글이 지니고 있는 한계 역시 존재하는데 첫째, 원전의 발전비용 재산정이 자료제약과 방법론상 한계로 인해 충분하게 이루어지지 못했다는 점이다. 둘째, 석탄발전과 가스복합의 외부비용으로 이산화탄소 비용과 대기오염비용 역시 원전 사고위험비용보다는 객관적인 자료와 합리적인 범위로 접근하긴 했지만 이 역시 여전히 불확실성이 개재되어 있다. 셋째, 계통비용과 이와 관련된 외부비용 혹은 이를 회피하기 위한 HVDC 비용에 대한 추가 연구도 필요하다. 향후 이러한 주제에 대한 지속적인 연구가 필요하다.

References

- [1] Dong-Seok Roh, "A Study on Generation Capacity Mix Considering Economic and Social Costs of Nuclear Generation", Korea Energy Economics Institute(KEEI), 2013.
- [2] Bong-Seok Choi and ChanGuk Park, "A Study on Generation Capacity Mix Considering Economic and Social Costs of Nuclear Generation (Assesment of Generation Technologies' External Costs)", Korea Energy Economics Institute (KEEI), 2014.
- [3] Seong-Jin Cho and ChanGuk Park, "A Study on Generation Capacity Mix Considering Economic and Social Costs of Nuclear Generation (The 3rd Year Report)", Korea Energy Economics Institute (KEEI), 2015.
- [4] Jae Hyung Roh et al., "A Study on Hidden Costs of Power Plant Technologies and Their Applications in the Future Generation Mix Assessment", Korea Power Exchange (KPX), 2014.
- [5] Gahyeong Hur, "Issues and Future Tasks of Nuclear Power Plants' Electricity Generation Costs", National Assembly Budget Office, 2014.
- [6] IEA/NEA, "Projected Costs of Generating Electricity 2015edition", 2015.
- [7] Young-Tak Cho, "The Role of Fiscal Policy for the Decarbonization of Korean Economy," in Korean Economy, New Directions and Reform Issues, pp.142-182, 1rd Edition Seoul: Hanul Books, 2015
- [8] Parry et al, Getting Energy Prices Right: From Principle to Practice, IMF, 2014.

저 자 소 개



조 영 탁 (Young-Tak Cho)

1983년 서울대학교 경제학과 졸업. 1985년 동 대학원 경제학과 졸업(석사). 1993년 동 대학원 경제학과 졸업(박사). 현재 한밭대학교 경제학과 교수



석 광 훈 (Kwanghoon Seok)

1996년 성균관대학교 산업심리학과 졸업, 2001년 영국 University of Sussex, 과학정책대학원(SPRU) 석사 졸업, 동대학원 박사 과정



박 종 배 (Jong-Bae Park)

1987년 서울대 전기공학과 졸업. 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학석사). 1998년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박사). 현재 건국대학교 전기공학과 교수