

신·재생에너지원 발전전력 차액지원을 위한 현행 기준가격의 재산정

김은일*, 김건훈**

*한국에너지기술연구원 풍력발전연구단(onil@kier.re.kr),
**한국에너지기술연구원 풍력발전연구단(kkh4417@kier.re.kr)

Reappraisal of Feed-In Tariffs of Electricity Generating from New and Renewable Energy Sources

Kim, Eunil*, Kim, Keon Hoon**

*Wind Energy Research Group, Korea Institute of Energy Research(onil@kier.re.kr),
**Wind Energy Research Group, Korea Institute of Energy Research(kkh4417@kier.re.kr)

Abstract

Current feed-in tariffs(FIT) of Electricity generating from new and renewable energy sources are reappraised with the corrected formula of levelized generation cost(LGC) of utility power. The LGC of new and renewable electricity should be formulated in explicitly reflecting the capital cost and corporate tax during the economic life cycle based on its realistic application data. An applicable term of the FITs should, especially, be equal to the economic life cycle. The revised FITs issued in 2006 were, however, derived from the incorrect formula described in the study of KERI(Korea Electrotechnology Research Institute), and consequently misestimated. The reappraisal values for FIT of new and renewable electricity were shown and interpreted in this paper. An FIT of PV more than 30 kW, for example, should be 972.86 won/kWh instead of current 677.38 won/kWh increasing 43.6%. An upward revision of other FITs for new and renewable electricities should also be required in the range of 8.6% to 47.3%.

Keywords: 신·재생에너지 이용 발전전력(electricity from new and renewable energies), 신·재생발전 차액지원 기준가격(FIT: feed-in tariffs of new and renewable electricity), 균등화 발전원가(levelized generation cost), 수명기간비용분석(life cycle cost analysis),

기 호 설 명

CRF : 경제수명기간 동안 자본회수계수(capital recovery factor)
 C_t : 해당년도 t 차 중 전력생산에 든 발전비용(원)

d : 연간 현가할인율(%/100)
 D_t : 해당년도 t 차 자본비용 중 상환원금 또는 감가상각비(depreciation; 원)
 I_t : 해당년도 t 차 차입대부금에 대한 이자(interest; 원)

- n : 경제수명기간(년)
- N : 설계수명기간(년)
- OC_t : 해당년도 t 차 자기자본비용(owner's capital; 원)
- OM_t : 해당년도 t 차 운전유지비용(operation and maintenance cost; 원)
- p^* : 균등화 발전원가(LGC: levelized generation cost; 원/kWh)
- Q_t : 발전설비의 연간 일정발전량(kWh)
- Q_t : 해당년도 t 차 중 연간 발전량(kWh)
- R_t : 해당년도 t 차 타인자본 차입대부금 원금상환액(loan repayment; 원)
- T : 체세비율(corporate tax rate; %/100, 예: 현행 27.5%; 법인세: 25% + 주민세: 법인세의 10%)
- t : 경제수명기간 내 해당 연차를 나타내는 아래 첨자

1. 서 론

신·재생에너지 시장확대 정책도구는 국가 보급목표와 관련 산업창출을 목적으로 적용된다. 대표적인 정책도구로는 정책가격모델(political price model)과 정책할당모델(political quota model)이 있고, 두 모델은 시장경제원리인 가격과 물량 가운데 하나를 국가가 정책적으로 정해 줌으로써 시장참여자에게 활력을 불어 넣어 주어 관련 산업의 부상을 기대하고자 한 것이다. 이들 모델은 동일한 취지로 채택되지만 시장에서의 효과는 정책가격모델이 우위를 보이고 있다고 보여진다¹⁾.

우리나라는 신·재생에너지 발전원의 보급 촉진을 위하여 정책가격모델을 채택하고 있다. 정책가격모델의 요체는 고정적인 구매가(FIT: feed-in tariff) 제도로서, 우리나라에서는 “신·재생에너지이용 발전전력의 기준가격(이하 ‘기준가격’으로 약칭)”을 정하여

전력시장가격(계통한계가격, SMP: system marginal price)과의 차액을 공공재원으로 지원하도록 한 것이다²⁾.

기준가격 제도는 일정 적용기간 동안 일정 기준가격으로 신·재생에너지로 생산된 전기의 구매를 보장하는 것이다. 국내에서 기준가격은 처음 산업자원부 공고 제 2002-108호(2002.05.29)가 발효되어 적용됨으로써³⁾, 신·재생에너지 발전원의 보급 활성화에 괄목할만한 기여를 한 것으로 평가 된다. 현행 기준가격은 지난 2006년에 “그동안의 지원 실적, 설비이용률 및 환경변화 등을 반영하여 현실화하기” 위한 명목으로 개정되어 적용되어 오고 있다⁴⁾.

국내 기준가격은 신·재생에너지 발전사업자에게 일정한 입지조건에서 적정한 사업성이 확보되도록 실적을 기초로 책정되었다. 즉, 신·재생에너지 발전설비에 투자 가치를 부여하고 불확실성을 제거함으로써 민간자본의 참여를 촉진하여 소기의 국가목표를 달성하고자 한 것이다. 고정적인 기준가격은 다양한 신·재생에너지원 발전설비별 전력생산량, 투자 자본구조와 조건, 운전유지비용, 체세비용 등의 실제적인 경제성분석 기준지표를 적용하여 산정한 균등화 발전원가(levelized generation cost)로 책정된다.

2006년에 개정된 국내 기준가격은 신·재생에너지 발전원의 실적을 바탕으로 한 경제성분석 기준지표와 균등화 발전원가 산정식을 기초로 한국전기연구원의 보고서(이하 ‘전연보고’)에서 산정한 결과를 채택한 것이다⁵⁾. ‘전연보고’에서는 구체적이고 상세한 경

1) 김은일, 2007, 풍력발전보급 국가지원정책 모델과 현행 발전차액 기준가격의 개선점, 2007 춘계 태양에너지학회 학술대회 논문집, 168-175, 2007.4.19

2) 김은일, 2007, 독일 재생에너지(풍력) 발전원 보급촉진정책과 우리나라 정책에서 보완되어야 할 점, 2007년도 한국태양에너지학회 특집 논문집, 13-21, 2007.6.30

3) 산자부, 2002, 대체에너지이용 발전전력의 기준가격 지침, 산업자원부 공고 제2002-108호

4) 산자부, 2006, 신·재생에너지이용 발전전력의 기준가격 지침, 산업자원부 고시 제2006-89호

5) 이창호외, 2006, 신·재생에너지 발전차액지원제도 개선 및 RPS제도와 연계방안 (최종보고서), 한국전기연구원, 2004-N-PS04-P-04, 산업자원부, 2006. 3. 31

제성분석 기준지표와 함께 균등화 발전원가의 개념 및 산정식을 제시하고 이를 적용하였다. 하지만, '전연보고'에서 균등화 발전원가의 개념에 대한 오해와 산정식에서의 오류로 기준가격이 오산되는 결과를 초래하였다.

이 논문에서는 '전연보고'에서 균등화 발전원가 개념과 산정식의 적용에서의 중대 오해 및 오류에 대한 구체적인 논의는 별도의 기회로 미루고 다루지 않기로 한다. 다만 여기서는 '전연보고' 제시한 경제성분석 기준지표를 그대로 적용하여 신·재생에너지이용 발전전력 기준가격을 재산정하고 이를 제시하고자 한다.

2. 차액지원 기준가격 산정기초

신·재생에너지 발전원의 기준가격 책정을 위하여, 수명기간비용분석(life cycle cost analysis)에 기초한 균등화 발전원가를 적용하고자 한 것은 경제수명기간(economic life cycle), 즉 기준가격의 적용기간 동안 책정된 고정가격(FIT)의 취지에 부합되기 때문이다.

2.1 균등화 발전원가의 정의

전력생산설비의 균등화 발전원가는 전력생산에 드는 실제비용(actual cost)을 일정비용(constant cost)으로 현재가 기준에서 증가화한 것으로, 지배방정식 (식 1)을 충족하는 발전단가, p^* 로 정의 된다(6)7)8).

$$\sum_{t=1}^n p^* Q_t (1+d)^{-t} = \sum_{t=1}^n C_t (1+d)^{-t} \quad \text{---- (식 1)}$$

여기서,

p^* : 균등화 발전원가(LGC: levelized

generation cost; 원/kWh)

Q_t : 해당년도 t 차 중 연간 발전량(kWh)

C_t : 해당년도 t 차 중 전력생산에 든 발전비용(원)

d : 연간 현가할인율(%/100)

n : 경제수명기간(년)

t : 경제수명기간 내 해당 연차를 나타내는 아래 첨자

이 정의에서 연간 발전량, Q_t 는 경제수명기간, n 동안 일정하다고 보고, 발전비용, C_t 는 매년 전력을 생산하는 데 드는 자본비용, 운전유지비용, 제세비용 등 관련비용 모두를 포함한다.

2.2 균등화 발전원가 산정식

지배방정식 (식 1)에의 정의에 따라 관련 발전비용을 고려하여 균등화 발전원가를 표시하면 (식 2)와 같다.

$$p^* = CRF \times Q_1^{-1} \times \left\{ \frac{(OM_t + I_t)}{+(OC_t + R_t - D_t T)(1-T)^{-1}} \right\} \quad \text{(식 2)}$$

여기서,

CRF : 경제수명기간 동안

자본회수계수(capital recovery factor)

Q_1 : 발전설비의 연간 일정발전량(kWh)

OM_t : 해당년도 t 차 운전유지비용(operation and maintenance cost; 원)

OC_t : 해당년도 t 차 자기자본비용(owner's capital; 원)

R_t : 해당년도 t 차 타인자본 차입대부금 원금상환액(loop repayment; 원)

I_t : 해당년도 t 차 차입대부금에 대한 이자(interest; 원)

D_t : 해당년도 t 차 자본비용 중 상환원금 또는 감가상각비(depreciation; 원)

T : 제세비율(corporate tax rate; %/100, 예: 현행 27.5%; 법인세: 25% + 주민세: 법인세의 10%)

이 가운데 운전유지비용, OM_t 에 필요하다면

6) 박순철외, 2007, 신재생에너지 경제성 분석 (최종보고서),

풍력발전(김은일), 한국에너지기술연구원, 재정경제부, 2007. 12.

7) Joel Klein and Anitha Rednam, Comparative Costs of California Central Station Electricity Generation Technologies, California Energy Commission, Electricity Supply Analysis Division, CEC-200-2007-011, 2007

8) 박태영외, 2004, 원자력발전이 전기요금에 미치는 영향 분석 사업에 관한 보고서 (최종보고서), 삼일회계법인, 산업자원부, 2004

(예, 바이오매스 발전) 연료비용은 물론, 경제수명기간 중 부품 또는 전체의 교체비용 등을 포함하며, 물가상승률이 고려될 수 있다. 경제수명기간, n 은 균등화 발전원가 정의와 기준가격의 취지에 따라 기준가격의 적용기간이 되어야 한다.

자본비용을 자기자본과 타인자본으로 구분하고, 다시 타인자본을 원금과 이자로 나눈 것은 자본구조와 조건에 따른 자본비용을 발전비용에 정확히 반영하기 위한 것이다. 이 가운데 타인자본의 이자는 과제표준에서 비용으로 인정받게 되므로 절세효과가 생기게 된다. 타인자본비용을 별도로 감안하게 되면, 결국 발전사업은 자기자본에 의하여 운영되는 것으로 볼 수 있으므로 현가할인율, d 는 자기자본 기대수익률이 되어야 한다.

2.3 경제성분석 공통 기준지표

‘전연보고’에서 신·재생에너지 발전원의 기준가격 책정을 위하여 균등화 발전원가 산정에 공통적으로 적용한 경제성분석 기준지표는 <표 1>에서 보여 주는 바와 같다.

이 기준지표의 적용에서 ‘전연보고’에서 오산을 초래한 원인을 개략적으로 언급하자면, 이는 투자보수율 및 현가할인율, 제세비율 그리고 경제수명기간의 책정과 적용이다. 투자보수율과 현가할인율을 자본구조에 따라 가중평균 자본비용으로 하였고, 제세비율은 임의로(?) 적용함으로써 균등화 발전원가가 오산되는 결과를 초래하였다.

특히 경제수명기간, 즉 기준가격의 적용기간을 ‘전연보고’에서는 모든 신·재생에너지 발전설비에 대하여 동일하게 15년으로 책정하면서, 이를 채택하지 않고 균등화 발전원가는 해당 전력설비의 설계수명기간을 경제수명기간으로 보아 산정됨으로써 결과적으로 오산이 증폭되었다. 설계수명기간과 무관하게 기준가격의 적용기간이 경제수명기간이 되어야 하는 것은 균등화 발전원가의 정의와 기준가격의 취지로 설명될 수 있다.

<표 1> 경제성분석 기준지표

구분	지표	비고
발전설비용량(kW)	1	단위 설비용량
설비이용률(CF; %)	*	평균 국내실적 적용
발전설비 시설투자비(ICC; 천원)	*	국내실적 적용
**자기자본비중(%)	30.0	국내실적 적용, 나머지 타인자본 70%
**자기자본 기대수익률(%)	12.0	설정
타인자본 차입이자율(%)	5.0	시중금리 가중평균
차입원금 상환조건	산정	10년 균등원금 상환
감가상각방법	산정	경제수명기간 정액법
운전유지(O&M) 비율(%)	*	시설투자비에 대한 O&M 비율
O&M비용 상승률(%)	*	일반 물가상승률 추정
제세비율(%)	27.5	법인세: 25% + 주민세: 법인세의 10%
투자보수율(%)	7.0	가중평균 자본비용
현가할인율(%)	7.0	일반 전력산업 적용
경제수명기간(N; 년)	*	발전설비 설계수명기간

주) *: 신·재생에너지 발전원에 따라 달리 주어지는 경제성 분석 주요 기준지표임.
 **: 조력발전에 한하여 자기자본 비중 50%와 수익률 7.0%가 적용됨.

3. 기준가격 재산정 결과

새롭게 제시된 균등화 발전원가의 산정식, (식 2)에 ‘전연보고’에서와 동일한 경제성분석 기준지표를 적용하여 신·재생에너지 발전원의 기준가격을 재산정한다.

3.1 신·재생에너지 발전원별 기준지표

‘전연보고’에서 (식 1)에서 보여 주는 바와 같은 공통적인 경제성분석 기준지표 외에 신·재생에너지 발전원별 기술특성에 따른 기준지표는 (식 2)에서와 같다.

신·재생에너지 발전원별 기준지표에서 태양광 발전 30 kW 미만과 소수력발전 1 MW 미만에 대한 기준지표를 확인하지 못하여 관련 시설투자비를 추정하였다. 또한 조력발전의 경우는 모든 기준지표가 명시되어 있으나, 이로부터 ‘전연보고’의 방식에 따른 산정결과와 부합되지 않아 제시된 기준가격과 상응한 설비투자비를 역산하여

재설정하였다.

<표 2> 신·재생발전 기준지표

대상 규모	CF	ICC	O&M		N
			비율	상승	
태양광 30 kW이상	15.0	8,800	1.0	2.0	25
태양광 30 kW미만	~	9,240	~	~	~
풍력 10 kW이상	23.0	1,700	2.5	2.0	20
소수력(일반) 1 MW이상	40.0	2,500	3.0	2.0	30
소수력(일반) 1 MW미만	~	2,750	~	~	~
(기타) 1 MW이상	52.0	2,500	~	~	~
(기타) 1 MW미만	~	2,750	~	~	~
LFG 20 MW이상	65.0	1,800	9.0	2.0	15
LFG 20 MW미만	50.0	~	~	~	~
Biogas 150 kW이상	75.0	2,500	8.0	2.0	20
Biogas 150 kW미만	70.0	2,750	~	~	~
Biomass 50 MW이하	55.0	1,100	6.0	2.0	20
조력 방파제 8.5m이상	24.8	1,447	2.1	2.0	30
조력 방파제 8.5m미만	~	1,765	~	~	~
조력 방파제 8.5m이상	21.0	1,475	~	~	~
조력 방파제 8.5m미만	~	1,765	~	~	~
FC Biogas 200 kW이상	90.0	9,750	8.5	1.0	20
LNG 200 kW이상	90.0	9,100	9.0	1.0	20

주) a: '전연보고'에서 제시되지 않아 ICC(시설투자비)를 추정함.

b: '전연보고'에서 명시되었으나 제시된 기준가격과 맞지 않아 ICC(시설투자비)를 재설정함.

c: 바로 위의 입력지표를 동일하게 적용함.

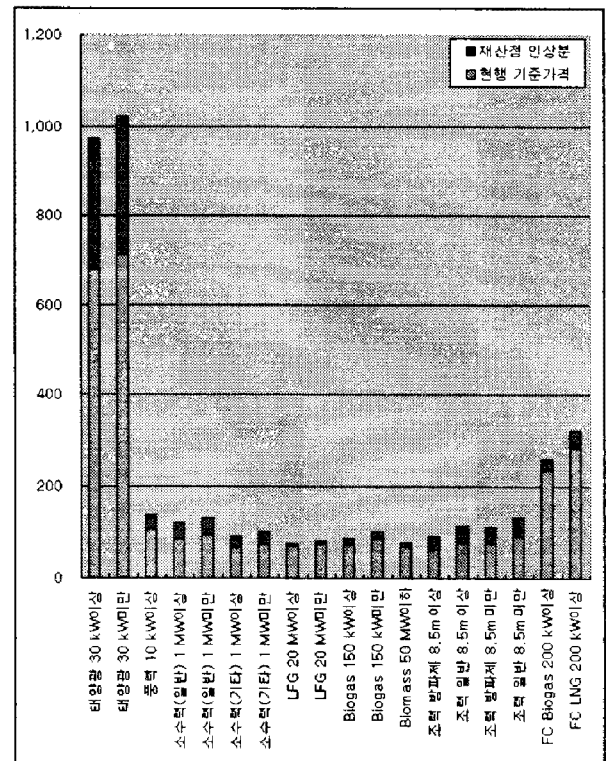
3.2 재산정 후 기준가격 인상분

균등화 발전원가 산정식, (식 2)에 <표 1>과 <표 2>의 경제성분석 기준지표를 적용하여 구한 각각의 신·재생에너지 발전원의 기준가격은, 2006년 10월 11일 이후 현행 및 과거와 비교하여, <표 3>에 나타내었다. 이 표와 [그림 1]에서 보여 주는 바와 같이, 현행 기준가격은 발전원에 관계없이 과소 책정되어 있다. 정량적으로 기준가격에 비례하여 그 차이도 크다고 볼 수 있다.

동일한 신·재생에너지 발전원에 대한 기준가격은 규모나 입지에 따라 발전설비의 출력 성능과 설비투자비만 달라지고, 나머지 경제성분석 기준지표는 같은 값이 적용되므로 재산정 후 요구되는 기준가격 인상률은 같아진다.

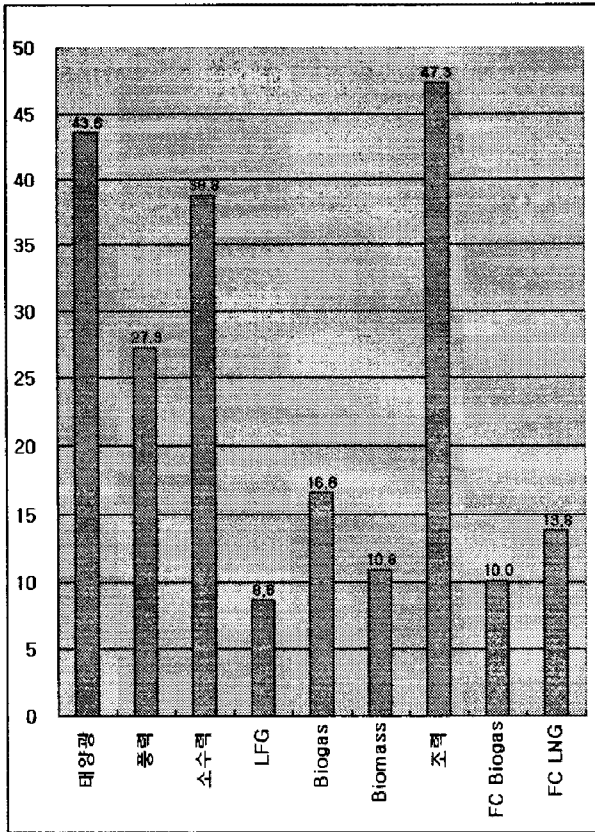
<표 3> 신·재생발전 재산정(원/kWh)

대상 규모	재산정	현행	과거
태양광 30 kW이상	972.86	677.38	716.40
태양광 30 kW미만	1,021.50	711.25	~
풍력 10 kW이상	136.58	107.29	107.66
소수력(일반) 1 MW이상	119.44	86.04	73.69
소수력(일반) 1 MW미만	131.39	94.64	~
(기타) 1 MW이상	91.88	66.18	~
(기타) 1 MW미만	101.07	72.80	~
LFG 20 MW이상	73.92	68.07	61.80
LFG 20 MW미만	81.44	74.99	~
Biogas 150 kW이상	84.77	72.73	신설
Biogas 150 kW미만	99.91	85.71	~
Biomass 50 MW이하	76.47	63.99	신설
조력 방파제 8.5m이상	92.52	62.81	62.81
조력 방파제 8.5m미만	112.88	76.63	~
조력 방파제 8.5m이상	111.35	75.59	~
조력 방파제 8.5m미만	133.30	90.50	~
FC Biogas 200 kW이상	258.07	234.53	신설
LNG 200 kW이상	321.57	282.54	~



[그림 1] 현행 및 재산정 후 기준가격(원/kWh)

현행 기준, 신·재생에너지 발전원별 기준가격의 재산정 후 요구되는 인상률은 [그림 2]에서 보여 주는 바와 같다.



[그림 8] 재산정 후 기준가격 요구 인상률(%)

여기서 보는 바와 같이, 재산정 후 요구되는 기준가격 인상률은 발전설비의 설계수명기간이 길수록 크다. 예를 들어서, 소수력과 조력발전의 경우 설계수명기간이 30년으로 기준가격 적용기간 15년의 2배에 이르며, 요구되는 인상률은 각각 38.8%와 47.3%이다. 설계수명기간과 적용기간이 동일한 15년인 LFG의 경우 요구되는 인상률은 8.6%로서, 이는 경제수명기간 외 단지 자본비용과 제세비용의 산정에서의 오류에 기인한 것이다.

5. 결론

현행 신·재생에너지이용 발전전력의 기준가격은 '전연보고'에서 각 발전원별 실적을 바탕으로 한 수명기간비용분석(life cycle cost analysis)에 의하여 산정된 균등화 발전원가를 채택한 것이다. '전연보고'는 균등화 발전원가의 정의와 기준가격의 취지를 간과하여 결과적

으로 기준가격이 과소평가 되었다. '전연보고'에서 제시한 같은 경제성분석 기준지표를 적용하여 균등화 발전원가를 정확하게 재산정한 결과, 신·재생에너지 발전원에 따라 현행보다 최소 8.6%에서 최대 47.3%까지 인상되어야 한다.

후 기

이 연구논문은 한국에너지기술연구원이 재정경제부가 의뢰한 용역연구사업 「박순철외, 신재생에너지 경제성, 재경부, 2007」와, 산업자원부 전력기반 연구개발사업 「김상진 외, 소규모 전력망 Low Penetration 풍력-디젤 복합발전 연계시스템 실증 및 구성 기준(안)연구, (주)준마에너지니어링, 2006~2008」의 위탁과제 「김은일외, 저분담 풍력-디젤 복합발전 연계시스템 구성기준에 관한 연구, 한국에너지기술연구원, 2006-2008」의 일환으로 수행된 것입니다.

덧붙여, 여기서의 비평이 '전연보고'에서의 정당하고도 성실한 R&D 수행과정을 모두 포함하는 것이 아니고, 학술적 차원의 논의에 한정함을 이해 바랍니다.

참 고 문 헌

- [1] 김은일, 2007, 풍력발전보급 국가지원정책 모델과 현행 발전차액 기준가격의 개선점, 2007 춘계 태양에너지학회 학술대회 논문집, 168-175, 2007.4.19
- [2] 김은일, 2007, 독일 재생에너지(풍력) 발전원 보급촉진정책과 우리나라 정책에서 보완되어야 할 점, 2007년도 한국태양에너지학회 특집 논문집, 13-21, 2007.6.30
- [3] 이창호외, 2006, 신·재생에너지 발전차액지원제도 개선 및 RPS제도와 연계방안 (최종보고서), 한국전기연구원, 2004-N-PS04-P-04, 산업자원부
- [4] 박순철외, 2007, 신재생에너지 경제성 분석 (최종보고서), 풍력발전(김은일), 한국에너지기술연구원, 재정경제부