

# 신·재생에너지 발전차액지원제도 개선 및 RPS 제도 연계방안

이창호

(Chang Ho Rhee)

한국전기연구원

(Korea Electrotechnology Institute)

## 요 약

국내에서 시행중인 발전차액지원제도는 신재생에너지의 보급 확대를 목적으로 2002년부터 시행중에 있으며, 법적으로 인증된 신재생에너지 발전전원에 대하여 일종의 우대가격인 기준가격을 적용하고 있다. 2002. 5월에 최초 고시된 기준가격 지침 고시기준은 그동안 두차례의 개정을 거친 바 있으며, 2006년 10월경에는 전면 개정을 앞두고 있다.

향후, 개선될 기준가격 시스템은 국내의 현실적인 여건 등을 감안하여 대상 전원별로 고정, 또는 선택적인 요금제를 통하여 탄력적인 기준가격체계를 적용하는 방향으로 검토할 예정이다.

## 1. 서 론

에너지원의 수입의존도가 97%이상인 우리나라로서는 국내 청정에너지원의 확보로 에너지 수입의존도의 감소뿐만 아니라 화석연료사용에 따른 NOx, SOx, CO<sub>2</sub> 등 환경오염물질의 감소, 그리고 IT, BT, ET 기술을 복합적으로 활용한 신산업 창출차원에서 신·재생에너지발전의 보급은 국가차원에서 전략적으로 접근이 필요한 실정이다. 그러나 현실적으로 신재생에너지를 이용한 발전량은 전체 발전량의 0.1%수준에도 못 미치는 매우 미약한 실정이다

이와 같은 차원에서 정부에서도 신·재생에너지비중을 2011년 까지 5%수준까지 확대하기 위하여 수소·연료전기, 풍력, 태양광 등 3대 분야를 전략적으로 육성할 뿐만 아니라, 2002년부터 시행중인 발전차액지원제도의 점차적인 확대적용 및 제도의 탄력적인 운용을 통하여 신재생에너지를 발전전원에 대한 획기적인 보급확대를 유도하는 정책을 추진하고 있다.

뿐만 아니라, 한국전력공사의 발전자회사 등의 공기업을 통하여 신재생에너지를 이용한 전원의 보급을 자발적으로 추진하기 위한 RPA 제도의 시행도 추진되고 있다.

## 2. 본 론

### 가. 국내발전차액지원제도 현황

발전차액지원제도는 신재생에너지를 이용한 발전전원의 보급확대를 목적으로 시행되었으며, 정부지원에 의한 인위적인 시장확대를 통하여 신재생에너지발전전원의 기술개발을 도모하고, 기후환경협약에 따른 신·재생에너지 보급기반을 확충하기 위해서 추진되었다.

이의 추진을 위하여 정부는 “신재생에너지개발및이용보급촉진법 제11조의6” 및 “전기사업법 제49조”를 근거로 “대체에너지이용 발전전력의 기준가격 지침”을 2002년 5월 29일에 최초로 공고(이후 고시로 전환)하였다.

그동안의 세차례 고시를 통하여 일부 고시내용이 변경되었으며 그 주요 내용을 항목별로 요약해보면 <표 1>과 같다. 표에서 볼 수 있는 바와 같이 2003년 10월 1차 개정된 고시안에서는 기준가격 고시대상 전원중 태양광 및 풍력의 기준가격 적용기간을 5년에서 15년으로 연장하였으며, 조정된 기준가격 고시일 이전에 상업운전개시한 사업자에 대해서는 조정이전의 기준가격 및 기간을 적용할 것을 규정하고 있다.

또한, 2006.10.10이전에 상업운전을 개시한 태양광, 풍력에 대해서는 적정이윤을 보장하는 범위내에서 전력거래실적, 재무제표, 설비이용률을 고려하여 1회에 한하여 기준가격을 조정할 수 있도록 하였다. 아울러 전력시장가격보다 높은 기준가격의 적용으로 과도한 보급에 따른 가격보상재정 부담을 피하기 위한 수단으로 전원별로 보급한도를 총량규제하도록 규정하고 있다. 이에 따라서 태양광은 20MW(사업자당 3MW이하), 풍력은 250MW에 도달할 때까지만 기준가격을 적용하도록 규정하고 있다.

2004년 10월 9일의 제2차 개정에서는 조력발전에 대한 기준가격을 추가하였으며, 대상전원별 기준가격에 대해서는 유가변동, 기술수준의 발전, 상용화수준, 전력거래실적 등을 검토하여 기준가격과 적용기간을 조정할 수 있도록 하였다.

<표 1 : 대체에너지이용 발전전력의 기준가격지침"의 주요 내용>

구분	최초 고시안 (2002. 5. 29)		1차 부분개정 (2003. 10. 9)		2차 부분개정 (2004. 10. 19)	
설비용량 기준	태양광	3kW이상	태양광	3kW이상	태양광	3kW이상
	풍력	10kW이상	풍력	10kW이상	풍력	10kW이상
	소수력	3MW이하	소수력	3MW이하	소수력	3MW이하
	LFG	50MW이하	LFG	50MW이하	LFG	50MW이하
	폐기물	20MW이하	폐기물	20MW이하	폐기물	20MW이하
	-	-	-	-	조력	50MW이상
기준가격	-태양광 (716.40원) -풍 력 (107.66원) -소수력 ( 73.69원) -LFG<20MW (65.20원) 20~50MW(61.80원) -폐기물 : SMP + CP		-좌동		-태양광 : 좌동 -풍 력 : 좌동 -소수력 : 좌동 -LFG : 좌동 -폐기물 : 좌동 -조 력 : 62.81원	
적용기간	-대상전원 : 5년		-태양광 : 15년 -풍 력 : 15년 -소수력 : 5년 -LFG : 5년 -폐기물 : 5년		-태양광 : 좌동 -풍 력 : 좌동 -소수력 : 좌동 -LFG : 좌동 -폐기물 : 좌동 -조 력 : 5년	
기준가격 조정	-조정된 기준가격 고시일 이전에 상업운전개시한 사업자에 대해서는 조정 인전의 기준가격 및 기간 적용 -2006.10.10 까지 기준가 격이 조정되지 않았을 경 우 그동안의 지원실적, 설비용량 등을 분석하 여 2006.10. 11일 기준가 격을 재조정 고시		-조정된 기준가격 고시 일 이전에 상업운전개시 한 사업자에 대해서는 조정이전의 기준가격 및 기간 적용 -2006.10.10이전에 상업 운전을 개시한 태양광, 풍력에 대해서는 적정이 운을 보장하는 범위내에 서 전력거래실적, 재무 제표, 설비용량을 고 려하여 1회에 한하여 기 준가격을 조정할 수 있 음		-좌동  -유가변동, 기술수준의 발전, 상용화수준, 전력 거래실적 등을 검토하 여 기준가격과 적용기 간을 조정할 수 있음	
기준가격 적용용량 제한 (~2006.10)	무제한		-태양광 : 20MW (사업자 3MW이하) -풍 력 : 250MW		-좌동	

## 나. 해외의 신재생에너지 구입정책 추진현황

### 1) 일반동향

우리나라에서 현재 시행중에 있는 발전차액지원제도의 기본적인 개념 및 원리는 신재생에너지이용전력의 보급을 위한 가격규제방식으로 유럽지역에서 시행중에 있는 FIT (Feed-in Tariff)체계가 기본이 되고 있다. . 전술하였듯이 전 세계적으로 FIT는 신재생에너지이용전력을 보급하기 위한 기본정책 수단으로서 많은 국가에서 이용하고 있다.

그 최초의 적용은 1978년 미국의 공익규제정책법 (PURPA)으로 거슬러 올라가지만 구체적인 적용기준 및 방법, 절차 등은 여러가지 측면에서 다르다고 볼 수 있다. 미국의 적용 이후 '90년대 이후 유럽이나, 일본 등에서 신재생에너지 보급을 위한 주요 정책수단으로 이용되어 왔다. 그러나 기준가격의 산정기준이나 가격수준, 적용절차 등은 국가별로 다소 상이하게 발전되어 왔다

<표 2>는 유럽등 선진국에서 그동안 시행되어 왔던 신재생에너지 발전전력구입제도의 시행경과를 보여주고 있다.

<표 2 : 유럽국가의 FIT 시행기간>

국가	'91	'92	'93	'94	'95	'96	'97	'98	'99	'00	'01	'02	'03	'04	비고
독일															'00,'04개정
프랑스															
스페인															
오스트리아															
네델란드															
덴마크															'99,'01개정
이태리															
벨기에															'98개정
그리스															
포르투갈															
룩셈부르크															
핀란드															

## 2) 독일

독일에서 feed-in tariffs는 1991년 1월 1일 'Electricity Feed Law(EFL)'이 발효되면서 소개되었다. 태양 및 풍력 에너지를 이용한 전력생산에 대하여 요금은 가장 최근 연간 평균 전력소비자가격의 90% 수준에서 결정되었다. 따라서 1993년 소비자가 평균 10유로센트/kWh를 지출함에 따라 풍력발전사업자는 매 kWh 당 9 유로센트/kWh (1995년의 경우)를 적용받았다. 한편 다른 재생에너지자원에 의한 발전의 경우 요금은 더 낮은 수준에서 결정되었는데 (예를 들면 평균 전력소비자가격의 80 또는 65% 수준), 이는 이들 전원의 공급용량에 따라 차이가 있었다.

<표 3 : 독일의 재생에너지 발전차액지원 기준가격 (1991-2000)>

대상전원	구입가격 설정기준 (판매단가 대비비율)	구입가격수준 ('90~'98) (€ cent/kWh)
태양광	90%	8.20~8.80
풍력	90%	8.20~8.80
바이오매스 (0.5MW)	80%	7.05~7.85
바이오매스 (0.5~5MW)	65%	5.95~6.38
소수력 (<0.5MW)	80%	7.05~7.85
소수력 (0.5~5MW)	65%	5.95~6.38

EFL은 급격한 가격 상승과 이는 북부 해안지역 주에 대한 풍력 발전의 보급이 주로 이루어짐에 따라 지역 전기사업자들 간 경쟁체제에 중대한 왜곡을 가져왔다. 예를 들면 북부지역 전기사업자인 PreussenElektra은 풍력발전 kWh 당 9 유로센트를 지불해야 했으나, 실제 회피비용은 2 유로센트에 불과했다는 것이다. 이로 인하여 1990년대 후반 북부지역 전기사업자들은 낮은 수익성 (상대적으로 높은 EFL 비용 때문에)과 이 비용을 소비자에게 전가할 경우 전기사업자를 교체하겠다는 소비자의 위협에 직면하였다.

앞서 언급한 경쟁체제 왜곡은 망 서비스회사의 풍력발전 의무구매 (2중) 5% 한도에 국한된 것이다. 그러나 이 한도는 전력생산의 10% 이상을 차지하는 지역에서의 역동적인 재생에너지 개발을 저해하기도 하였다.

EFL은 풍력이외의 기타 재생에너지 보급을 촉진하는 데는 효과적이지 않았다. 태양광의 경우 9 유로센트에서 50 유로센트로 증가됨에 따라 장기적으로 발전차액지원제도의 사회정치적 관점에서의 불안정성을 나타냈다.

기타 EFL의 문제점은 1) 전기사업자의 재생에너지 자원에는 적용되지 않음에 따라 전기사업자와 비전기사업자 간의 자원배분을 왜곡하였다. 2) (2중) 5% 한도

와 별도로 EFL은 시간 제한 또는 발전차액의 점진적 감소를 제공하지 않았다. 그리고 비용감소와 기술 혁신에 대한 인센티브를 제공하지도 않았다. 3) 시장자유화와 경쟁의 증대에 따라 최종 소비자의 전력가격은 1990년대 지속적으로 감소하였다. 따라서 소비자 가격에 연동된 기준가격을 낮추는 효과가 있었다.

EFL의 문제점을 보완하여 2000년 4월 재생에너지법 (REL)이 공포되었다. EFL과의 차이점은 다음과 같다.

발전차액지원 기준가격은 더 이상 평균 소비자가격에 연동되지 않고, 다양한 재생에너지원의 발전 비용에 기초한다. 또한 REL 하에서는 20MW까지의 지열과 바이오매스 발전소를 추가하였으며, 25% 미만의 지분을 연방 또는 지방정부가 소유하고 있는 전기사업자 역시 대상에 포함하였다. 5% 한도는 폐지되었다.

<표 1 : 독일의 재생에너지 발전차액지원  
기준가격(2000-2004)>

구분	0-0.5MW	0.5-5MW	5-20MW	>20MW	연간 감소율 <sup>9)</sup>
풍력 <sup>10)</sup>	6.2-9.1	6.2-9.1	6.2-9.1	6.2-9.1	1.5%
바이오매스	10.2	9.2	8.7	-	1.0%
태양광 <sup>11)</sup>	50.6	50.6	-	-	5.0%
지열	8.9	8.9	8.9	-	-
수력	7.7	6.6	-	-	-
매립지가스	7.7	6.6	-	-	-
광산가스	7.7	6.6	6.6	6.6	-
폐수가스	7.7	6.6	-	-	-

9) 연간 감소율에 의한 발전차액지원 요금의 감소는 2002년부터 시작

10) 풍력발전의 경우 발전차액지원 요금은 지역별로 결정

11) 350MW 목표에 도달한 이후 설치되는 태양광 설비는 발전차액지원 대상이 아님

<표 5 : 2004년의 RESA 법의 전원별 기준가격 체계>

전원	세분류	2004년 기준가격 (€ ¢ /kWh)	적용 기간 (년)	연차별 가격변동	비고		
LFG, 광산가스, 쓰레기 소각	<500 kW	7.67	20	매년 1.5% 하락	연료품질이 LNG 와 유사할 경우, 또는 혁신기술적 용시 보너스 2센 트 적용		
	<5 MW	6.65	20				
	>5 MW	6.65	20				
풍력	육상	초기가격	8.70	1-5	매년 2% 하락 (2005)	-기준출력 60%미 달시 미적용	
		최종 가격	내륙	8.40			6-20
			해안	5.50			6-20
	해상	초기가격	9.10	12	매년 2% 하락 (2008)	-자연보호구역 등 에서는 미적용	
최종가격	6.19	12-20					
태양광	<30 kW rooftop	57.40	20	매년 5% 하락 (2005)			
	<100 kW rooftop	54.60	20				
	>100 kW rooftop	54.00	20				
	Freestanding	45.70	20				
	Facade cladding	50.00	20				
수력	<500 kW	9.67	30	매년 1% 하락 (2005)			
	5MW/10 MW	6.65	30				
	<20 MW	4.56	15				
	<50 MW	4.56	15				
	>50 MW	3.70	15				
바이오 매스, 바이오 가스	<150 kW	11.50	20	매년 1.5% 하락 (2005)			
	<500 kW	9.90	20				
	<5 MW	8.90	20				
	<20 MW	84.00	20				
	Fuel Bonus	<500 kW	6.00			20	
		500 kW-5 MW	4.00			20	
		Innovation Bonus	2.00			20	
District Heating Bonus		2.00	20				
지열	<5 MW	15.00	20	매년 1% 하락 (2010)			
	<10 MW	14.00	20				
	<20 MW	8.95	20				
	>20 MW	7.16	20				

주 1) 해양풍력의 경우 해안에서 12마일,수심20m이상일 경우 초기가격 적용기간은 12년이  
상 연장

### 3) 스페인

스페인에서의 신재생에너지 보급을 위한 최초의 체계적인 법체계는 1997년 11월 27일에 공표된 "전력법 (Electric Power Act) 54/1997"이었다. 이법은 스페인의 전력산업 자유화를 규정한 법률로 50MW이하의 열병합발전설비와 신재생에너지 이용 전원설비를 특정전원(special system)으로 규정하여 특정전원(신재생에너지이용 발전 및 열병합발전설비)에 의하여 생산된 전력은 계통에 연계해야 하며, 계통

에 인입된 전력에 대해서는 시장가격에 비하여 우대가격을 적용하도록 규정하고 있다. 이렇게 하여 2010년까지 총 에너지수요의 12%를 신재생에너지로 공급하는 것을 목표로 설정하였다.

신재생에너지 발전사업자는 고정요금제 (Fixed Price tariff system)와 프리미엄 요금제 (Premium tariff)를 선택할 수 있다. 현재 스페인의 대부분의 신재생에너지 발전사업자는 프리미엄요금제를 선택할 수 있다. 프리미엄 가격방식은 신재생에너지 사업자가 전력시장에 직접참여하여 전력을 판매하되 시간대별 시장가격에 전원별 프리미엄, 시장참여 인센티브, 전력의 품질차이에 따른 가치변화를 반영하여 산정한다

$$P = P_m + P_r + M_i \pm RE + C_p$$

$P_m$  : 시장가격  
 $P_r$  : 프리미엄  
 $M_i$  : 시장인센티브  
 $RE$  : 무효전력 보상  
 $C_p$  : 용량비용

반면에, 고정구입가격은 전원별로 평균전력판매가격의 일정비율을 적용한다.

$$P = P_r \pm RE + V_d$$

$P_r$  : 규제가격 (고정가격)  
 $RE$  : 무효전력 보상  
 $V_d$  : 전압강하 보상비용



<표 6 : 스페인의 신재생에너지 구입가격 산정기준>

구 분			고정가격수준		프리미엄 (% of AET)	인센티브 (% of AET)
			적용 기간	가격수준 (% of AET)		
태양 에너지	PV	<100kW	<25년	575%	-	-
			>25년	460%		
		>100kW	<25년	300%	250%	10%
			>25년	240%	200%	
	Thermoelectric		<25년	300%	250%	10%
			>25년	240%	200%	
풍력	육상	<5MW	<25년	90%	40%	10%
			>25년	80%		
		>5MW	>5년	90%	40%	10%
			>6년 <15년	85%		
	해상	<5MW	<15년	90%	40%	10%
			>15년	80%		
		>5MW	>5년	90%	40%	10%
			>6년 <15년	85%		
			>15년	80%		
			>15년	80%		
수력	소수력	<10MW	<15년	90%	40%	10%
			>15년	80%		
	중수력	>10MW <25MW	<15년	90%	40%	10%
		>15년	80%			
		>25MW <50MW	15년	90%	30%	10%
바이오 매스	Energy Crop		<20년	90%	40%	10%
			>20년	80%		
	바이오가스		<20년	90%	40%	10%
			>20년	80%		
산림, 산업폐기물 등			80%	30%	10%	
기타	지열, 파력, 조력 조류, 해양온도차 Hot Rocks Energy Dry Rocks Energy		<20년	90%	40%	10%
			>20년	80%		

주 : AET = 평균 전기요금수준 (Average Electricity Tariff)임  
(Royal Decree 436/2004, 2004. 3. 27)

#### 다. 기준가격 체계 및 산정기준

그동안의 국내 시행경험과 선진국의 관련 제도를 토대로 향후 우리나라에서 적용가능한 기준가격 요금체계를 설정할 수 있을 것이다.

앞으로 새로운 기준가격(안)에서는 전원별 특성을 고려하여 전원용량, 기타 기준을 적용하여 동일한 전원이라 할지라도 서로 다른 요금을 적용가능하도록 하며, 새로운 기준가격(안)에서는 전원별로 표준원가, 또는 도매시장가격에 연동하여 적용하는 방안이 검토되고 있다.

연차별 기준가격은 기준가격을 적용받게 되는 전원이 보장기간동안 적용받는 기준가격의 요금체계는 전원별 특성을 고려하여 불변형, 감소형으로 구분하여 설정하도록 하였다.

<표 7 : 향후 기준가격 요금체계 검토대안>

기술	대상	요금 구분		요금기준	요금체계
풍력	-	육상		표준원가	감소
		해상/도서			
태양광	5 kW 이상	지붕	30kW 미만	표준원가	감소
			30kW 이상		
		나대지	30kW 미만		
			30kW 이상		
소수력	5MW 이하	1,000kW 미만	일반	도매가격 연동	고정
			기존설비		
		1,000kW ~5,000kW	일반		
			기존설비		
바이오 가스	50MW 이하	10 MW 미만		"	고정
		10 MW 이상			
LFG	"	10 MW 미만		"	고정
		10 MW 이상			
조력	-	방파제 有		표준원가	고정
		방파제 無			

### 3. 결 론

발전차액지원제도는 신재생에너지를 이용한 발전전력의 보급확대를 위한 매우 유용한 수단임은 해외의 사례를 통해서 볼 수 있다. 다만, 신재생에너지발전 전력을 구입하는 수준 및 보장기간 등에 따라서 국가별로 많은 차이를 보이고 있다. 결국은 구입정책은 신재생에너지를 보급하고자 하는 정부의 정책방향에 따라서 결정될 수 밖에 없으며, 향후의 국내 발전차액지원제도도 국내 신재생에너지발전 전원의 보급현황 및 관련 시장의 확대 가능성 여부에 따라서 그 규모 및 내용이 달라질 것으로 보인다. 다만, 이제 태동기인 우리로서는 초기 시장확대를 위한 좋은 기회일 수 있지만, 이러한 시장규모 확대가 국내의 신재생에너지 산업보다는 외국의 기술 및 시장에 의존할 경우에 발생할 수 있는 역기능에 대해서도 차제에 심도있게 검토되어야 할 것이다.

### 참 고 문 헌

1. Emiel van Sambek, "Renewable electricity policy in Europe," Green Power in Canada. Workshop4, Calgary, 9-10.02.2004.
2. Farhandi, Mohammad, "Statistical Analysis of Wind Farm Costs and Plociy Regimes", World Bank internal materials (2002).
3. J.P.M Sijm, "The Performance of Feed-in Tariffs to Promote Renewable Electricity in European Countries," ECN-C--02-083, November 2002.
4. M. de Noord, L.W.M.Beurskens, and H.J.de Vries, "Potentials and Costs for Renewable Electricity Generation," ECN-C--03-006, February 2004.