

신·재생에너지이용 발전전력의 규제방안과 요금시스템 구성방안

조인승
한국전기연구원

The regulation and tariff system for generation using renewable energies

In Seung Jo
Korea Electrotechnology Research Institute

Abstract - Generally, there are two types of regulation strategies for encouraging renewable energies ; regulation by quantity and price. With examples of quantity regulation, there RPS(Renewable portfolio standard) system in United States America, Renewable obligation in England, and MRET system in Australia. Countries that chose the price regulation are Germany, Spain, France, Portugal. This Paper overviews the current trends of regulation system on policies for renewable energies in foreign countries on these days.

1. 서 론

신·재생에너지의 보급확대를 위한 규제정책은 크게 보급량(Quantity)을 기준으로 한 규제방식과 가격(Price)을 통한 규제방식으로 구분된다. 신·재생에너지 이용 발전전력에 대한 선진국들의 보급정책은 대부분 두 가지 규제범주내에서 이루어진다. 보급량에 의한 규제방식을 채택하고 있는 국가로는 의무할당제도(RPS)를 시행하고 있는 미국 및 영국(RO)등이 있으며, 이외에도 이태리, 벨기에 등이 이러한 규제방식을 채택하고 있다. 그리고 가격을 보급정책 수단으로 채택하고 있는 국가로는 독일, 스페인, 프랑스, 포르투갈, 그리스 등이 있다. 본 논문에서는 선진국에서의 신재생에너지를 이용한 발전전력의 보급정책 동향을 파악해보고, 이들 정책 흐름 가운데서 가격을 통한 규제방식의 구체적인 적용방식 및 유형을 검토해보고, 이들 가격규제방식의 국내 적용가능성에 대한 타당성을 검토하였다.

2. 국내외 규제정책 동향

2.1 해외동향

유럽에서의 신·재생에너지를 이용한 발전전력의 확대를 위한 보급정책은 크게 가격과 보급량을 기준으로 수립되고 있다.

	Feed-in Tariff	입찰
공급	독일, 오스트리아 스페인, 그리스, 핀란드, 네덜란드 스웨덴, 덴마크	아일랜드, 프랑스 의무할당제(공급) 이태리
	수요의 가격보조	의무할당제(수요)
수요	네덜란드	영국, 스웨덴 벨기에, 덴마크
	가격	공급량

그림 1. 신·재생에너지 발전전력 보급정책 유형

일반적으로 신·재생에너지를 이용한 발전전력의 보급정책은 <그림1>에서와 같이 가격을 기준으로 한 PPAM (Political Price/amount market)모델과 보급량을 기준으로 한 PQPM(Political quota certificate /price market)모델로 양분될 수 있다.

전자의 규제방식은 1980년대 미국의 PURPA의 회피비용에 의한 QF 발전전력의 구입이나 독일, 스페인 등에서 적용되었거나 적용된 구매요금(Feed-in tariff)제도가 그 핵심으로서 신·재생에너지를 이용한 발전전력에 대한 구입가격을 정치적 논리에 따라 결정하고, 거래량, 즉 보급량은 시장기능에 따라서 결정되도록 하는 방식이다. 반면에 후자인 PQPM 방식은 '90년대초의 영국(RFFO) 및 아일랜드에서 적용된 입찰방식이나, 이후 2000년대의 영국의 RO, 미국의 RPS 등 정부가 사전에 보급량을 미리 결정하고 신·재생에너지를 이용한 발전전력의 가격은 시장기능에 따라서 결정되도록 하는 방식을 말한다.

2.2 국내동향

국내에서의 신·재생에너지 보급정책은 특히, 발전전력 보급의 경우 신·재생에너지를 이용한 발전전력에 대하여 전력거래소가 구입하는 기준가격을 전월별로 정부고시로 결정하고, 발전량은 이 가격신호에 따라 전력거래시장에 진입하는 신·재생에너지 이용발전량에 따라 결정된다. 즉, 우리나라의 경우는 유럽의 독일이나, 스페인에서 적용하는 PPAM 모델방식의 보급정책을 채택하고 있다.

3. 구매기준가격 적용사례

3.1 독일식 가격결정방식

독일에서는 재생에너지를 이용한 발전전력의 가격체계는 시기를 달리하여 두 가지 방식을 적용하고 있다. 그중의 하나는 1991년 도입된 전력법(EFL : Electricity feed law)에서 적용된 방식으로 수송가에 대한 전력의 평균판매단가의 65%~90%범위내에서 재생에너지를 이용한 발전전력의 구매가격으로 적용하였다. 또 다른 하나는 2000년 4월에 제정된 재생에너지법(REL : Renewable energies law)에서 적용된 방식으로 각 전월별 발전원가를 토대로 향후 기술개발 전망 및 시장수요 등을 토대로 설정된 방식이다.

3.1.1 전력법(EFL)에서의 적용방식

EFL에서는 보급대상 전월별 구매가격을 전년도 전력회사의 전력판매가격의 평균판매단가를 기준으로 전월별 특성 및 보급잠재력, 시장규모 등의 다양한 요소를 고려하여 구매가격수준을 결정하였다. <표1>에서 볼 수 있는 바와 같이 지열, 풍력, 태양광발전의 경우 평균 전력판매단가의 90% 수준을 적용하였으며, 바이오매스는 80%, 소수력, LFG, 광산폐가스 및 폐기물소각발전은 설비규모에 따라 평균전력판매단가의 65%~80%수준을 적용하였다.

표 1. 독일의 전원별 구매기준가격 (EFL)

구분		구매기준가격	
구매주체		각 지역 배전사업자	
전원별 구매요금 적용기준	소수력, LFG,광산, 폐기물소각	• 500kW미만:평균판매단가의 80%	• 500kW이상:평균판매단가의 65%
	바이오매스	• 평균판매단가의 80%	
	지열	• 평균판매단가의 90%	
	풍력	• 평균판매단가의 90%	
	태양광	• 평균판매단가의 90%	

3.1.2 REL의 적용방식

REL에서는 EFL에 의한 구매 기준가격 (feed-in tariff) 적용결과 나타난 문제점을 보완하고 풍력이외의 태양광이나, 바이오매스발전의 보급을 보다 활성화하기 위하여 각 전원별 발전원가를 고려하여 구매기준가격을 설정하였다. 특히, 태양광발전에 대한 구매기준가격을 중전에 비하여 대폭 상향조정함으로써 태양광발전시장에 대한 민간의 참여를 유도하였다. 또한 REL에서 적용된 구매기준가격시스템은 전원별로 향후 시장수요 및 기술개발전망에 따른 설비구매단가의 하락이 예상되는 전원 에 대해서는 매년, 또는 일정기간단위로 점차 구매기준 가격이 하락하도록 구매기준가격을 설정하였다. 전원별 구매기준가격의 하락률은 전원별로 차등 적용하였다. 아울러 풍력과 같이 동일한 발전원이라 할지라도 지역별 풍량에 따라서 발전원가의 차이가 발생하는 전원에 대해서는 지역, 또는 적용 건물규모별로 발전원가를 고려한 구매기준가격을 설정하였다. 기준가격의 적용기간은 20년간으로 재생에너지를 이용한 발전사업에 참여하고자 하는 민간부문의 안정적인 투자 유도를 유도할 수 있는 여건을 조성하고 있다고 볼 수 있다. 이와 같은 정책으로 독일은 2010년경에는 전체발전량의 13%를 재생에너지를 이용한 발전량으로 채울 것으로 예상된다

표 2. 독일의 전원별 구매기준가격 (REL)

구분		구매기준가격				
대상전원	프리업유무	보장기간 (년)	요금 수준 (유로 €/ kWh)	설비규모 (MW)	설비용량제한 (MW)	
바이오매스	없음	20	10.00	500	-	
			9.10	500~5000		
			8.60	5000~20000		
지열	없음	20	8.95	≤ 20000	-	
			7.16	<20 ≤ 000		
수력			10.00	≤ 500		
			9.10	500~5000		
매립지 가스	없음	20	10.00	≤ 500	-	
			9.10	500~5000		
쓰레기 가스	없음	20	10.00	≤ 500	-	
			9.10	500~5000		
태양광	통합된 발딩	없음	62.40	≤ 30	350	
			59.60	30~100		
			59.30	>100		
			57.40	≤ 30		
			54.60	30 ~100		
태양광	통합 되지 않은 발딩	없음	54.30	>100	-	
			45.70			
			9.00			
			6.00			
			9.00			
풍력	해변	5년간 5년후	없음	20	-	
						연근해

3.2 프랑스식 가격결정방식

프랑스에서는 2001년 6월에 재생에너지를 이용한 발전전력에 대한 구매요금기준을 발표하였다. 프랑스에서의 구매기준가격 시스템은 각 전원별로 발전참여 사업자들에게 대하여 최소한 이윤을 보장하도록 설계되었다. 최초 5년간은 일정수준으로 고정된 구매기준가격을 적용하고 6년후부터 15년까지는 최초 5년간의 평균이용률실적을 감안하여 구매가격수준을 결정하고 있다. 이러한 구매기준가격설정 적용된 방식은 "수익률지수 방법 (profitability index method)"으로 재생에너지 발전시장에 참여한 사업자에게 적정 수익률을 보장하는 수준의 구매요금수준을 설정하는 방식이다.

표 3. 프랑스의 전원별 구매기준가격

구분		구매기준가격			
대상전원	보장기간 [년]	요금 수준 [c/kWh]	설비 규모 (설비×x MW)	설비용량 제한 (MW)	
바이오매스	15	4.9	<12		
바이오가스	15	4.6	<12		
지열	15	7.62	<12		
PV	본토	20	15.25	<12	
	코르시카	20	30.50	<12	
매립지 가스	15	5.72	2		
			2-6		
			>6		
주요 폐기물	겨울	15	4.42	<12	
		여름	15	2.58	<12
수력	20	6.1	<0.5		
			0.5~12		
풍력	초기5년 이후10년 <2000시간	15	8.38	<12 ≥1500	
			8.38		
			5.95		
			3.05		
풍력	초기5년 이후10년 <1900시간	15	8.38	<12 >1500	
			8.38		
			5.95		
			3.05		

- 주1) 모든 요금은 신규설비에 대해 적용. 기존설비에 대해서는 낮은 기준가격 적용
- 주2) 신재생에너지발전사업자는 4가지 기준가격 옵션중에서 하나를 선택할 수 있음 (본 표는 고정 기준가격 옵션임). 기타 기준가격옵션은 시간에 따라 달라짐 (주간, 야간, 계절)
- 주3) 기준가격은 인플레이션율에 따라 조정됨

4. 구매기준가격 구성방안

4.1. 기준의 분류

구매기준가격을 설정하기 위한 적용기준 및 구매요금의 수준은 국가별로 상이하다. 1978년 미국의 공익사업규제정책법(PURPA)시행 이후 재생에너지를 이용한 발전전력에 대한 구매기준은 접근방식에 따라서 전원별 발전원가, 전력회사의 회피원가, 기타 수익률지수 적용방식 등이 있다.

4.2. 가격설정 기준

4.2.1. 발전원가 적용방식

발전원가 적용방식은 전원별로 사업자에게 적정 수익률 (투자보수)을 보장하는 방식으로 독일, 스페인 등 많은 국가에서 적용하는 구매기준가격 설정방식이다. 구체적인 요금체계는 전원별 기술특성, 시장여건 및 정책목표 등의 결정인자에 따라서 달라지며, 아울러 구매가격

의 적용기간 및 적용범위 등이 연차별로 차등적으로 적용하고 있다. 우리나라의 경우 현재 최근 (2004년 10월) 발전차액 구매대상 전원으로 포함된 조력발전의 경우에 이와 같은 가격설정기준을 적용하고 있다.

4.2.2. 회피비용 적용방식

회피비용방식은 1978년 미국의 공익규제정책법(PURPA)에 의하여 전력회사가 재생에너지 및 소형 열병합발전설비중 인증설비(QF)의 발전전력에 대하여 구매시 적용하였던 구매방식으로 전력회사는 QF로부터 전력을 전력회사의 회피비용이하로 구매하도록 하였다. 이와 같은 구매기준의 설정으로 미국은 신·재생에너지의 보급을 획기적으로 끌어올릴 수 있었지만, '80년대 초 이루어진 장기계약은 '80년대 중반이후의 가스가격 폭락으로 전력회사는 재생에너지를 이용한 발전시장에 대한 민간의 참여가 '80년대 후반들어 급격히 줄어들게 되었다.

우리나라는 2002년 정부고시에 의하여 재생에너지를 이용한 발전전력에 대하여 당시 전력회사의 중유발전의 회피원가에 대하여 전원별 이용률에 따른 차등 가격을 적용하였다.

4.2.3. 수익률지수 적용방식

수익률지수방법은 2001년 프랑스에서 시행한 구매기준가격시스템에 적용되었던 방식으로 기본적으로는 발전원가방식과 비슷하지만 전원별로 사업자들에게 전원별로 적정 수익률을 고려한 구매기준방식으로 보다 진일보한 구매기준 적용방식이다.

5. 결 론

전 세계적으로 신·재생에너지의 보급을 국가 에너지 정책의 최우선과제로 책정하고 있는 등 신·재생에너지에 대한 국가 및 민간기업의 관심이 고조되고 있는 실정이다. 각국은 현재 화석연료의 고갈 및 수급의 불안정, 화석연료사용에 대한 환경오염 및 이를 규제하기 위한 교토협약의 발효 진감 등의 요인에 따라서 신·재생에너지의 보급, 특히, 신·재생에너지를 이용한 발전전원의 보급에 거의 필사적으로 매달리고 있다. 앞에서 언급한 바와 같이 신·재생에너지를 이용한 발전전력의 보급확산을 위한 주요 선진국들의 규제정책은 가격, 또는 보급량기준으로 시행되고 있다. 본 논문에서는 이들 규제정책 가운데 가격에 의한 규제방식의 적용사례를 검토해보고 우리나라에서의 적용방안에 대해서 검토하였다. 현재 우리나라에서 발전차액에 의한 구매방식을 적용을 위하여 기준가격제도를 시행한지 2년여가 경과하였지만, 기준가격의 적정성 및 적용절차 및 방법에 대한 다양한 의견이 표출되고 있는 시점에서 현재 유럽에서 시행되고 선진국의 기준가격 적용사례를 공과를 엄밀히 따져서 우리나라 현실에 적합한 기준가격 제도를 재검토해야 할 시점에 이르렀다. 특히, 본 논문에서 개략적으로 언급한 방식들의 우리나라의 현실에 대한 적용방안 및 현 방식의 문제점들을 면밀히 검토해야 할 것으로 사료된다.

[참 고 문 헌]

- [1] 한국전기연구원, "대체에너지를 이용한 발전사업 활성화를 위한 전기사업법 개선방안, 2004.2
- [2] 한국전기연구원, "대체에너지기술의 보급확대를 위한 지원 전략 및 정책방안 수립". 2001
- [3] 한국전기연구소, "대체에너지를 이용한 발전전력의 의무구매방안", 2000.2
- [4] Dominique FINON, et al., "Price-based versus quantity approaches for stimulating the development of renewable electricity : new insights in old debates."