

신·재생에너지를 이용한 발전전력의 적정구매가치 산정방안

조인승, 이창호
한국전기연구원

Calculation of the value of power using renewable energies

In Seung Jo, Chang Ho Rhee
Korea Electrotechnology Research Institute

1. 서론

전 세계적으로 신·재생에너지의 보급 확대는 재생에너지 그 자체보다는 그 에너지를 활용한 열이나 전력을 통하여 이루어지고 있다. '80년대 이후에는 특히, 재생에너지를 이용한 발전을 통한 신·재생에너지의 보급 확대가 이루어지고 있는 실정이다. 선진 각국의 신·재생에너지 보급 확대정책도 재생에너지를 이용한 발전전력의 보급 확대에 초점을 맞추어 시행되고 있다. 이러한 재생에너지 발전전력의 보급 확대정책은 정책의 기본 수단/기준에 따라서 일반적으로 보급량(Quantity)을 기준으로 한 규제방식과 가격(Price)을 통한 규제방식으로 구분된다.

본 논문에서는 이와 같은 규제방식 중 가격을 기준으로 한 재생에너지원별 발전차액지원 제도의 구입가격의 산정기준 및 수준, 산정방식 등에 대하여 국내외의 사례를 통하여 검토하여 보고 향후 국내에서의 적용방안에 대한 방향을 제시해보고자 한다.

2. 국내의 규제정책 동향

2-1. 해외동향

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

	Feed-in Tariff	입찰
공 급	독일, 오스트리아 스페인, 그리스, 핀란드, 네덜란드 스웨덴, 덴마크	아일랜드, 프랑스 의무할당제(공급) 이태리
	수요의 가격보조	의무할당제(수요)
수 요	네덜란드	영국, 스웨덴 벨기에, 덴마크
	가 격	공 급 량

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 보급량을 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.

(1) 독일의 적용사례

독일에서는 1991년부터 2000년까지 전력법 (EFL), 2001년 이후 재생에너지법(REL)에서 전기사업자는 정부에서 정한 구입기준가격에 따라 전력을 의무적으로 구매하도록 규정하고 있다. 1991년에 시행된 전력법(EFL)에서 정한 구입기준가격은 전력 수용가에 대한 평균 전기판매요금의 65%~90%수준에서 정해졌다. 규제당국인 정부에서는 전력회사의 전년도 평균 전력판매단가를 토대로 매년 구입요금수준을 결정하였다. 이 의무구매체도로 독일은 1990년대에 풍력발전의 보급규모면에서 세계 제일의 국가로 성장할 수 있는 기반을 구축하였다.

표1. 구입기준가격 - EFL

대상 전원	구입요금 기준 (평균 전기판매단가 대비)	구매전기요금수준 ('90~'98) (유로 €/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

이후 재생에너지법(REL)은 2000년 4월에 시행되었는데, REL에서는 전력법과는 달리 더 이상 전력회사가 재생에너지를 발전한 전력을 의무적으로 구매하도록 하지 않고 송전선 운영자 (grid operator)로 하여금 구매하도록 규정하고 있다. 즉, 자신의 송전선이 재생에너지 발전설비와 가장 근접한 송전선 운영자가 그 재생에너지발전 전력을 구매할 의무가 있다. 재생에너지발전에 소요되는 구입재원은 최종적으로 그 전력을 사용하는 수용가에게 전가된다. 구입요금수준은 매년 적용단가가 감소하는 메커니즘의 고정가격시스템으로 구성되어 있다. 즉, 2002년부터 매년 전년도요금수준 대비 바이오매스는 -1%, 풍력은 -1.5%, 태양광은 -5% 씩 하향 적용하도록 요금시스템이 설계되었다. 요금의 적용기간은 모든 전원이 20년간이다.

표2. 구입기준가격 - REL

대상 전원			구입요금가격 (유로 €/kWh)			적용요금 감소비율	적용기간
			2001	2002	2003		
태양광			50.62	48.1	45.7	-5.0%	20년
풍력	내륙 onshore	최초5년간	9.1	9.0	8.9	-1.5%	
		이후15년간	6.17	6.0	5.9	-1.5%	
	연안 offshore	최초9년간	9.1	9.0	8.9	-1.5%	
		이후11년간	6.17	6.0	5.9	-1.5%	
바이오매스 (<0.5MW)			10.23	10.1	10.0	-1.0%	
바이오매스 (0.5~5MW)			9.2	9.1	9.0	-1.0%	
바이오매스 (>0.5MW)			8.69	8.6	8.5	-1.0%	
소수력 (<0.5MW)			7.67	7.67	7.67	동일	
소수력 (0.5~5MW)			6.63	6.63	6.63	동일	
가스 (<0.5MW)			7.67	7.67	7.67	동일	
가스 (0.5~5MW)			6.63	6.63	6.63	동일	

(2) 스페인의 적용사례

스페인에서는 1994년부터 재생에너지발전에 대하여 구입요금(Feed-in tariff)제도를 시행하고 있으며, 1999년에는 재생에너지개발계획(PFER)의 발효로 그 적용기간이 연장되었다. 재생에너지발전사업자는 자체비용으로 최단거리에서 송배전선에 연계하고 송배전선 운영자는 계통에 병입된 모든 재생에너지발전전력을 구매하도록 의무화되어 있다. 계약기간은 별도의 추가연장에 대한 보장 없이 5년으로 되어 있다.

재생에너지발전사업자들은 두 가지 구입요금제 가운데 하나를 선택할 수 있다. 첫째 요금제는 독일식과 마찬가지로 kWh당 요금이 고정되어 있는 경우이며, 둘째는 생산된 전력이 스페인 전력 pool로 판매되고, 재생에너지발전사업자는 구입요금체계에 따라 pool 가격에 보너스를 추가로 받는 형태다. 이러한 보너스나 구입요금체제는 정부에 의해 매년 갱신되고 있다. 요금의 적용요건으로 보너스는 pool가격과 합산하여 태양에너지를 제외하고는 소비자에 판매되는 평균전기요금의 80~90% 범위 내에서 결정되고 있다. <표 3> 및 <표4>에서는 재생에너지 전원별로 고정 구입요금 및 프리미엄의 수준 및 그 추이를 나타낸 것이다.

표3. 구입기준가격 - 프리미엄

(단위 : 유로 ¢/kWh)

구분	1999	2000	2001	2002	2003
풍력	3.16	2.87	2.87	2.89	2.66
소수력	3.27	2.98	2.98	3.00	2.94
Energy Crops	3.04	2.76	2.76	2.78	3.32
바이오매스	2.82	2.55	2.55	2.57	2.51
태양광	< 5kW	36.0	36.0	36.0	36.0
	> 5kW	18.0	18.0	18.0	18.0
태양열	0.00	0.00	0.00	12.0	12.0
기타	3.27	2.98	2.98	3.00	2.94

자료 : ICCEPT, Review of renewable energy development in Europe and in the US, 2003. 10

표 4. 구입기준가격 - 고정가격

(단위 : 유로 ¢/kWh)

구분	1999	2000	2001	2002	2003
풍력	6.62	6.26	6.26	6.28	6.21
소수력	6.73	6.36	6.36	6.38	6.49
Energy Crops	6.50	6.15	6.15	6.17	6.85
바이오매스	6.28	5.94	5.94	5.96	6.05
태양광	< 5kW	39.6	39.6	39.6	39.6
	> 5kW	21.6	21.6	21.6	21.6
태양열	-	-	-	-	-
기타	6.73	6.36	6.36	6.38	6.49

자료 : ICCEPT, Review of renewable energy development in Europe and in the US, 2003. 10

(3) 미국의 PURPA

1978년 공익사업규제정책법(PURPA)에서 '70년대 2차례의 석유위기를 경험한 이후 에너지절약 및 효율적인 자원의 사용을 목적으로 전력회사는 인증설비(QF)를 이용하여 발전한 전력에 대해서는 전력회사의 회피비용(Avoided cost)이하에서 구입하도록 의무화하였다. 여기서 회피비용은 전력회사가 해당 전력을 구입하지 않았을 경우에 해당 전력을 생산하기 위

하여 자체 발전설비를 추가로 건설하거나, 타 전기사업자로부터 전력을 구입하는데 소요되는 비용으로 정의된다. 이는 발전원가와 대비되는 개념으로 재화의 가치는 원가와 무관하게 공급받게 되는 주체 즉, 구입자의 서비스가치에 상응하는 비용을 기준으로 하는 기본원리를 배경에 두고 정의된 개념이라 할 수 있다. 회피비용을 계산하는 방식은 소요수입차액방식(DRR), 대체설비기준법(CUB)방식, 입찰기준방식, 현물시장방식 등의 방법이 사용된다.

2-2 국내동향

국내에서의 신·재생에너지 보급정책은 특히, 발전전력 보급의 경우 신·재생에너지를 이용한 발전전력에 대하여 전력거래소가 구입하는 기준가격을 전원별로 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.

국내에서는 '대체에너지 개발및이용·보급촉진법 제11조의6'에서 대체에너지를 이용한 발전전력에 대한 발전차액지원방안을 구체적으로 적시하고 있다. 즉, 산업자원부 장관은 대체에너지발전에 의하여 공급되는 전기의 발전원별로 기준가격을 고시하여야 하며, 전력의 거래가격이 정부가 고시규정에 의한 기준가격과 낮은 경우에는 당해 전기를 공급한 대체에너지발전사업자에 대하여 기준가격과 전력거래가격간의 차액을 전력산업기반기금에서 우선 지원하도록 규정하고 있다.

이에 따라서 국내에서는 전기사업법 및 대체에너지개발 및 이용보급촉진법 등에서 정하는 발전차액제도를 시행하기 위하여 2002년에 기준가격을 고시하여 전력거래소의 전력거래시장에 공급되는 발전전력에 대하여 전력거래가격과 기준가격간의 차액을 전력산업기반기금에서 지원하고 있으나, 아직까지는 그 지원실적이 미미한 형편이다.

3. 적정 구매가치를 고려한 구입가격 산정방안

상기의 국내외 해외사례에서 검토한 바와 같이 재생에너지를 이용한 발전전력은 전원별로 상이하지만 일부 전원은 화석연료를 이용하는 일반 상용화된 전원에 비하여 경제성이 떨어지는 것이 사실이다. 그러나 재생에너지를 이용한 발전전력이 갖고 있는 친환경적인 요소를 고려할 경우 재생에너지의 구매가치는 그 만큼 상승하게 된다. 이와 같이 재생에너지발전 전력이 갖고 있는 외부경제효과를 가격으로 반영하기 위한 방법으로 환경세, green pricing 등이 고려되기도 하며, 발전차익구제제도에 의하여 전력회사가 재생에너지 발전사업자로부터 전력을 구입할 때 지불하는 구입기준가격 또한 이러한 차원에서 결정되고 있다고 볼 수 있다. 이러한 구입기준가격을 산정하는 방식은 일반적으로 회피비용(avoided cost)방식과, 발전원가를 고려한 정책적 요금설정방식이 있으며, 구체적인 적용은 적용하는 국가별로 다소간의 차이가 발생하고 있다.

3-1 기준설정을 위한 검토방향.

구매기준가격의 설정기준 및 가격수준을 결정함에 있어 고려해야 할 사항으로는 다양하다. 구매기준의 설정에 있어서는 객관성과 합리성을 토대로 요금산정의 범위 내에서 이루어져야 할 것이다. 즉, 요금기준이 될 수 있는 몇 가지 기준인 구입자의 회피원가 또는 발전원가, 판매단가와 발전자의 생산원가 등이 가장 기본적인 기준이 될 수 있으며, 이를 토대로 생산자 및 구입자의 여건, 공급전력의 가치, 기타 경제외적 기여도 등을 감안하여 적절한 수준으로 설정되는 것이 바람직하다 하겠다.

(1) 에너지원별 기술성숙도에 따른 경제성

대체에너지의 공통적인 특징 중 하나는 아직까지 기술이 완성된 단계가 아니라는 점과 비록, 어느 정도 개발이 이루어진 기술이라 할지라도 경제성이 충분하지 않다는 점이다. 즉, 태양광발전의 경우 아직도 모듈의 가격이 매우 높은 상태로 기존 발전방식과의 비용격차가 크며, 연료전지나 그 밖의 신 에너지원도 크게 다르지 않다. 따라서 구입요금 산정기준 설정 시 이러한 기술개발 추이에 따른 해당 전원의 경제성 측면에 대한 고려가 필요하다.

(2) 에너지 절감 및 환경에 대한 기여도

대체에너지는 에너지특성에 따라 재생에너지(Renewable Energy)와 신에너지(New Energy)로 구분되며, 이중 전자가 후자에 비해 에너지 절감기여도, 환경오염 방지의 측면에서 보다 높은 기여를 하고 있다. 따라서 기여도에 대한 정확한 비용환산을 반영하지 못한다 하더라도, 외부효과를 발생시키는 사회적 편익 측면을 고려하는 것이 바람직하다.

3-2 기준가격 산정방식

기준가격을 산정하는 방식은 산정기준을 어떻게 설정하느냐에 따라서 여러 가지 방법이 있으며, 적용과정에서 다양한 정책대안의 도출이 가능하다. <표5>에서와 같이 현재 우리나라를 포함한 전 세계적으로 재생에너지발전전력 구매시 적용되는 기준가격 산정방식은 크게 나누어 발전원가를 토대로 하여 산정하는 방식, 판매가격을 기준으로 하여 산정하는 방식, 전력회사의 회피비용을 기준으로 산정하는 방식 등으로 구분가능하다.

표5. 기준가격 산정방식

요금기준	요금구조	적용방법	적용사례
발전원가	단일요금	- 전원별 발전원가 적용	독일, 스페인, 국내 (태양광)
판매요금	단일요금	- 수용가 판매요금 - 또는 판매요금의 일정 비율(배율) 적용	스페인, 일본 (Net metering)
회피비용	단일요금 또는 시간대별 요금	- 대체전원 회피비용 (고정비+가변비)	한국, 미국(PURPA)
회피 에너지비용	시간대별 요금	- 시간대별 회피에너지 비용(피크기여도 반영) - 시간대별 회피에너지비용	미국(PURPA)

4. 현행 기준가격 산정 및 문제점 및 개선방향

현재 국내에서 적용하고 있는 기준가격 시스템은 일단 재생에너지를 이용하는 발전사업자에게 정부의 보급을 위한 정책의지를 밝히고 있다는 점에서 발전사업에 대한 참여유인을 제공하고 있다. 그러나 이러한 시스템이 정착되기 위해서는 몇 가지 점에 대한 정책적 재검토가 필요한 시점이다.

(1) 설정기준

회피비용에 의한 기준가격은 어디까지나 전력회사입장에서 재생에너지 발전전력의 사업성을 평가하고 구매하기위한 기준이다. 그러나 현실적으로 재생에너지 발전전원별로 기술수준이나, 시장여건, 발전원가 등은 그 차이가 클 뿐만 아니라, 전반적으로 경제성이 부족하기 때문에 회피비용을 토대로 한 기준가격의 설정보다는 각 전원별 기술 및 발전특성, 원가수준을 반영한 가격의 설정방안이 적극적으로 검토되어야 할 것으로 보인다.

(2) 적용기간

적용기간은 외국의 경우에도 전원을 차등 적용하는 경우는 거의 없다. 대부분의 경우 적용기간은 10년~20년 동안의 장기간 적용하고 있으나, 스페인과 같이 적용기간을 별도로 규정하고 있지 않은 국가도 있다. 우리나라의 경우에는 굳이 태양광, 풍력과 기타 전원에 대한 적용기간을 차등 적용하기보다는 모든 전원의 적용기간을 동일하게 적용함으로써 재생에너지 발전사업에 대한 정부의 확고한 의지를 보여줄 필요도 있다.

(3) 조정요건

기준가격의 조정요건은 기준가격 설정기준을 무엇으로 하였느냐에 따라서 달라진다. 따라서 현재와 같은 회피비용방식이 계속적으로 적용될 경우에는 현재와 같은 조정요건(물가변동, 유가변동, 기술수준발전, 상용화수준 등)을 자동적, 또는 주기적으로 기준가격수준에 반영될 수 있는 메커니즘이 필요하다. 그러나 설정기준이 전원별 원가를 반영한 정책요금수준으로 결정될 경우에는 표준설비에 대한 원가를 토대로 향후 적용기간동안의 시장여건, 기술수준의 변화 등 해당 전원의 발전원가에 영향을 미치는 정도를 감안하여 기준가격 수준을 설정할 필요가 있다.

5. 결론

전 세계적으로 신·재생에너지의 보급을 국가 에너지정책의 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 전망 등의 요인에 따라서 신·재생에너지의 보급, 특히, 신·재생에너지를 이용한 발전전원의 보급에 거의 필사적으로 매달리고 있다. 앞에서 언급한 바와 같이 신·재생에너지를 이용한 발전전력의 보급 확산을 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 공파를 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.

6. 참고문헌

1. 산업자원부, "대체에너지를 이용한 발전사업 활성화를 위한 전기사업법 개선방안", 2004.2
2. 산업자원부, "대체에너지기술의 보급 확대를 위한 지원전략 및 정책방향 수립", 2001.1
3. 한국전력공사, "대체에너지를 이용한 발전전력의 의무구매방안, 2000.2
4. H.J. de Vries, and C. J. Roos, et. al. "Renewable Electricity Policies in Europe", 2003.
5. ICCEPT, "Review of renewable energy development in Europe and in the US", 2003.