

신재생에너지 구입가격 결정 방법론에 관한 연구

조기선 · 조인승 · 이창호
한국전기연구원

A Study on Methodologies of Feed-in Tariffs for Renewable Energy Generation

Ki-Seon Cho · In-Seung Jo · Chang-Ho Rhee
Korea Electrotechnology Research Institute

Abstract - 본 논문은 해외 신재생에너지 발전전력의 구입가격에 관한 제도 및 구입가격 결정 방법론을 통해 시사점을 파악하여 활용방안을 도출한다. 신재생에너지 발전전력은 기존 전원에 비해 발전원가 수준이 높은 상황에서 보급확산을 위해 유입을 중심으로 다양한 신재생에너지 발전전력 구매정책을 수립하여 시행하고 있다. 국내에서는 발전차액지원제도를 통해 신재생에너지 발전전력을 높은 가격에 의무구매하고 있는 상황에서 해외 주요국의 제도현황과 접근방법을 파악하여 국내 발전차액지원제도의 수립에 활용되도록 한다.

Keywords - 신재생에너지(Renewable Energy), 회피비용(Avoided Cost) 발전차액지원제도, 구입가격(Feed-in Tariffs),

1. 서 론

신재생에너지의 개발이용보급 촉진을 위해 국내에서는 대체에너지이용 발전전력의 기준가격 지침을 통해 신재생에너지 발전전력에 대해 원별로 기준가격을 책정고시하고 전력시장가격과의 차액을 지원하는 발전차액지원 제도를 시행하고 있다. 발전차액지원제도는 유입을 중심으로 그 정책효과가 입증된 정책수단으로 평가되고는 있으나 기준가격(Feed-in Tariffs)을 설정하는 방법, 고정요금구조가 갖는 경직성, 기술과 시장여건의 대응 속도 등 제반 문제점들이 지적되어 이를 보완하기 위한 제도적 장치를 마련하여 시행하고 있다. 본 논문에서는 FIT제도를 시행하고 있거나 시행한 바 있는 유럽 주요국가들의 제도와 기준가격 산정방법을 살펴보고 이를 통해 시사점을 도출하여 국내기준가격산정에 주요 방향성을 제시하고자 한다. 먼저, 독일과 스페인의 제도현황과 기준가격 산정방법론을 살펴보고, FIT제도의 여러 문제점이 나타난 덴마크의 제도를 검토한 후, 포르투갈과 프랑스의 기준가격 산정방법론에 대해서 살펴본다. 마지막으로 제도시행상의 문제점을 파악하여 국내 발전차액지원제도 수립에서 반영할 여러 시사점을 도출한다.

2. 독일의 제도현황

독일의 신재생에너지 보급을 위한 정책으로 재생에너지 발전에 대한 구매제도는 1991년에 발효된 전력매입법과 2000년에 발효한 재생에너지법에 기초하고 있으며, 재생에너지법은 2004.8월에 개정된 바 있다. 독일의 경우 신재생발전사업자가 생산한 전력은 지역망 사업자가 의무적으로 구매하도록 규정되어 있으며, 그 구입요금이 있어서는 기준가격을 고시하고 있다. 기준가격의 설정방법에 있어서는 시행법안에 따라서 조금씩 차이가 있으나, 현재는 발전원가산정방식에 의해 산정되고 있는 것으로 파악되나, 구체적인 사례는 알려져 있지 않다.

2.1 전력매입법(Electricity Feed Law; EFL)

독일의 FIT 제도는 전력매입법(EFL, 1999.1.1)로 도입되었으며, 이 법안에서는 전력망 운영자가 전력 소매요금(실적요금의 평균)의 80%를 기준가격으로 재생에너지 자원을 이용한 전력에 지불하도록 규정하였으며, 전력 공급자는 이 전력을 모두 구입하도록 하였다. 지역 망 운영자들 간의 재생에너지자원의 구입의 차이에 따른 불균형을 해소하기 위하여 5% 상한선을 설정하였다. 그럼에도 불구하고 망을 운영하는데 있어서의 불균형은 지속되었다. 풍력발전의 경우는 주로 북부지역에 집중되는 현상이 발생하여, 북부 지역의 망 운영자들은 경쟁 시장체제에서 불이익을 받게 되었고, 이는 결국 시장 자유화에 악영향을 끼쳤다. 그러나 시장 자유화에 따른 전력 가격의 하락은 재생에너지 기준가격의 하락으로 이어져 재생에너지 보급이 둔화되는 결과를 초래했다.

태양광 및 풍력발전의 요금은 이전 평균 전력소비자가격의 90% 수준에서 결정하였는데, 1993년 소비자가 평균 10€/kWh를 지불함에 따라 풍력 터빈 전력생산자는 9€/kWh의 요금을 1995년에 적용받았다. 다른 재생에너지자원에 의한 발전의 경우는 공급 용량 수준에 따라 이보다 낮은 전력 소비자가격의 80% 또는 65% 수준에서 결정되었다.

EFL은 급격한 가격상승과 지역 전기사업자간의 심각한 왜곡을 가져와 북부지역 전기사업자인 PreussenElektra는 실제 회피비용은 2€/kWh에 불과하나 풍력발전이 9€/kWh를 지불함으로써 '90년대 후반부터 상대적으로 높은 EFL 비용으로 수익성이 낮아지고 최종소비자에 대한 비용전가도 소비자들이 전기사업자를 변경하겠다는 위협에 직면하는 등의 신재생에너지보급확대를 위해 전력산업의 경쟁체제에 심각한 영향을 초래했다.

진술한 문제점 이외에도 EFL에 대한 몇 가지 문제점이 지적되었는데, 첫째, 전기사업자의 재생에너지 자원에 대한 적용되지 않음에 따라 전기사업자와 비전기사업자 간의 자원배분을 왜곡하고 5% 한도와 별도로 EFL은 적용 상한과 전원의 기술경제성 반영을 위한 메커니즘이 미흡했다. 둘째, 비용감소와 기술 혁신에 대한 인센티브를 제공하지도 않았다. 셋째 시장자유

화와 경쟁의 증대에 따라 최종 소비자의 전력가격은 1990년대 지속적으로 감소, 소비자 가격에 연동된 기준가격을 낮추는 효과가 있었다는 점 등이 대표적이다.

2.2 재생에너지법(Renewable Energy Act; EEG)

독일은 2000년에 이전의 EFL을 대체한 재생에너지법을 시행하였으며, 재생에너지법에서는 기준 가격을 더 이상 전력 소매 요금에 연동하지 않고, 고정가격으로 결정하여 이를 20년간 보장하는 것을 주 내용으로 하였다. 그리고 재생에너지 비율의 상한선을 폐지하는 대신 발전차액 보장의 대상이 되는 전체 전력량을 모든 망 운영자에게 동일한 비율로 분배하도록 하고, 그 비율은 소비자가 동일하게 부담하도록 하였다.

EEG의 핵심은 첫째, 기술습득의 촉진을 도모하기 위한 기준가격의 점진적 감소로, 2002년부터 신규 설비에 대해서 감소된 기준가격을 적용하는 것(이)에 기초를 두고 기술별로 다르게 적용하였다. 둘째, 재무적 효율향상을 촉진하기 위한 기준가격의 단계별 적용이다. 법에서 규정한 기술별 기준가격은 특정 기준 발전설비의 발전원가에 기초하여 결정되었다. 풍력의 경우 기준보다 높은 이용율을 가진 설비에 대해서는 낮은 기준가격을 최초 5년간 보장하고, 기준보다 낮은 이용율의 설비에 대해서는 동일한 기간 동안 높은 가격을 보장하는 것이다. 이는 상대적으로 높은 풍력 조건을 가진 지역에 대해서는 보급을 억제하는 기능을 하고 설비보급의 지역편중을 해소하는 효과가 있다. 결국, 기준가격은 기술의 비용 극선을 반영하게 되었고, 생산자의 수익을 줄임으로써 사회적으로 비용을 절감할 수 있다.

재생에너지법에서 담은 전력매입법과의 큰 차이는 기준가격은 2007년까지 매 2년마다 그 이후는 매 4년마다 제정되며 새로운 기술과 환경을 반영하도록 한다는 것과 기준가격이 더 이상 평균 소비자가격에 연동되지 않고 다양한 재생에너지원의 발전비용에 기초하였다는 점이다.

2.3 재생에너지법 개정(2004.8)

2002년부터 EEG의 개정안들이 제안되어 2004.8월에 수정된 EEG가 시행되었다. 개정안에서는 재생에너지비율을 2010년까지 전력생산량의 12.5%, 2020년까지 최소 20%를 목표로 정하였다. 재생에너지 발전설비와 전력계통간의 통합을 개선하기 위하여 개정법은 재생에너지 발전설비 운영자와 망 운영자에게 인센티브를 부여하고, 망 연계에 있어 우선권을 주었다.

개정법에서는 지열, 태양광, 바이오매스 등 일부전원은 높은 설비비용을 보상하기 위해 조정되었으며, 태양광 기준가격은 설치위치(지붕 또는 벽면)에 따라 차등적으로 적용하였다. 바이오에너지(특히 소규모 바이오매스 설비)에는 시장경쟁 심화에 따른 조정을 반영하였다.

혁신적 기술을 사용하는 설비 등에 대해서는 추가적인 인센티브를 부여하였으며, 용량 증가 등 특정 조건을 만족하는 개선된 대규모 수력발전도 발전차액제도에 포함하였다.

2004년 개정법의 또 하나의 특징은 기준가격의 감소정책이 소수력을 제외한 대부분의 재생에너지원에 적용된 것으로 풍력과 태양광의 경우 연간 기준가격 감소율이 2%와 6.5%로 상향 조정되었다.

3. 스페인 제도현황

1990년대 이후 스페인은 덴마크와 함께 유럽에서 가장 높은 수준의 발전차액 기준가격을 적용하였다. 스페인에서는 발전차액지원제도가 1994년 'Royal Decree 2366'으로 도입되었으며, 재생에너지 사업자에게 추가 인센티브를 전력 시장가격에 더 해주는 형태로 대부분의 재생에너지자원에 대해서 3€/kWh의 프리미엄을, 소형 태양광 발전의 경우에는 36€/kWh의 프리미엄을 적용하였다.

스페인의 초기 재생에너지 정책 역시 독일과 마찬가지로 재생에너지 자원을 이용하여 생산한 전력에 대해 일반 전력시장가격보다 높은 특별 가격으로 구입하여 소비자에게 공급함으로써 재생에너지의 보급을 촉진하는 것으로 시장가격에 더해지는 프리미엄은 정부에 의해 매년 결정되었다.

최초의 정책은 1980년에 공포된 Law for Energy Conservation으로 보급 촉진을 위한 다양한 수단이 이용되었는데 주요 규제수단은 재정적인 것이었다. 현재의 발전차액제도는 1997년에 Electric Power Act에 의해 도입되었는데, 최근 Royal Decree 436/2004로 개정 공포되었다.

2004년 개정법에서 스페인의 발전차액제도는 2010년까지 전체 에너지 수요의 12%와 전력 수요의 29%를 재생에너지를 이용하는 것을 목표로 하였는데, 이것은 the Promotion of RES에 의해 정의된 것이다. 또한 최근의 에너지 시장 자유화는 재생에너지 설치에 영향을 미쳤는데, 이러한 규제완화의 흐름이 Royal Decree 436/2004의 개정에 반영되었다.

3.1 현행 정책(Royal Decree 436/2004)

2004년 개정법에서 재생에너지 발전사업자는 두 가지 옵션 중 하나를 선택할 수 있도록 하였다. 첫 번째 옵션은 생산된 전력에 규제 가격을 적용하는 것이고, 두 번째 옵션은 시장에서 자유 경쟁을 하는 것으로 하나를 선택하여 지원을 받을 수 있도록 하였다. 이러한 발전차액지원제도 하에서의 발전 비용은 일반 시스템의 발전비용, 고정비용, 경제적 수송 비용, 송배전, 상업관리, 다양화와 공급 안정성 등의 비용을 포함하여 연간 기준가격 산정의 고려 대상이 되었다.

2004년 개정법은 10MW이상의 설비 운영자로 하여금 배전사업자에게 최소 30시간 이전에 일간 급전 예측량을 제공하도록 규정하였으며, 이달에 대해서는 페널티를 부과(2005년 1월 적용)하였다.

고정가격과 프리미엄의 비율은 2006년에 재검토되고, 이후 매 4년마다 재검토를 규정하였는데, 재검토 결과는 기존 설비가 아닌 신규 설비에만 적용되며, Royal Decree 2818/98에 의해 Special System으로 규정된 생산자에 대해서는 2007년 1월까지 유예 (전환기 요금의 적용) 하도록 하였다.

3.2 기준가격 적용체계

신·재생에너지 발전사업자는 고정요금제 (Fixed Price tariff system)와 프리미엄요금제 (Premium tariff)를 선택할 수 있다. 현재 스페인의 대부분의 신·재생에너지발전사업자는 프리미엄요금제를 선택하고 있는데, 이는 전력시장의 활성화를 위하여 프리미엄요금 채택에 인센티브 부여에 힘입은 바 크다. 2005년 1월부터 10MW 이상의 풍력 설비에 대해서는 전력공급시장 이탈에 따른 벌금을 적용하여 사업자들의 책임성을 보장하는 한편, 기존 사업자를 위한 전환기 체계 (태양광 제외)를 수립하여 제도 개정에 따른 충격을 완화하였다.

3.3 기준가격 적용유형

2004년의 개정법에서는 사업자들이 2가지 기준가격유형을 선택할 수 있도록 설계되었다. 옵션1은 배전사업자에게 직접 전력을 판매하는 것이고, 옵션2는 전력시장에서 거래하는 옵션이다.

옵션1은 평균 전력판매가격인 AET(Average Electricity Tariff)를 기준으로 전월별 일정 비율을 적용하며, 추가로 무효전력서비스에 대한 편익과 전압급락 방지를 방지하는 부가적인 편익을 고려하여 실제 사업자에 실제 사업자들이 지급받는 구입가격은 다음과 같다.

$$P = P_r \pm R_E \pm V_d$$

여기서, P_r 은 AET에 기준가격 비율을 적용한 고정가격이고, R_E 는 무효 전력서비스에 대한 편익으로 풍력발전의 경우 시장가격의 3.5%를 적용하며, V_d 는 전압급락방지에 대한 편익으로 풍력발전에만 한하여 시장가격의 5.0%를 적용한다.

옵션2는 시간대별 전력시장 풍가격을 적용하여 선택프리미엄과 시장참여에 대한 인센티브, 무효전력서비스편익, 전압급락방지 편익, 그리고 용량 가격으로 구성되어 전력시장에서 거래함을 우대하는 옵션이다.

$$P = P_m + P_r + M_s \pm R_E + C_p$$

여기서, P_m 은 전력시장가격, P_r 은 프리미엄, M_s 은 시장참여 인센티브, R_E 는 무효전력서비스 편익은 옵션1과 동일하며, C_p 는 용량요금으로 풍력발전의 경우 시장가격의 약 7.6%이다.

4. 덴마크의 제도현황

덴마크는 2004년 신정부의 등장으로 기존 에너지 정책 및 목표에 대한 근본적인 변화가 있었다. 2000년대 들어 덴마크의 신재생에너지시장은 1990년대와는 달리 크게 위축되었다. 덴마크는 발전차액지원과 같은 직접적 지원 정책 대신 그린인증시장을 통한 경쟁적 보급 정책을 도입하였지만, 신재생에너지 인증서 거래 시장의 미성숙 등이 덴마크에서의 신재생에너지 보급 위축 현상의 주요 원인으로 평가되고 있다.

이러한 상황에도 불구하고 덴마크 정부는 지속적으로 신재생에너지 보급에 대한 관심만은 유지하고 있는데, 2010년의 신재생에너지 보급목표는 총 전력소비량의 29% 수준으로 설정되고 있다. 덴마크에서의 주요 보급정책은 높은 수준의 기준가격(feed-in tariff)이 아니라 시장정산가격이 기본으로 되어 있다.

2000년 이전 덴마크의 발전차액지원은 재생에너지기술에 따라 다른 형태로 설계되었다. 바이오매스의 경우 전기사업자는 발전차액지원 기준가격을 특정 시간대 공급되는 전력의 회피비용에 기초하여 지불하도록 하였다. 결과적으로 1990년대 말 바이오매스의 발전차액지원 기준가격은 2~13 €/kWh로 다양하였으며, 독립발전사업자가 받는 가격은 평균 4.3€/kWh였다. 전력회사는 재생에너지 발전사업자에게 계통선 연계 우선권을 부여하고 구매가격은 그 지역의 전기판매단가의 85%수준에서 구매하도록 하였다.

2000년 이후 풍력 발전설비는 2002년까지 4.4€/kWh의 고정 가격을 적용받고, 3.6€/kWh의 고정 지원금을 받는데 이는 전체 부하시간과 용량에 따라 제한된다. 한편 2003년 이후에는 모든 신규 재생에너지 발전설비에 대해서 시장가격과 청정전력 인증서 제도를 적용할 것을 규정하였으나, 2004년 말 현재 세부 규정의 미비와 제반 여건의 미성숙으로 시행이 유보되고 있는 실정이다.

5. 포르투갈의 기준가격 결정방법

포르투갈은 1988년 Decree-Law 189/88를 통해 FIT를 도입하여 신재생에너지 발전전력에 대해 전월별 비차별적으로 전력회사의 전력생산 가격을 고려한 40~55€/MWh 수준에서 지원을 개시하였다. 1999년(D.L. 168/99)에 40~75€/MWh 수준에서 전월별 차등적 정식을 도입하여 FIT를 개정하였

으며, 2001년 D.L. 339-C/2001에 의해서 지원수준을 전월별 차등적으로 상향 조정된 FIT를 시행하고 있다. 신재생사업자에 대한 포르투갈의 월간 지불액을 결정하는 공식은 다음과 같다.

$$VRD_m = [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m \times X] \times \frac{1}{1 - LEV} \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}}$$

여기서, PF 는 해당월, VRD_m 는 지불액, $KMHO_m$ 은 전력생산량을 지시하며, PF, PV, PA 는 환경, 설비, 에너지에 대한 기준요금율, IPC 는 인플레이션 보정계수, LEV 는 계통손실을 나타낸다. Z 는 신재생 전월별 차등적으로 정해지는 계수로 정책변수로 할 수 있다. 풍력발전의 경우는 연간 운전시간에 따라 차등적으로 0.4(연간 2,600시간 이상)에서 1.7(연간 2,000시간 이하), 소수력은 1.2, 태양광은 규모에 따라 5kW이하는 12, 5kW이상은 6.55, 해양(wave)에너지는 6.35를 그리고 바이오매스를 포함한 기타 에너지 원에는 1.0을 적용하고 있다.

풍력발전의 경우 에너지밀도가 상대적으로 낮은 지역으로의 전원개발을 확대하기 위한 정책의지로 용량률(capacity factor)에 따라 차등적인 정책변수를 도입하고 있다. 위 공식은 상업운전개시일로부터 12년간만 적용되고, 그 이후에 대해서는 조정된 새로운 요금체계로 지원하게 된다. 즉, 환경부문의 기준요금과 인플레이션 보정계수 등을 축소 및 제거하는 메커니즘을 도입하지만, 사업자들의 수익이 충분히 예측 가능한 수준이다.

6. 프랑스의 기준가격 결정방법

프랑스는 수익성지수법(Profitability Index Method)을 사용하여 신재생에너지사업자에게 기존 전력산업의 발전사업자들과 동일한 수익성을 줄 수 있는 최소 수익성지수(Profitability Index ; PI)를 0.3으로 정하고, 이를 만족하는 발전원가를 산정하여 적용하고 있다. 풍력발전의 경우에 있어서는 적용 용량을 2단계로 구분하여 1단계에서는 연간 운전시간이 낮은 즉 용량률이 낮은 기준발전소를 대상으로 산정한 발전원가를 상업운전개시일로부터 최초 5년간 동안 적용하고, 2단계인 이후 10년 동안은 과거 5년 동안의 에너지생산량에서 극한(최대,최소)값을 배제한 평균값과 해당 용량률의 기준값과의 선형변분을 통해 계산된 요금을 적용한다. 용량률은 시간으로 환산하여 2,000시간 및 3,600시간을 기준으로 구분하여 적용한다.

수익성지수법에서 사용한 지표들을 살펴보면, 할인율은 가중평균자본비용(WACC ; Weighted Average Cost of Capital)으로 6.5%(2001년 기준)사용하고 있으며, 감가상각기간은 15년, 풍력발전의 경우, 설비단가는 1,067 €/kW(2001년 기준), 잔존가치는 초기투자비의 15%, 연간 운전유지비용은 4%를 기준으로 기준가격을 결정하고 있다.

7. 시사점 및 활용방안

본 논문에서는 유럽을 중심으로 FIT제도를 시행하고 있거나 시행한 방 있는 국가들의 현황을 살펴보고, 이들 국가들에서 제기된 문제점과 해결방안을 살펴봄으로써 국내 발전차액지원제도의 개선방향을 위한 중요한 정책적 시사점을 다음과 같이 요약할 수 있다.

- FIT 제도는 전력산업의 경쟁적 구도에 영향을 줄 수 있으며, FIT제도로 발생하는 비용(재원)의 배분에 있어서 최종소비자의 구매의사와 연계하여 신중하게 선택해야 정책 실패를 막을 수 있다.
- FIT제도의 기준가격 산정방법으로 초기에 사용한 회피비용방식은 발전원가수준에도 미치지 못하는 경우가 있어 정책적 보급확산이 요구되는 전원에 대해서는 산정방식을 차별화할 필요가 있으며, 정책변수를 고려할 수 있는 메커니즘의 개발도 고려해 볼 필요가 있다.
- 기술집약형 전원은 기술개발 속도와 시장여건을 충분히 반영할 수 있도록 가격조정 및 감소를 적용과 같은 메커니즘의 도입이 필수적이다.
- 기준가격의 산정함에 있어서 전제되는 미래의 불확실성을 완화하기 위해서 적용기간을 다단계로 설계하여 이를 보완할 수 있는 제도적 장치 마련하는 것도 정책실패를 위한 비용을 최소화할 수 있다.
- 신재생에너지 발전전원이 궁극적으로는 전력시장에서 타전원과 경쟁하고 환경시장(배출권거래 등)에서 거래될 수 있는 제도적 장치와 정책적 뒷받침을 마련할 필요가 있으며, FIT제도는 단기에 시장조성을 위한 정책수단으로만 활용될 필요가 있다.
- 기준가격의 산정방법은 회피비용, 발전원가, 정책변수, 수익성 편점 등 다양한 접근 방법과 전제를 사용하고 있기 때문에 국내 환경에 맞는 산정방안을 공론화하고 정책수립의 공감대를 형성할 필요가 있다.

8. 결 론

본 논문에서는 발전차액지원제도의 기준가격에 관한 해외 주요국의 현황과 그 방법론을 살펴보고 주요 시사점을 도출하였다. 신재생에너지 이용에 대한 비용은 궁극적으로 전력(환경)을 소비(혜택)하는 소비자에게로 전가될 수 밖에 없으나, 그 방법에 있어서 그 수준에 있어서 합리적인 선택이 정책 실패를 최소화할 수 있으며, 본 연구에서 파악한 다양한 문제점에 대한 보완대책을 국내 발전차액지원제도에서 수용해야 할 것이다.

[참 고 문 헌]

- [1] H.J.de Vries, et al., "Renewable Electricity Policies in Europe", 2003.
- [2] SREA, "The New Payment Mechanism of RES-E in Spain", 2004.5.
- [3] ADENE, "Feed-in Tariffs for Wind Energy", 2001.
- [4] Bernard Chabot, et al., "Fair and Efficient Rates for Large Scale Development of Wind Power: the New French Solution", CanWEA, 2001.