

외국의 신·재생에너지 정책의 검토를 통한 신·재생에너지 발전차액지원제도의 개선방향

김 유진¹⁾, 김 수덕²⁾

An Implication of Korean Renewable Energy Policy Through The Review of a Foreign Renewable Energy Policy

Yujin Kim, Suduk Kim

Key words : 신재생에너지(New and Renewable Energy), FITs(Feed-in tariffs), RPS(Renewable Portfolio Standards), 전력공급(Electricity Supply)

Abstract : 본 연구는 신·재생에너지 보급제도 중 하나인 발전차액지원제도가 중유발전설비의 회피비용으로 기준가격을 책정하여 신·재생에너지원의 적정구매가치를 적절히 반영하지 못하고 있고, 발전차액의 보전은 소비자의 직접적인 부담 대신 전력기반기금을 통해 지원됨에 따라 보급제도의 지속가능성 문제가 있음에 주목하여, 그 대안으로 도입을 검토 중인 RPS와 독일, 프랑스의 FITs제도를 검토하여 보았다.

RPS는 시장기능을 이용한 가격결정 등 많은 장점에도 불구하고 시행 상 예상되는 여러 가지 제도적 장치 마련의 필요성 등의 문제를 간과할 수 없다. 독일의 FITs는 시장을 통한 가격결정이 아닌 정책적으로 가격이 책정된다는 문제가 지적되고 있으나 신·재생에너지의 현장조건 등을 고려한 차별적인 가격산정방식과 기간별, 에너지산출량별 가격조정방식으로 문제를 보완하고 있다.

독일의 FITs제도와 프랑스의 가격산정모형을 국내 기준가격산정방식에 관련된 연구들과 비교 검토를 통해 궁극적으로는 해당에너지의 소비자가 직접 비용을 부담하게 함으로써 신·재생에너지보급정책이 지속 가능한 대안을 가질 수 있음을 보여준다.

1. 서론

고유가에 따른 국내의 에너지시장의 석유공급의 불확실성 증대와, 기후변화협약 등의 국내의 환경규제의 움직임이 가시화될 것으로 전망됨에 따라 환경문제를 해결하고 에너지공급안정성을 확보하기 위한 대책 중 하나로서 'EU's 2001 directive'³⁾에서는 온실가스 배출이 없고 자국 내 생산이 가능한 신·재생에너지를 개발 보급 하도록 유럽 각국에 권고하고 있는 실정이다.

우리나라에서도 지속가능한 발전을 위한 에너지수급체계 구축과 에너지 공급안정 및 효율적 에너지 사용을 도모하는 것을 목표로 하여 그 추진과제중의 하나로 친환경적이고 재생가능한 자원인 신·재생에너지 개발 및 보급의 확대를 추진하고 있다.⁴⁾ 신·재생에너지보급 촉진을 위한 한 가지 방안으로 정부는 2002년 5월부터 대체에너지 발전차액지원제도를 시행하고 있다. 발전

차액지원제도는 신·재생에너지를 이용한 전력량에 대해 기준가격과 전력거래가격간의 차액을 지원하는 제도로 기준가격 산정기준의 적정성, 장기적 차액보전을 위한 자금의 확보 등 여러가지 문제가 제기되고 있다. 조인승(2004)은 현재의 기준고시가격이 회피비용방식으로 책정되고 있기 때문에 신·재생에너지 원별로 기술수준, 시장여건, 발전원가 등의 차이를 고려하지 못하므로, 원별 특성을 고려한 가격설정방안이 필요함을 밝히고 있고, 윤순진(2003)은 정부보조금에 의존하는 발전차

1) 아주대학교 대학원 에너지학과 석사과정 4학기

E-mail: kim.eugenekim@gmail.com

Tel : (031)219-2698

2) 아주대학교 대학원 에너지학과 석사과정 4학기

E-mail: suduk@ajou.ac.kr

Tel : (031)219-2689

3) Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market(OJ L 283, 27.10.2001, p. 33).

4) 산업자원부, 2004, 산업자원부의 에너지 정책방향 및 과제 참조

액지원제도는 2012년까지 차액지원금의 누적 총액이 약 3조원으로, 현재의 전력기반기금에서는 지속적인 지원이 어려울 가능성이 있다고 지적하고 있다.

이와 같은 문제의 대안으로 검토되고 있는 RPS(Renewable Portfolio Standards)제도는 가격결정에 정부 개입을 최소화하고, 신재생에너지 생산자에게 시장경쟁을 통한 지속적인 비용절감의 유인을 제공한다는 점, 그리고 최종소비자가 추가비용을 부담하게 됨으로써 차액보전을 위한 자금 확보 등이 문제되지 않는다는 점이 긍정적인 효과로 평가되고 있다(Berry 외, 2001). Sawin외(2003)와 Wagner(2000)는 RPS제도가 상당한 사전 준비작업이 필요하고, 관리의 복잡성에 따른 높은 행정비용 및 시간비용을 초래할 수 있다고 하였다. 또 Lauber(2003)는 RPS가 비용최소화 유인에 따라 관련기술이나 시장이 충분히 성숙되지 않은 경우, 해외기술도입에 의존하게 될 것이라고 하였고, 서세욱(2004), 김유진외(2004)는 RPS를 통한 시장의 효율성을 추구하기 위해서는 먼저 관련시장의 형성이 전제되어야 하고, 이를 위해 FITs(Feed-in Tariffs)를 먼저 도입한 후 RPS로 전환하는 유럽의 경험을 참고할 필요성을 지적하고 있다.

FITs란 정책적으로 결정된 가격수준에서 의무대상자가 생산된 신재생에너지 전력량을 우선적으로 구매하고 모든 비용은 소비자에게 전가하는 방식의 제도이다. 이 제도를 통해 해외에서 단기에 신재생에너지 발전설비용량과 발전량 증대를 이룬 성공적 사례들이 있다는 점이 제도의 도입을 지지하는 증거가 되고 있다.

Grotz외(2005)는 독일과 스페인이 FITs를 시행함에 따라 유럽15개 국가의 전력시장에서 2004년 신규 설치된 설비의 72%를 차지하고 있음을 지적하고 있으며, Millais(2003)는 풍력산업 발전의 고용창출효과를 주장하고 있다. 또한 Lauber(2003)와 Menanteau외(2003)는 FITs에서는 가격이 고정되어 있음에 따라 기술발전에 따른 비용 인하가 직접적으로 사업자의 수익이 되기 때문에 기술혁신을 유도하는 면이 있음을 설명하고 있다. Sawin외(2003)도 FITs가 안정적으로 투자를 계획할 수 있게 하여 투자를 증대시킴으로써 업체와 프로젝트의 규모를 다양화 시킨다는 점을 들어 이 제도가 개발도상국에 적합함을 주장하고 있다. 그러나 Wisser외(2002)는 적정 가격수준 결정의 어려움과 기 결정된 기준가격의 경직성 등을 이유로 FITs를 비판하고 있다. 그러나 Lauber(2003)는 FITs를 추진하고 있는 독일과 프랑스, 포르투갈 등은 기술과 시장 변화에 대응하여 신재생에너지에 대한 기준가격을 전반적으로 조정하고 있기 때문에 비용과 가격 문제를 보완할 수 있다고 주장하고 있으며, Menanteau외(2003)도 해마다 일정비율로 낮아지는 기준가격의 도입은 일정조건 하에서 기준가격제도와 경쟁입찰제도가 비슷한 효과를 갖게 된다고 설명하고 있다.

본 연구는 외국의 신재생에너지 보급정책을 검토하여 국내 발전차액지원제도의 문제점을 분석해보고 독일의 FITs와 같이 소비자에게 비용을 부담하게 할 수 있는 적절한 기준가격을 산정하는 방법에 대해 알아보려고 한다.

2장에서는 신재생에너지보급의 필요성과 신재생에너지 보급현황을 살펴보고, 3장에서는 외국의 신재생에너지 보급제도와 국내 발전차액지원제도를 검토해본다. 4장에서는 적절한 기준가격의 산정을 위해 독일, 프랑스의 가격산정방식을 살펴보고 국내의 기준가격산정과 관련된 연구들을 소개한다. 마지막으로 결론에서는 본 연구를 기반으로 향후 필요한 연구방향에 대해 간략히 지적한다.

2. 신·재생에너지전력 보급의 필요성과 국내외 신·재생에너지 보급 현황

2.1 유럽의 신·재생에너지 전력 보급 동향과 국내 신·재생에너지전력 보급의 필요성

기후변화협약으로 환경문제에 대한 관심이 커짐에 따라 온실가스 배출 저감의무를 부여받은 유럽 및 선진 외국들은 의무이행 방법 중 하나로 신·재생에너지를 이용한 전력을 보급하기 위해 노력을 기울이고 있다.

이러한 배경에는 에너지부문이 타 부문에 비해 온실가스 배출 기여도가 크고, 그 중에서도 전력생산을 위한 에너지사용이 가장 큰 온실가스 배출 비중을 차지하고 있기 때문에(그림 1. 참조), 전력생산부문의 친환경시스템 도입 필요성에 대한 공감대가 확산되고 있는 점을 들 수 있다(EEA 2005).

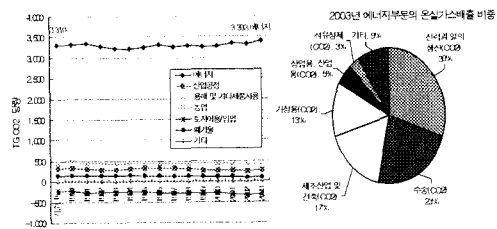


그림 1. EU-15의 1990~2003년까지의 에너지부문 온실가스 배출 현황

자료: EEA(2005) 참조, 재편집

UNFCCC의 메카니즘 하에서 기후변화에 대한 대응으로도 신·재생에너지 보급 필요성이 제기 되고 있다. 신·재생에너지는 전통에너지와 달리 연소과정 중 온실가스를 배출하지 않기 때문에 교토메카니즘 중 하나인 CDM(Clean Development Mechanism)에서는 대상 사업 중 하나로 신·재생에너지사업을 인정하고 있다. CDM에서는 사업을 수행하여 발생하는 이익이

- 5) UNFCCC 관련 사례: (AM0004) Grid-connected biomass power generation that avoids uncontrolled burning of biomass. (AM0005) Small grid-connected zero-emissions renewable electricity generation, (AM0007) Analysis of the least-cost fuel option for seasonally-operating biomass cogeneration plants, (AM0015) Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid(AM0019) Renewable energy projects replacing part of the electricity production of one single fossil fuel fired power plant that stands alone or

소요비용보다 낮아 상업적으로 추진이 불가능한 사업이 온실가스배출 감축실적에 따른 Credit을 판매하여 상업성을 추가 확보할 수 있도록 돕고 있다. 이에 따라 유럽은 'EU's 2001 directive'를 통해 신·재생에너지를 이용한 발전 전력의 보급을 권고하고 있다(EC, 2004).

온실가스의 배출의 저감수단으로서 뿐 아니라 신·재생에너지는 자국 내에서 생산이 가능하다는 점에서 화석에너지의 대의존도가 50%이상인 유럽에서 대의존도를 낮출 수 있는 대안으로도 고려되고 있다.

우리나라는 온실가스 배출량이 2004년 현재 세계 9위를 차지하여 환경적으로 큰 문제를 가지고 있으며, 기후변화협약에 따른 의무부담을 지게 될 경우 경제적으로도 큰 타격이 예상된다. 우리나라는 에너지부문에서의 온실가스 배출 기여도가 전체산업부문 중 88.7%이며, 전력생산의 에너지이용이 큰 부분을 차지하기 때문에 온실가스를 효과적으로 감축하기 위해서는 신·재생에너지를 이용한 발전량을 확대하는 것이 가장 효과적일 것으로 생각된다. 또한 높은 에너지 해외의존도도 신·재생에너지발전 전력의 필요성을 간접적으로 보여준다.

2.2 국내외 신·재생에너지의 보급현황

현재 유럽은 신·재생에너지 전력보급확대를 위한 자발적인 노력의 결과 2002년 현재 신·재생에너지원을 이용한 전력생산의 비중이 약 13%⁸⁾를 나타내고 있다.

우리나라 역시 최근의 유가급등과 기후변화협약 대응 등 신·재생에너지의 중요성을 인식하여 신·재생에너지에 대한 투자를 활발히 하고 있으나 현재까지 보급수준은 미미한 것으로 나타나고 있다. 표 1은 1993년 이후 그 절대치와 1차에너지에 대한 구성비가 증가세를 보이고 있으나 전체발전량 대비 신·재생 발전량은 0.097%, 신·재생 대체에너지전체에 대해 발전량 비중은 0.89%로 매우 미미한 수준을 나타내고 있다.

표 1. 2002년 대체에너지발전량 실적

(단위 : TOE)

	태양광	풍력	폐기물 소각발전	LFG	소수력	신·재생전체(A)	총발전량(B)	(A/B) %
신·재생전체(A)	673	370	27255	1670	2765	28875	-	-
신·재생발전(B)	50	129	821	606	933	2585	25325	0.09764
비율(B/A) (%)	7.57	34.39	0.30	5.21	34.39	0.89	-	-
신·재생발전(MWh)	5927	1480	9562	7078	11059	23778	3164464	0.0764

주 : 1MWh = 859845.2kcal = 0.08598452 TOE

자료 : 산업자원부(2005), '신·재생 전원설비의 전력수급계획 적용방안'

3. 신·재생에너지전력의 보급 확대를 위한 보급정책

3.1 국내외 신·재생에너지전력 보급지원 제도

한국은 대체에너지개발및이용보급촉진법(2003)⁹⁾을 제정하고, 대체에너지이용발전전력기준가격지침(2002제정, 2004개정)¹⁰⁾을 통해 발전차액지원제도를 시행하고

있다. 대체에너지발전전력의 차액지원제도는, 대체에너지발전의 경제성을 보장하기 위하여 대체에너지 발전전력에 대해 정부가 정한 기준가격과 전력거래가격간의 차액을 지원하는 제도라 정의된다. 대체에너지이용 발전전력의 기준가격 지침 제 4조 3항에 의거하여 차액지원금은 다음 식과 같이 계산되어진다.

$$\text{차액지원금} = (\text{기준가격} - \text{월 가중평균 계통한계가격}) \times \text{발전량}$$

발전전력의 도입을 위한 기준가격 설정 방법은 기존 자료의 부족으로 석유 대체 차원에서 중유 발전설비 이용률에 따른 발전 회피 비용을 기준으로 잠정 책정된다(태양광 제외). 자가용 설비의 경우에는 표 2에서 보는 것처럼 계통한계가격(SMP) + 일반발전기 용량정산금(CP)으로 계산된다.

기준가격의 적용기간은 풍력과 태양광은 상업운전 개시일로부터 총 15년이며, 나머지 에너지원은 5년간만 적용된다.

표 2. 적용대상 전원별 기준가격

대상전원	설비기준	기준가격(원/kWh)		
		자가용설비	사업용설비	
태양광	3kW이상	716.40		
풍력	10kW이상	계통한계가격(SMP) + 일반발전기 용량정산금(CP)	107.66	
소수력	3MW이하	계통한계가격(SMP) + 일반발전기 용량정산금(CP)	73.69	
조력	-	62.81		
매립지가스	50MW이하	계통한계가격(SMP) + 일반발전기 용량정산금(CP)	20MW 미만	65.20
			20MW 이상-50MW 이하	61.80
폐기물소각(RDF 포함)	20MW이하	계통한계가격(SMP) + 일반발전기 용량정산금(CP)		

출처: 대체에너지 이용 발전전력의 기준가격지침(2002)

주: 전기사업법 제31조 제2항, 동법 시행령 제19조 제2항에 따라 자가용전기설비를 설치한 자가 전력시장에서 전력거래를 할 수 있는 경우는 자가 생산한 전력의 연간 총 생산량의 50%미만의 범위 안에서 전력을 거래함.

supplies to a grid, excluding biomass projectsACM0002: Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources

- 6) 김진오, 2004, '신·재생에너지 정책비전' 참조
- 7) 에너지경제연구원, 2002, '기후변화협약 및 교토의정서 대응전략 연구' 참조
- 8) EU energy and transport in figures: Statistical pocketbook 2004. 그림참조
- 9) 대체에너지 개발 및 이용 보급촉진법, 2003년 5월 27일 제정(법률 제06885호), 2004년 3월 29일 개정(대통령령 제18344호)
- 10) 대체에너지이용 발전전력기준가격지침 2002년 5월 27일 제정(산업자원부고시 제2002-108호) 2004. 10. 20일 개정(산업자원부고시 제2004-104호)

3.2. 외국의 신·재생에너지전력 보급지원 제도

신·재생에너지전력 보급지원제도에는 가격을 기준으로 규제되는 FITs와 보급량을 규제하는 형태인 RPS와 경쟁입찰제도가 있다.

경쟁입찰제는 정부가 달성해야 할 총 신·재생에너지발전 설비용량이나 비율을 명시하면 신·재생에너지 발전사업자가 자신의 한계비용 조건을 고려하여 계약입찰가를 제출하는 형식의 제도이다. 영국은 비화석연료 의무제(NFFO; Non-Fossil Fuel Obligation), 프랑스는 EOLE 2005를 통해 실시하였으나 재정부담의 증가, 기술의 편재성 등의 문제로 표 3과 같이 각각 RPS제도와 FITs제도로 전환하고 있다.

FITs제도는 독일, 스페인, 덴마크 등 유럽에서 가장 보편적으로 사용되어온 제도로 독일에서 가장 성공적으로 운영되어 독일방식이 기본원형으로 쓰이고 있기 때문에 독일식 FITs라고도 한다. 1991년부터 발효된 “전력매입법(EFL)”의 시작과 함께 시행된 FITs 제도는 전력망 운영자에게 전체공급전력의 5%까지 신·재생에너지 발전전력을 구매하도록 의무를 부여하고 바이오매스(설비용량 5MW까지), 소수력, 매립가스(0.5 MW까지)등의 구매가격은 최종소비자 평균전력가격의 80%, 풍력과 태양광은 평균전력가격의 90%로 책정하였다. 그러나 1998년 전력시장 자유화에 따라 전력가격이 하락하면서 소비자의 평균전력가격에 기초해 책정되는 기준보장가격도 하락하여 신·재생발전사업자들의 투자수익률 보장 불확실성에 따른 위험이 발생함에 따라 2000년 4월, “재생에너지법(EEG)”이 제정(동법 개정 2004년 8월)되었다.

표 3. 신·재생에너지 보급정책

인센티브제도 국가	가격규제	보급량규제	
	Feed-in tariffs	의무할당제 (RPS)	경쟁입찰제도
독일	○		
스페인	○		
미국	○	○	
덴마크	○	○	
이탈리아	○	○	
영국		○	○
오스트리아		○	
포르투갈	○		
그리스	○		
스웨덴		○	
프랑스	○		○
일본	○	○	
한국	○		

현재 독일에서 운영되고 있는 FITs는 그림 2와 같이 정부가 계통운영자에게 지역 내 신·재생에너지 발전전력을 전량 구매하도록 의무를 부과하면, 계통운영자는 의무에 따라 정책적으로 책정된 고정가격수준에

서 근거리 지역 신·재생 에너지 발전사업자로부터 신·재생전력을 전량 구매하여 비용 상승분만큼 최종소비자에게 전가시켜 판매가 이루어진다. 또한 전 지역의 모든 계통운영자들과 소비자들이 이러한 매입의무와 비용을 동등하게 부담하게 하기 위하여 평균비율(신·재생매입비율의 전체 평균)보다 많이 받아들인 계통운영자는 그보다 적게 받아들인 다른 송전망 운영자에게 그 운영자가 평균비율에 도달할 때까지 신·재생에너지 구입 및 지불을 요구할 수 있다고 규정하여 서로 차이 나는 부분을 상쇄하도록 하고 있다.

고정가격은 신·재생에너지의 형태, 발전소의 규모, 기술 수준, 입지 조건을 기준으로 차별적으로 책정되며, 점차적으로 낮게 조정하고 있다. 예를 들어 2005년부터 가동 되는 신규설비의 경우 태양광은 매년 5%, 바이오매스는 1.5%, 풍력은 2%씩 가격을 인하함으로써 시장의 환경변화에 따른 비용인하가능성을 가격에 내재화시키기 위해 노력을 기울이고 있다.

그러나 FITs는 시장에서 가격이 결정되지 않는 한계가 있기 때문에 표 3과 같이 일부 FITs를 시행해오던 미국과 덴마크 등의 국가는 시장기반의 제도인 RPS로 전환하고 있다.

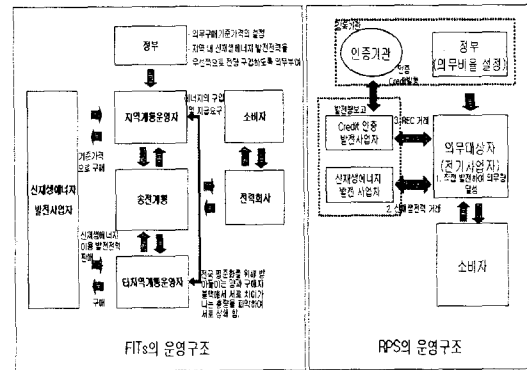


그림 2. FITs와 RPS의 운영구조

자료 : 독일재생에너지법(2004년 8월개정서), 서세욱(2004) 참조 재편집

RPS는 정부가 발전사업자나 전기판매사업자에게 총 발전량 또는 판매량의 일정비율 또는 일정량을 신·재생에너지로 충당하도록 의무화하는 제도로 신·재생에너지 인증서 거래(Tradable Renewable Energy Certificates: TRECs)와 병행하여 실시된다. 의무량의 과소/과대 부분이 시장에서 거래되어 가격이 시장을 통해 결정되고, 모든 비용은 소비자가 부담하게 되는 방식이다. 의무 대상자는 의무대상사업자가 직접 신·재생에너지 발전설비를 갖추어 의무할당량을 확보하거나, 신·재생에너지 발전사업자로부터 신·재생에너지전력을 구매하여 의무할당량을 충당할 수 있으며, 또한 인증기관에서 발행한 REC(Renewable energy credits)를 Credit시장에서 구매하는 방법으로 의무를 이행할 수 있다.

RPS는 시장의 기능에 따라 가격이 책정되어 비용 최소화를 꾀할 수 있다는 장점이 있으나 성공적으로 운영되기 위해서는 그림 2와 같이 일반 전력시장과

Credit시장이 존재해야하며, 각종 복잡한 제도적인 기반과 규정이 필요하다. 필요한 관련 규정 및 제도적 기반에는 (1) 에너지원별로 적정한 목표량의 설정 (2) 의무대상자의 선정 (3) 의무불이행에 따른 패널티의 적정수준결정 (4) 인증서 및 크레딧의 거래가능성 규정 (5) 인증서 발행기관의 선정 (6) 거래기간과 거래가격 설정 (7) 인증서의 발급 및 통제, 인증서 거래의 감시 및 감시기관의 설정 등의 여러 복잡한 절차가 필요한 것으로 나타나고 있다(Sawin외, 2003).

이러한 문제에 따라 대부분의 국가들은 다른 제도를 먼저 시행한 후 단계적으로 RPS제도를 도입하고 있다. 표 3을 보면, 현재 RPS를 추진하고 있는 국가는 미국, 덴마크, 일본, 이탈리아 등이며, 대부분 먼저 FITs를 시행한 후 RPS를 추진하고 있다. 이는 제도적 기반이 없을 경우 RPS가 추진되기 어려움을 간접적으로 시사한다고 볼 수 있다.

3.3 FITs와 RPS를 통해 본 발전차액지원제도의 재검토

현재 도입된 발전차액지원제도는 앞서 살펴본 바와 같이 회피비용 방식으로 가격을 산정하고 있어 각 신·재생에너지의 적정한 구매가치를 반영하고 있지 못하며(조인승, 2004), 기준가격의 보장기간도 짧아 높은 초기 투자비의 회수전망이 불투명하여 시장에 신뢰를 줄 수가 없다는 문제가 나타나고 있다. 또한 발전차액지원제도에서 기준가격과 전력거래가격간의 차액지원금은 전력산업기반조성기금을 통해 지원되는데, 신·재생에너지 목표량을 달성하기 위해 필요한 차액지원금은 계속해서 증가될 것으로 예상되고 있어 지속가능한 지원문제가 나타나고 있다. 표 4는 신·재생에너지 연간 목표량을 달성하기 위해 필요한 신·재생에너지 개발보급 연차별 소요예산으로 보급목표치를 달성하기 위해서는 개발비, 보급비, 용자 등을 모두 합해 2012년까지 11조 8726억 원이 필요하며 이 중 발전차액지원제도에 의해 정부가 지원해야 할 차액지원금은 3조 256억원으로 잠정 추산되고 있다.

표 4. 공급목표달성을 위한 연차별 소요예산

(단위: 억원)

구분	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	계
○ 개발부문	950	1,130	1,405	1,625	2,025	2,460	2,895	3,335	3,820	19,645
- 기술개발	650	755	1,005	1,110	1,275	1,560	1,945	2,300	2,670	13,270
- 실증연구	200	225	235	315	450	550	600	650	700	3,925
- 성능평가	100	150	165	200	300	350	350	385	450	2,450
○ 보급부문	1,670	2,110	3,412	3,824	5,352	7,217	8,888	12,108	14,280	58,861
- 차액지원	165	485	827	1,319	2,217	3,297	4,918	7,643	9,445	30,256
- 보급보조	1,565	1,625	2,585	2,505	3,135	3,920	3,970	4,465	4,835	28,605
소 계	2,620	3,240	4,817	5,449	7,377	9,677	11,783	15,443	18,100	78,506
○ 보급용자	900	1,340	1,800	2,280	3,300	4,100	6,300	10,600	9,600	40,220
합 계	3,520	4,580	6,617	7,729	10,677	13,777	18,083	26,043	27,700	118,726
○ 민간투자	1,300	4,900	7,000	9,000	12,400	18,300	21,700	28,500	30,100	133,200

자료: 산업자원부(2003)

이에 비해 표 5에 전력산업기반조성기금의 제1차 계획기간(2003~2005년)의 투자계획을 보면 대체에너

지에 대한 지원을 포함하고 있는 타에너지지원사업 항목은 전체기금의 24%로 이 중 대체에너지발전지원을 위해서는 2.8%가 소요될 전망이다. 결과적으로 2003~2005년 동안 전체 전력산업기반조성기금에서 대체에너지지원에 소요될 예산은 0.68%에 지나지 않으며 현재 상황으로는 전력기반기금을 통한 차액지원금의 지원이 지속되기 힘들 것으로 나타나고 있다(윤순진, 2003).

표 5. 전력산업기반조성기금 투자계획

(단위: 억원)

구분	2003년	2004년	2005년	합계
전력수요관리사업	1,433	1,669	1,940	3,102
전력산업연구개발사업	1,161	1,431	1,699	2,592
전력산업인프라구축지원사업	409	536	678	945
보편적전력공급지원사업	866	848	825	1,714
발전소주변지역지원사업	1,895	1,717	1,310	3,612
전기안전관리지원사업	810	830	850	1,640
전원개발지원사업	600	800	1,000	1,400
타에너지지원사업				
- 국내무연탄발전지원사업	1,586	1,369	1,452	4,407
- LNG발전지원사업	-	-	-	-
- 열병합발전지원사업	1,188	1,069	732	2,989
- 대체에너지발전지원	62	70	80	212
합 계	2,836	2,508	2,264	7,608
기금관리비 및 사업운영비	78	87	96	165
합 계	10,763	11,204	11,759	21,967

자료: 산업자원부(2002)

현재 우리나라에서는 이와 같은 문제점을 인식하고 RPS의 도입을 검토하고 있다. 앞에서 살펴본 것처럼 RPS제도는 시장기능에 따라 자원의 효율적 배분을 달성할 수 있는 가격이 결정된다는 장점이 있으나 시장이 제대로 기능하기 위해서는 Credit시장과 신·재생 전력시장이 형성되어야 하며, 관련된 여러 가지 장치들이 마련되어야 한다. RPS가 신·재생에너지의 기술이나 관련 시장이 충분히 성숙되지 않을 경우 비용 최소화 유인에 따라 해외기술도입에 의존하게 만든다는 비판(Lauber, 2003)도 있음을 고려할 때, 현재 우리나라의 신·재생에너지 기술자립도와 시장발전 상황에서는 기대만큼의 성과를 달성하지 못할 가능성이 있다. 따라서 FITs제도를 시행하여 신·재생에너지전력시장을 형성한 후 RPS제도를 도입하고 있는 유럽의 경험으로 비추어 볼 때, 우리나라도 먼저 독일의 FITs를 추진하여 충분히 시장이 발전된 후 단계적으로 RPS제도를 시행하는 것이 한 가지 방법이 될 수 있다.

FITs제도는 기준가격이 충분히 높게 책정되어 비용회수와 개발투자를 촉진시킴에 따라 단기에 빠르게 신·재생에너지 전력량을 확보할 수 있으며, 모든 비용이 소비자에게 전가됨으로써 정부의 보조금 부담이 작다는 점에서 장점이 있다. 비록 FITs가 시장에서 가격이 형성되지 않아 효율적인 가격이 되지 못한다는 문제와 투자증가 및 기술진보에 따른 비용의 하락이 가격에 재빨리 반영되지 않는 문제 등의 이유로 비판을 받고 있으나 독일은 정기적인 가격조정 및 가격인하규정 등을 둠으로써 이러한 문제를 보완하고 있다. 따라서 독일의 FITs와 같은 각 기술원의 발전원가를 고

려한 가격책정방식을 자세히 연구해 볼 필요가 있다.

4. FITs하에서의 적정기준가격 산정방법

앞에서 살펴본 바와 같이 회피비용 산정방식으로는 신·재생에너지를 지원하기에는 무리가 있으며, 현재 책정된 가격수준에서는 보조금 부담문제가 관련 예산확보의 문제를 발생시킬 것으로 예상된다. 이런 측면에서 볼 때, 신·재생에너지의 특성을 고려하여 적정한 가격을 산정하고 이 비용부담을 실제소비자에게 전가하는 독일의 FITs가 현 상황에서 고려해 볼만한 대안 중에 하나이다.

독일의 FITs의 구체적인 가격 수식모형은 확인되지 않으나 기본적으로 발전원가산정방식으로 기준가격이 도출된다. 발전원가산정방식이란 전력생산을 위해 지출된 총비용을 생산된 전력량으로 나누어 발전원가를 산정하는 방식이다. 독일의 기준고시가격은 표 6과 같으며, 기술별, 규모별로 차등한 가격을 책정한다.

표 6. 독일의 의무구매 기준가격(2004년 8월 개정서)

(단위: 원/kWh)

	기술	보장 비용	보장 기간
매립지 가스	500kW 이하	99.1	20년 연간 감소비율: 1.5%
	5MW 이하	85.9	
	5 MW 이상	85.9	
수력	500kW 이하	-	15~30년 연간 감소비율: 1% (2005년부터 가동되는 신규설비)
	5/10MW 이하	99.1/124.9	
	20MW 이하	85.9	
	50MW 이하	78.8	
	150MW 이하	58.9 47.8	
바이오 매스	150kW 이하	-	20년 연간 감소비율: 1.5% (2005년부터 가동되는 신규설비)
	500kW 이하	148.5	
	5MW 이하	127.9	
	5MW 이상	115.0 108.5	
지열	5MW 이하	-	20년 연간 감소비율: 1% (2010년부터 가동되는 신규설비)
	10MW 이하	193.7	
	20MW 이하	180.8	
	20MW 이상	115.6 92.5	
풍력	육상지역 초기비용 (최소 5년)	112.4	20년 연간 감소비율: 2% (육상지역은 2005년, 해상지역은 2008년부터 가동되는 신규설비)
	초기비용 적용기간 이후의 적용비용	71.0	
	해상지역 초기비용 (12년 또는 그 이상)	117.5	
	초기비용 적용기간 이후의 적용비용	80.0	
태양광 (Solar radiation)	30kW 이하	741.4	20년 연간 감소비율: 5% (2005년부터 가동되는 신규설비) non-built up areas은 2011년부터 가동되는 신규설비의 감소비율이 6.5%로 증가
	100kW 이하	705.2	
	Facade bonus (cladding)	697.5	
	Non-built up area	64.6	

자료: 독일 재생에너지법 개정(2004.8) "www.wind-energie.de"

주: * 유로환율: 1EUR = 1291.65원(2005년 9월 12일 기준)

** 2004년 8월 개정된 EEG법에서는 기존에 유지 보수비용이 비싸 1년째 구매가격 적용기간으로 9년을 적용했던 영해 기준선으로부터 바다 쪽으로 적어도 3해리 이내에 설치된 풍력발전기의 1단계 구매가격 적용기간을 기존 9년에서 12년으로 늘리고, 2006년 이전에 설치된 풍력발전기에만 적용된 차액을 2010년 이전에 설치된 풍력발전기로 차적조건을 완화하였다.

독일에서 풍력발전은 이미 큰 성과를 이루어 내

고 있고, 발전원가 면에서도 전통에너지원과 경쟁할 수 있을 정도이기 때문에 인센티브를 줄이기 위해서 가격시스템을 복잡하게 조정하고 있다. 가격은 두 가지 방법으로 조정되는데 한 가지는 위치에 따른 차별적인 가격적용방식이고, 다른 하나는 기준발전량 차이에 따른 가격적용방식이다. 위치에 따른 가격적용 방식은 육상지역과 해상지역별로 위치를 나누어 해상지역에 설치된 풍력발전기의 유지 및 관리의 어려움을 고려하여 해상지역에 더 높은 가격을 지원해준다. 육상지역은 최소 5년간 고가격인 1단계가격으로, 해상지역은 최소 12년 동안 1단계가격을 지원받고 그 이후에는 2단계가격을 적용한다. 기준발전량법은 1단계가격의 적용기간을 조정하는 방식으로 그림 3과 같이 나타낼 수 있다. 기본적으로 최소 5년간은 1단계가격을 적용하며, 5년 이후부터는 발전량이 기준발전량의 150% 이상이면 2단계가격을 적용받고, 100%일 경우 최대 16년까지 1단계가격을, 60%이하일 경우 20년 동안 1단계가격을 적용해주는 방식으로 가격을 조정해주고 있다.³⁾

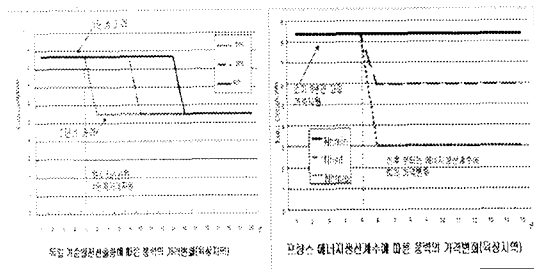


그림 3. 독일과 프랑스의 풍력발전의 가격 변화(육상 풍력)

자료: http://www.wind-fgw.de/eeg_referenzertrag.htm, <http://www.wind-works.org/> 의 데이터 이용 재구성

독일과 마찬가지로 FITs제도를 시행하고 있는 프랑스는 수익성지수법(PIM; Profitability Index Method)을 이용해 기존 화석연료발전사업자들과 동일한 수익성을 신·재생에너지 사업자에게 줄 수 있는 기준가격을 도출하고 있다. 프랑스의 가격산정방식 또한 총비용을 에너지생산계수로 나누는 발전원가산정방식으로 계산된다.

프랑스의 수익성지수(PI)는 순현재가치(NPV)를 초기투자비(I)로 나눈 값으로 계산되며, 신·재생에너지발전소의 비용조건 수준에서 기존 화석연료발전소와 동일한 수익성을 줄 수 있는 최소 수익성지수(PI)를 0.3으로 가정하고 있다.(Chabot 2001). 이 최소 수익성지수와 설비투자에 대한 연간 고정비의 이자를 감안하기 위한 자본회수계수, 단위 출력 당 초기투자비, 유지보수비율 등을 감안해 총비용을 고려하

3) 우리나라와의 기준고시가격인 표 2와 비교해보면 풍력의 1단계 가격수준은 독일이 우리나라보다 4.7(육상)-9.84(해상)원 정도 비싼 편이며 2단계가격은 우리나라보다 독일이 27.6(해상)-36.66(육상)정도 싼 것으로 나타나고 있다.

고 에너지 용량계수로 나누어 초기 5년간 고정적으로 지원되는 1단계가격인 T_1 을 계산한다. 5년 이후부터 15년까지 지원되는 2단계가격인 T_2 값은 그림 3과 같이 에너지산출량 계수의 수준에 따라 차별적으로 결정된다. 2001년 프랑스는 이 수익성지수법을 이용해 수익성지수 0.3에 해당하는 풍력의 기준가격을 산정하고 있으며, 산정된 기준고시가격은 표 7과 같다. 프랑스의 풍력의 초기 고가격(T_1)은 108.2원으로 우리나라기준고시가격인 107.66원보다 약 0.54원 높은 것으로 나타나고 있다.

독일과 프랑스의 FITs는 발생하는 비용을 모두 소비자에게 부담시키고 있으며, 위와 같은 가격조정을 통해 소비자의 비용부담을 최소화하기 위한 노력을 기울이고 있다.

표 7. 프랑스의 Advanced renewable tariff 요금 체계(2001년 계약된)

(단위: 원/kWh)

기술	Advanced renewable tariff			
지역	프랑스지역내	98.4		
	해외지역	102.4		
바이오에너지	-	90.4		
태양광	(프랑스지역내)	197.0		
	(해외지역)	394.0		
바이오가스	(6MW 수준 이상의 유닛 파워)	58.1		
	(2MW 수준 이하)	73.9		
도시고형 폐기물(MSW)	여름	22.5		
	(겨울)	48.0		
	프랑스지역내	39.4		
	(해외지역)	48.0		
CHP 발전소	-	4.0~7.5		
소수력 발전소	Option 1	500kVA	78.8	
		500kVA 이상	70.9	
	Option 2	겨울	500kVA 이하)	108.8
			500kVA 이상	97.9
		여름	500kVA 이하	57.5
			500kVA 이상	51.8
해상 풍력 (onshore)	프랑스 지역	첫해 5년간	$T_1 = 108.2$	
		에너지용량계수 2000h 이하	$T_2 = 108.2$	
		3600h 이상	$T_2 = 39.4$	
	해외지역	첫해 5년간	$T_1 = 118.2$	
		에너지용량계수 2050h 이하	$T_2 = 118.2$	
		3300h 이상	$T_2 = 59.0$	

자료 : www.renewable-energy-policy.info/relec/france/policy/feed-in_tariff

주 : * 유희환율 : 1EUR = 1291.65원(2005년 9월 12일 기준)

우리나라도 현재 발전원가 산정방식을 이용한 신재생에너지발전 전력의 기준가격을 산정하는 연구가 진행되고 있다. 표 8은 대관령 풍력단지과 조선대학교 기숙사의 에너지생산량과 비용조건 등을 고려하여 산정된 가격과 이익준, 김정완 외(2004) 산업자원부 연구보고서에서 도출한 각 에너지원별 생산 및 발전원가를 표로 정리한 것이다. 도출된 가격수준은 풍력은

79~373원, 태양광 634~1275원, 소수력 57.7~153.9원, 조력 60.8~80.62원으로 독일의 가격(표 6.참조)인 풍력 71~112.4원, 태양광 697.5~741.4원, 수력 47.8~124.9원보다 매우 높은 수준을 나타내고 있다.

대관령풍력단지의 Case는 하정우(2005)의 대관령 풍력단지 Data를 인용하여 순현재가치법과 내부수익률법을 이용하여 정상이윤을 보장해주는 적정수익률을 리보금리(2.15%)⁴⁾ + 4%⁵⁾로 가정하고 이를 만족하는 가격을 도출하였다. 분석은 산업자원부(2005)의 “신재생에너지시스템 경제성분석 프로그램 개발 및 적용방안 연구”로 개발된 “신재생에너지 경제성분석 프로그램⁶⁾”을 이용하였으며, 가격의 산정모형은 다음 식과 같다.

$$NPV = \sum_{i=0}^n \left[\frac{B(i) + GHG(i)}{(1+r)^i} \right] - \left[\sum_{i=0}^n \frac{C(i) + OM(i)}{(1+r)^i} \right]$$

식에서 $B(i)$, $GHG(i)$, $C(i)$, $OM(i)$ 은 각각 i 번째 년도의 전력판매수입, 온실가스 저감 수입, 초기투자비, 연간 유지보수 비용을 나타내고, r 과 n 은 각각 할인율과 풍력터빈의 예상수명을 의미한다. 기준가격은 전력판매수입의 항목으로, $B(i)$ 는 전력생산량과 기준가격의 곱으로 계산되어 진다. 에너지생산량은 Weibull분포를 통해 계산된다(하정우, 2005 참조).

조선대학교 기숙사의 계통연계형 태양광 발전시스템의 기준가격도 같은 방식을 통해 계산되었으며, 관련된 자료는 산업자원부(2005) 연구보고서의 DATA를 인용하여 가격을 도출하였다. 역시 신재생에너지 경제성분석 프로그램을 이용해 기준가격을 분석하였는데, 이 프로그램에는 풍력의 기준가격분석은 있으나 태양광의 기준가 분석은 없기 때문에 내부수익률이 5.77%일때의 전력가격과 6.26%일때의 전력가격결과를 근거로 내삽법(Interpolation)을 통해 내부수익률 6.15%를 만족하는 기준가격을 도출하였다.

대관령 풍력단지 Case와 조선대학교 기숙사 태양광 발전시스템의 Case는 도출된 가격을 평균화할 수 없고 사용된 자료도 국내 Data의 부족으로 해외자료를 인용하였기 때문에 정확한 기준가격이 되지 못한다는 문제가 존재한다. 그러나 실제 설치된 설비조건을 고려하여 에너지생산량을 도출하여 기준가격을 분석하였다는 점에서 의의가 있다.

4) 유로리보금리 3개월 2004년 10월 15일 기준

5) 적정수익률은 초과이윤이 없는 상태의 투자수익률로 margin을 고려하여 책정되는데, 여기서의 margin은 프로젝트와 관련된 다양한 위험을 반영하는 지표로 신용도가 낮을수록 더 높은 가산금리가 붙게 된다. 정부에서 보증하는 프로젝트의 경우에는 보통 2%의 가산금리가 적용되나, 정부의 보증이 없는 프로젝트는 1~2%의 가산금리를 더 적용하여 4%로 책정된다. 따라서 4%의 margin은 금리의 상한선(Interest rate cap)으로 risk premium을 고려한 이자율이라 할 수 있다(Jung, 2002).

6) 프로그램의 각 에너지 생산 모형은 캐나다의 Retcreen의 알고리즘을 분석하여 계산되며, 경제성분석은 순현재가치법과 내부수익률법을 이용하여 계산 된다.

표 8. 국내 신-재생에너지원의 발전원가 검토

case	프로젝트 크기	에너지 생산량	초기투자비	유지보수비	할인율	설비이용률	가격 또는 발전 및 생산원가(원)										
							GHG거래인정	95%									
대관령 풍력단지 660kW급	20년	5750MWh	1343유로 kW*	0.015유로 kW	6.15%	N.A	거래없음	102.9									
			1150유로 kW**	0.015유로 kW	6.15%	N.A	거래인정	84.6									
20kW급	20년	N.A	kW당 5000원 (10kW × 2기, 1억원)	초기투자비의 3%	7%	20%	3%	373									
								25%	298								
								30%	249								
750kW급	20년	N.A	kW당 2000원 (15억원)	초기투자비의 2%	7%	20%	12%	128									
								25%	102								
								30%	83								
2MW급	20년	N.A	kW당 1900원 (266억원)	초기투자비의 1.3%	7%	20%	12%	118									
								25%	95								
								30%	79								
조선대학교 기숙사 case (계통연계형)	30년	65.1MWh	653백만원	년간 1백만원	6.45%	N.A	779.9										
	20년	N.A	3kW, 3,250만원	초기투자비의 1%	7%	15.5%	98										
분리 독립형	30년	N.A	3kW, 3,250만원	초기투자비의 1%	7%	12.0%	127.5										
	30년	N.A	3kW, 3,250만원	초기투자비의 1%	7%	15.5%	89.1										
계통연계형	20년	N.A	10kW 9500만원	초기투자비의 1%	7%	12.0%	943	12.0%	1151								
								15.5%	730								
								15.5%	634								
	30년	N.A	10kW 9500만원	초기투자비의 1%	7%	12.0%	768	12.0%	769								
								15.5%	993								
								15.5%	667								
30년	N.A	3kW 3000만원	초기투자비의 1%	7%	12.0%	862	12.0%	112.4									
							15.5%	93.6									
							15.5%	138.5									
소수력	200kW	30년	N.A	건설단가 380만원 kW	초기투자비 5%	7%	50%	60%	93.6								
										3000kW	30~50년	N.A	건설단가 270만원 kW	초기투자비 3.63%	7%	25%	138.5
	3000kW	30~50년	N.A	건설단가 300만원 kW	초기투자비 3.63%	7%	50%	69.2									
									3000kW	30~50년	N.A	건설단가 300만원 kW	초기투자비 3.63%	7%	60%	57.7	
																	3000kW
3000kW	30~50년	N.A	건설단가 300만원 kW	초기투자비 3.63%	7%	30%	128.2										
								3000kW	30~50년	N.A	건설단가 300만원 kW	초기투자비 3.63%	7%	50%	76.9		
																3000kW	30~50년
수직형 지열 냉난방시스템 설치비용량 70 RT	40년	RT당 열생산량 3024(kcal RT 시간)	324백만원	설비투자비용에 대한 경비와 운영비 합당 50:50	7%	23.5%	운열 916										
								30년	3024(kcal RT 시간)	324백만원	설비투자비용에 대한 경비와 운영비 합당 50:50	7%	18.8%	운열 1073	냉열 1736		
																30년	3024(kcal RT 시간)
30년	3024(kcal RT 시간)	324백만원	설비투자비용에 대한 경비와 운영비 합당 50:50	7%	18.8%	운열 1150	냉열 1892										
								30년	N.A	낙찰가액기준 364192백만원	운전유지비율 2.35%	5%	23~24%	64.82	62.81		
																30년	N.A
30년	N.A	낙찰가액기준 38631백만원	운전유지비율 2.35%	7%	23~24%	80.62	78.49										
								30년	N.A	낙찰가액기준 38631백만원	운전유지비율 2.07%	7%	6.36	6.36			

자료 : 이의준, 김정완외(2004), 산업자원부(2005), "신-재생에너지시스템 경제성분석 프로그램 개발 및 적용방안의 연구" 참조 재편집

그 외의 발전원가 및 생산원가는 이의준, 김정완외(2004) 산업자원부 연구보고서에서 도출한 원가로 각 신-재생에너지원의 할인율별(6%~711%), 설비이용률별, 정부보조지원 여건별로 생산원가를 산정하고 있다. 생산원가 산정공식은 현재가치법을 이용하여 수명기간 동안 투입될 총비용을 현재화하고 설비수명기간동안 생산될 전기나 열에너지를 할인율로 할인하여 총현재 비용을 할인된 물량의 합으로 나누어 비용을 산정한다.

n 은 사업기간, Q_t 는 t 기의 생산물량, P_t 는 t 기에 생산된 전기나 열에너지의 단위당 가격, C_t 는 t 기에 투입된 총비용, r 은 할인율을 의미하며 사업기간동안 다른 요인이 변하지 않을 경우 생산원가는 비용의 현재가치와 수익의 현재가치가 같도록 만든

는 가격을 산정하여

$$P = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{Q_t}{(1+r)^t}}$$

와 같이 산정된다(이의준 김정완외, 2004). 여기서 P 는 원가에 근거한 판매단가를 의미한다. 표 8에 정리된 판매단가는 할인율이 7%일 때, 정부 보조지원이 없을 때의 경우만을 나타낸 것이다. 에너지생산량은 설비이용률로 계산되는데, 설비이용률은 연간 총 발전량을 동일 설비로 생산할 수 있는 연간 총 최대 발전 가능량으로 나누어 산정되기 때문에 설비이용률이 조금만 변화해도 기준가격이 크게 달라질 수 있다는 문제가 있다.12)

지금까지 살펴본 독일, 프랑스, 우리나라의 가격산정 및 적용방식에 관한 연구가격들은 에너지생산량을 고려하고 투입되는 총비용을 고려하여 가격을 산정한다는 점에서 모두 큰 차이가 없다. 다만 우리나라 가격산정방식의 연구에서 가격을 도출하기 위해 사용된 기본 data와 정보 등이 부족하여 정확한 에너지생산량과 비용조건 등을 고려한 가격이 되지 못한다는 문제가 확인되었다. 따라서 이러한 변수들에 대한 정보와 정밀한 통계자료만 확보된다면, 신-재생에너지의 원가를 반영한 가격을 산정하는 데는 문제가 없을 것으로 판단된다. 가격산정방식과 별도로 소비자에게 모든 비용을 전가하고, 에너지생산량별, 기간별로 가격을 조정하는 독일과 프랑스 FITs의 운영체제는, 전력산업기반 조성기금을 통해 차액지원금을 지원하여 정부의 부담이 가중되고 있는 발전차액지원제도의 문제 해결에 시사하는 바가 크다.

5. 결론

온실가스 감축 및 에너지공급안정성을 확보하는 데안 중 하나로 본 연구에서는 신-재생에너지를 이용한 전력을 확보할 수 있는 보급정책을 살펴보았다. 유럽은 신-재생에너지를 이용한 전력보급의 중요성을 인지하고 RPS, FITs등의 보급제도를 추진하고 있다. 우리나라도 신-재생에너지를 통한 발전량을 확보하기 위

7) 설비이용률은 연간 총 발전량을 동일 설비로 생산할 수 있는 연간 총 최대 발전 가능량으로 나누어 산정함.

설비이용률 = 연간 총 발전량(kWh) ÷ (설비용량(kW) × 24 시간 × 365일)(이의준, 김정완 외, 2004 참조)

8) 대관령의 실제 초기투자비 1,343€ /kW(1,908천원/kw), 강원도청 내부자료(하정우, 2005 참조)

9) 온실가스 저감권리 거래가 10€ / tCO₂으로 거래될 때(하정우, 2005 참조)

10) EWEA(2003)에 따라 초기투자비 1,150€ /kW로 가정(하정우, 2005 참조)

11) 한국전력의 발전소건설 투자비용 및 원가산정 시 적용하는 할인율(이의준 외, 2004)

12) 경험적 자료를 근거로 통계적 분석을 이용한 신-재생에너지 원별 설비이용률에 대한 추가적인 연구가 필요하다.

해 발전차액지원제도를 시행하고 있으나 기준가격의 산정기준의 문제, 장기적으로 지원가능한가의 문제 등이 지적되고 있다.

이러한 문제 해결에 대한 대안으로 검토 중인 RPS도 우리나라에 당장 도입하기에는 사전에 준비되어야 하는 것들로 일반 신·재생전력 거래시장, Credit거래시장, 각종 복잡한 제도적인 기반과 규정이 필요하다는 문제점이 확인 되었다. 또 미국, 덴마크, 이탈리아 등의 국가와 영국은 각각 FITs와 경쟁입찰제를 먼저 추진한 후 RPS를 도입하고 있으며, RPS만을 우선적으로 시도하고 있는 나라는 제한적임이 나타나고 있다. FITs제도는 시장기능에 의한 신·재생에너지의 가격결정이 이루어지지 않는다는 단점이 있으나, 독일과 같은 국가들은 신·재생에너지원별 특성을 고려한 가격산정방식, 기간에 따른 가격인하규정, 소비자에게 비용을 전가하는 시스템 등으로 문제를 보완하고 있다.

FITs 제도와 같이 신·재생에너지의 특성을 고려한 가격산정방식을 응용하여 볼 수 있는 여러 가지 가격산정방식들을 문헌을 통해 비교 검토해 보았다. 독일과 프랑스의 가격산정모형은 기본적으로 발전원가산정방식으로 우리나라도 신·재생에너지의 원가에 근거하여 가격을 산정하고 있는 연구가 진행되고 있기 때문에 정확한 통계적인 자료만 확보된다면 신·재생에너지 원별 특성을 고려한 가격을 산정하는 데는 무리가 없을 것으로 판단된다. 또한 궁극적으로 신·재생에너지 원을 이용한 발전과 관련된 비용을 소비자가 부담하게 하고, 이를 위해 기간별, 에너지생산별로 가격을 조정하고 있는 독일식 제도적 운영방식을 차용한다면, 현재 문제가 예상되고 있는 전력기반기금을 통한 지원금의 지원문제를 해결할 수 있는 대안이 될 수 있다.

참고문헌

- [1] Ackermann, T., Andersson, G. and Söder, L., 2001, "Overview of Government and Market Driven Programs for the Promotion of Renewable Power Generation", *Renewable Energy*, Vol. 22, pp.197-204.
- [2] Advocate general Jacobs, 2000, Opinion of Advocate General Jacobs delivered on 26 October 2000, Case C-379-98.
- [3] Akpınar, E.K. and Akpınar, S., 2004, "A statistical analysis of wind speed data used in installation of wind energy conversation system.", *Energy conversation and Managemnt*, In Press, Corrected Proof. Available online 2004.
- [4] Berry, T. and Jaccard, M., 2001, "The Renewable Portfolio Standard: Design Considerations and an Implementation Survey", *Energy Policy*, Vol.29, pp.263-277.
- [5] BTM 컨설팅, <http://www.btm.dk/>
- [6] BWE(Bundesverband Windenergie e.V.), "www.wind-energie.de".
- [7] Chabot, B., Saulnier, B., 2001, "Fair and Efficient Rates for Large Scale Development of Wind Power: The New French solution", *CanWEA 2001 Seminar and Conference*.
- [8] EEA(European Environment Agency), 2005, "Annual European Community Greenhouse Gas Inventory 1990-2003 and Inventory Report 2005", <http://www.eea.eu.int/main.html>
- [9] EU, 2004, *Energy and Transport in Figures : Statistical pocketbook*. http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/index_en.htm
- [10] EWEA, 2003, "Wind Energy - The Facts: The Environment" <http://www.ewea.org/>
- [11] European Commission(EC), 2004, "Electricity from Renewable Energy Sources"
- [12] Grotz, C., Fouquet, D. et al, 2005, "Reflections on a Possible Unified EU Financial Support Scheme for Renewable Energy Systems(RES): a Comparison of Minimum-Price and Quota Systems and an Analysis of Market Conditions", *EREF/Worldwatch Institute*.
- [13] Jung, Y.H., 2002, "Growth of Energy Demand and Supply Diversification in the NE Asia"
- [14] Lauber, V., 2003, "REFIT and RPS: Options for a Harmonised Community Framework, Energy Policy, In Press, Corrected Proof, Available online 30 May 2003.
- [15] Menanteau, P., Finon, D. and Lamy, M.L., 2003, "Prices Versus Quantities: Choosing Policies for Promoting the Development of Renewable Energy", *Energy Policy* 31, pp.799-812.
- [16] Millais, C., 2003, "European Wind Energy Conference Special Newsletter"
- [17] Sawin, J.L, Flavin, C., 2003, "National Policy Instruments: Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World" *International Conference for Renewable Energies, Bonn 2004*.
- [18] Wagner, A., 2000, "Set for the 21st Century: Germany's New Renewable Energy Law" *Renewable Energy World* 3 (2), 73- 3.
- [19] Wiser, R., Hamrin, H. and Wingate, M., 2002, 'Center for Resource Solutions Renewable Energy Policy Options for China: A Comparison of Renewable Portfolio Standards, Feed-in Tariffs, and Tendering Policies' *Center for Renewable Energy Development*.
- [20] 김수덕, 문춘걸, 2005, "RPS(Renewable Portfolio Standards) 도입의 경제적 효과", *자원환경경제연구*, Vol.14, No.3, pp.751-773.
- [21] 김유진, 장하나, 하정우, 2004, 독일의 Feed-in tariffs 통해 본 한국의 발전차액지원제도의 문제점, 2004 한국자원경제학회 가을학술대회, 2004.12.3.
- [22] 독일풍력협회, <http://www.wind-energie.de> : 독일 전력매입법(1991년 1월 1일 발효, 2000년 4월 1일 까지 시행) 독일 재생에너지 법(2000년 2월 25일 제정, 2004년 4월 20일 개정, 2004년 8월 1일 개정서).
- [23] 산업자원부, 2002, "제 1차 전력수급기본계획 (2002-2015년)"
- [24] 산업자원부, 2003, "대체에너지 보급통계", <http://www.mocie.go.kr/>
- [25] 산업자원부, 2004, "산업통계자료-대체에너지 보급 촉진 지원현황"

- [26] 산업자원부, 2004, "자원에너지주요통계"
- [27] 산업자원부, 2004, "신·재생에너지발전 의무비율 할당제 (RPS) 도입 연구"
- [28] 산업자원부, 2005, "신·재생 전원설비의 전력수급계획 적용방안"
- [29] 산업자원부, 2005, "신·재생에너지시스템 경제성분석 프로그램 개발 및 적용방안 연구"
- [30] 서세욱외, 2004, "재생가능에너지 보급배경과 보급지원책", 에너지기술자료실
- [31] <http://www.portalenergy.com>
- [32] 윤순진, 2003, "지속가능한 에너지체제로의 전환을 위한 에너지정책 개선방향: 재생가능에너지관련법, 제도에 대한 비판적 검토를 바탕으로", 서울행정학회, 한국사회와 행정연구 Vol.14, No.1, pp.269-299.
- [33] 이의준, 김정완 외, 2004, "신·재생에너지 원별 경제성 분석과 통계체계 개선방안 연구" 산업자원부 연구보고서.
- [34] 조인승, 이창호, 2004, "신·재생에너지를 이용한 발전 전력의 적정구매가치 산정방안" 에너지공학회 2004년도 추계학술대회 발표 논문집 pp.189-194.
- [35] 하경우, 김수덕, 2005, "대관령 풍력단지의 풍력발전량 및 경제성 분석", 에너지공학, Vol.14, No.2, pp.82-97.