



2009

신·재생에너지 의무할당제 도입 관련 서울시의 대응방안

Response Strategies of Seoul for the Introduction of
Renewable Portfolio Standard

진 상 현

신·재생에너지 의무할당제 도입 관련
서울시의 대응방안

Response Strategies of Seoul for the Introduction of
Renewable Portfolio Standard

2009

■ 연구진 ■

연구책임 진 상 현 • 도시기반연구본부 부연구위원
연 구 원 황 인 창 • 도시기반연구본부 연구원

이 보고서의 내용은 연구진의 견해로서
서울특별시의 정책과는 다를 수도 있습니다.

요약 및 정책건의

I. 연구 배경 및 목적

- 서울시는 2007년 4월 ‘친환경에너지 선언’을 통해서 1.3%인 신·재생에너지 이용률을 2020년 10%, 2030년 20%까지 확대하겠다는 목표를 제시함.
 - 마찬가지로 중앙정부도 2004년을 신·재생에너지 원년으로 선언한 이래 각종 지원정책을 통해서 신·재생에너지 보급을 확대하는 전략을 취해옴.
- 정부의 신·재생에너지 정책 가운데 가장 중요한 정책이 발전차액지원제임.
 - 발전차액지원제(FIT : Feed-in Tariff)는 에너지원별로 차별화된 가격을 정부가 정해주면 시장에서 보급량이 결정되는 방식의 지원제도임.
- 2002년 발전차액지원제가 도입된 이후 값비싼 태양광발전 위주로 사업이 확대되면서 재정 부담이 늘어나게 되자 중앙정부는 2012년부터 발전차액 지원제를 신·재생에너지 의무할당제로 대체하겠다고 정책전환을 예고함.
 - 의무할당제(RPS : Renewable Portfolio Standard)는 발전차액지원제와 달리 정부가 보급량을 설정하면 시장에서 가격이 결정되는 방식의 지원제도임.
- 따라서 발전차액지원제가 폐지되고 의무할당제가 도입될 경우 서울시의 2030년 신·재생에너지 보급목표도 영향을 받을 수밖에 없음.
 - 왜냐하면 저렴한 에너지원부터 우선적으로 보급이 추진되는 의무할당제는 도시지역에 상대적으로 불리하게 작용할 수 있기 때문임.
- 이 같은 맥락하에서 이 연구는 다음과 같은 세 가지 문제의식을 가지고 의무할당제 도입에 따른 서울시의 대응방안을 모색하고자 함.
 - 첫째, 어떤 정책이 신·재생에너지를 보급하는데 효과적인가?

- 둘째, 신·재생에너지 보급에 영향을 미쳤던 지역적 특성은 무엇인가?
- 셋째, 의무할당제 도입과 관련한 서울시의 정책적 함의는 무엇인가?

Ⅱ. 주요 연구내용

1. 신·재생에너지관련 국내 현황 및 제도개선 개요

1) 지원제도의 현황 및 실적

- 정부의 신·재생에너지 지원정책은 지금까지 총 3차례에 걸쳐 수립된 『신·재생에너지 개발 및 이용보급 기본계획』을 바탕으로 시행됨.
 - 제3차 기본계획에서는 2030년 신·재생에너지 보급목표를 11%로 정하고, 현행 정부주도형 보급사업을 민간부문으로 확대하는 것을 목표로 함.
- 현재 시행되고 있는 지원제도로는 신·재생에너지 보급보조, 태양광주택 10만호 보급, 융자지원, 지방보급사업, 발전차액지원제, 신·재생에너지 공급협약, 공공기관 신·재생에너지 이용의무화 등이 있음.
 - 2007년 현재 누적 지원실적은 신·재생에너지 보급보조 1,714억원, 태양광주택 10만호 120억원, 융자지원 741억원, 지방보급사업 270억원, 발전차액지원제 583억원임.
- 1차 에너지 소비량 대비 신·재생에너지 비중은 2003년 2.06%에서 2008년 2.43%로 0.37%의 증가에 그쳤음. 이는 제2차 기본계획의 정책 목표인 2011년 5%에 크게 못 미치는 수준임.

<표 1> 1차 에너지 소비량 대비 신·재생에너지 비율

(단위 : 천toe, %)

구분	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1차 에너지 소비량	215,067	220,238	228,622	233,372	236,454	240,752
신·재생에너지 생산량	4,437	4,582	4,879	5,225	5,608	5,858
신·재생에너지 비율	2.06	2.08	2.13	2.24	2.37	2.43

자료 : 에너지관리공단, 20008.

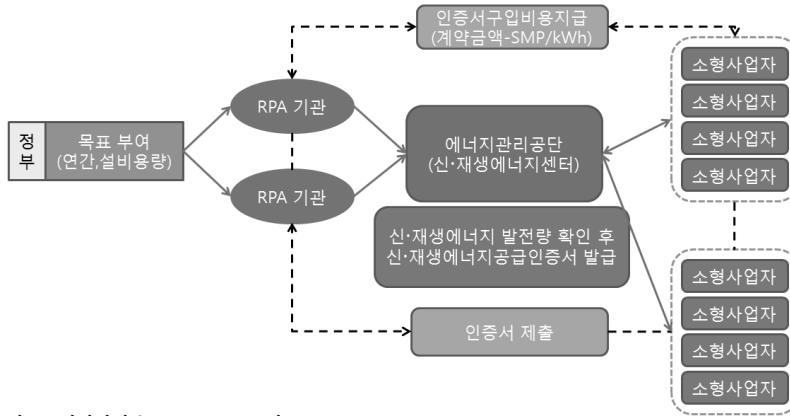
2) 제도개선 논란

○ 2002년부터 도입되어 국내 신·재생에너지 보급의 중요한 제도적 기반이었던 발전차액지원제는 수차례의 개정을 통해 제도개선이 이루어졌음에도 불구하고 값비싼 태양광 위주의 보급확대로 인해 재정부담을 가져옴. 이 때문에 정부는 2012년 이후부터 의무할당제로 대체하겠다는 정책전환을 예고함.

- 의무할당제를 통한 신·재생에너지 보급목표는 2022년까지 총 발전량 대비 10%이며, 태양광에 대해서는 별도의 할당량을 부과할 예정임.
- 또한 신·재생에너지원별 기술·시장 성숙도, 부존량 등을 고려해 가중치를 적용하는 방안이 검토 중임.

○ 현재 제2차 신·재생에너지 공급협약(RPA)의 보급목표 가운데 태양광 분야의 101.3MW가 시범사업으로 진행 중임.

- 시범사업은 에너지관리공단이 업체를 선정해서 RPA 대상기관과 연결해주는 방식으로 운영됨. 선정된 민간발전사업자는 입찰가격을 제시하고, 선정될 경우 RPA 기관과 구매계약을 맺게 됨.



자료 : 지식경제부, 2009.7, 보도자료.

<그림 1> RPS 시범사업 운영절차 흐름도

2. 서울시의 신·재생에너지 보급효과 분석

1) 분석개요

- 사업평가란 특정 사업의 결과물에 대한 분석적인 평가를 의미하며, 한편으로는 프로그램 논리의 정당성을 체계적으로 분석하는 과정이기도 함.
 - 여기서 프로그램 논리(program logic)는 사업의 투입물이 과정, 산출, 결과로 이어지는 일련의 개념적인 절차를 의미함.
 - 사업 평가자는 프로그램 논리 안에서 목표의 적절성과 산출·결과의 효율성, 효과성, 효용성, 지속가능성 등을 평가하게 됨.
- 국내 지자체별 신·재생에너지의 보급사업을 평가하기 위해 프로그램 논리의 단계별로 <표 2>와 같이 성과지표를 선정했으며, 분석대상은 태양에너지(태양열과 태양광), 바이오에너지, 풍력, 수력, 연료전지, 폐기물에너지, 지열에너지 등 7개 에너지원임.

<표 2> 성과지표 및 분석자료

구분	투입(Input)	과정(Process)	산출(Output)	결과(Outcome)
성과 지표	지원금 누적변화	설비용량 누적변화	발전량 변화	최종에너지 대비 신·재 생에너지 비율 변화
자료 출처	『신·재생에너지 보급통 계』, 에너지관리공단 내부자료	『신·재생에너지 보급통 계』	『신·재생에너지 보급통 계』	『신·재생에너지 보급통 계』, 『지역에너지통계 연보』
분석 자료	2005~2007년 시도별· 에너지원별 자료	2005~2007년 시도별· 에너지원별 자료	2005~2007년 시도별· 에너지원별 자료	2005~2007년 시도별· 에너지원별 자료

2) 지역별 신재생에너지 보급효과 분석

○ 투입지표 : 2005년부터 2007년 사이 지원금 증가액은 전남과 강원에서 가장 많았으며, 광역시 중에서는 광주에서 가장 많았음. 지원금 증가액의 대부분은 태양광(57%)과 지열(15%)에서 발생했음.

— 대부분의 지자체에서 태양광에 투입된 지원금이 가장 큰 폭으로 증가했지만, 강원과 제주에서는 풍력에 대한 지원금의 증가액이 가장 많았음.

— 태양광, 태양열, 지열에 대한 지원금 변화는 지자체별로 비교적 고르게 나타났지만, 풍력(강원과 제주), 연료전지(광주), 폐기물(충북) 등에서는 지원금 증가액이 특정지역에 편중되는 경향이 있었음.

— 서울은 태양광, 태양열, 지열 부문에서만 지원금이 증가했는데, 특히 태양열의 지원금 증가액은 다른 지자체에 비해 상대적으로 많았음.

○ 과정지표 : 같은 기간 설비용량이 큰 폭으로 증가한 곳은 대부분 도 지역이었으며, 그 중에서도 경북과 전남의 증가폭이 가장 컸음.

— 태양에너지와 지열은 지자체별로 비교적 고르게 증가했지만 나머지 에너지원에서는 시도별로 편차가 컸음.

— 단위가 다른 태양열과 폐기물을 제외한 나머지 에너지원에서는 바이오의 설비용량 증가가 가장 컸으며, 다음은 풍력과 태양광 순이었음.

— 서울의 경우 풍력, 수력, 폐기물을 제외하면 대부분의 에너지원에서 설

- 비용량이 광역시 중 가장 큰 폭으로 증가했음. 특히, 연료전지는 전국에서 경기 다음으로 컸으며, 태양열은 전국에서 네 번째로 컸음.
- 산출지표 : 같은 기간 총 생산량은 전국적으로 약 73만TOE 증가했는데, 이는 대부분 폐기물과 바이오에너지의 생산량 증가에서 기인했음.
- 지자체별로는 경북, 강원, 서울 순으로 생산량이 증가했으나, 광주와 경기에서는 생산량이 감소했음.
 - 경북의 총 생산량 증가는 폐기물의 생산량 증가가 가장 큰 원인이었으며, 강원은 풍력과 수력, 서울은 폐기물과 바이오가 주요 원인이었음.
 - 서울은 바이오와 연료전지의 생산량 증가가 전국에서 가장 컸으며, 태양광, 폐기물, 지열에서는 광역시 중 가장 높은 증가를 보였음.
- 결과지표 : 같은 기간 최종에너지소비 대비 신·재생에너지 비중은 전국적으로 0.23% 증가했는데, 이는 대부분 폐기물과 바이오에서 기인한 것임.
- 광역시는 바이오와 연료전지에서 성과가 상대적으로 컸던 반면, 도 지역은 지열, 태양광, 풍력, 폐기물에서 성과가 컸음.
 - 다른 지표와 달리 결과지표는 광역시와 도 지역의 차이가 크지 않았는데, 이는 신·재생에너지 생산 증가가 컸던 도 지역에서 최종에너지소비 증가가 더 컸기 때문임.
 - 지자체별로는 강원, 전북, 대구에서 비중 증가율이 높았음. 이는 이들 지자체에서 각각 풍력, 폐기물, 바이오의 생산량이 최종에너지 소비량 증가보다 큰 폭으로 증가했기 때문임.
 - 서울의 경우 2007년 신·재생에너지 비중은 1.2%로 충남을 제외하고 전국에서 가장 낮았지만, 2005년부터 2007년 사이 비중 증가율은 0.5%로 전국에서 6번째로 높았음. 서울이 이처럼 신·재생에너지 비중을 높일 수 있었던 이유는 대부분 바이오와 폐기물에너지의 생산이 증가했기 때문이며, 연료전지의 증가는 전국에서 두 번째로 높았음.

3) 서울의 산·재생에너지 보급특성

○서울의 경우 투입 및 과정 지표에서는 태양열, 산출 및 결과 지표에서는 바이오와 연료전지가 상대적으로 높은 성과를 보였음.

－태양열을 제외하면, 자연자원을 이용한 재생가능에너지보다는 폐기물 처럼 다른 물질을 활용해서 에너지를 생산하는 분야의 성과가 컸음.

<표 3> 서울의 지표별 변화

구분	투입지표 (지원액, 억원)	과정지표 (설비용량, 고유단위*)	산출지표 (생산량, TOE)	결과지표 (신·재생에너지 비중, %)
태양열	11.1	3,142	-567	-0.005
태양광	49.5	65	465	0.003
바이오		65,424	42,273	0.257
풍력		0	-6	-0.000
수력				
연료전지		9	456	0.003
폐기물		0	50,437	0.291
지열	5.0	2,051	320	0.002

주 : 음영은 지표별 변화가 전국 상위 4순위 안에 드는 지표들을 의미함.

* : 설비용량의 고유단위는 태양열(㎡), 태양광~연료전지(kW), 폐기물(ton/h), 지열(kW)임.

3. 발전차액지원제와 의무할당제의 제도적 특징

1) 제도적 특징

① 발전차액지원제(Feed-in Tariff)

○발전차액지원제는 전력회사에게 재생가능에너지 생산자로부터 전력을 정해진 가격으로 구매하도록 법적인 의무를 부과하는 제도임.

－효과적으로 설계된 발전차액지원제는 고정가격, 장기계약, 전력망 접근성 보장 등의 특징을 갖고 있음.

- 발전차액지원제는 재생가능에너지 발전사업자가 전력산업에 진입하는 과정에서 겪게 되는 장벽들을 효과적으로 제거해 사업 참여를 촉진시키는 것으로 평가받고 있음.
 - 이를 통해 발전사업에 대한 지역의 소유를 강화하고, 지역의 경제발전 및 일자리 창출에 효과적이며, 에너지 안보를 높이는 것으로 평가됨.
 - 또한 소규모 발전 및 경제성이 낮은 발전원에 대한 투자를 이끌어낼 수 있어 발전원의 다양화에 기여함.
- 일반적으로 발전차액지원제는 기술개발로 인한 사업비용 감소에 유연하게 대응할 수 없다는 점이 한계로 지적됨.
 - 그렇지만 최근에는 발전차액지원제 역시 제조업체들 간의 경쟁을 통해서 기술혁신을 유발할 수 있다는 연구결과들이 발표됨.
- 이와 함께 재생가능에너지 보급량에 대한 예측이 어렵고, 가격을 정확하게 설정하기 어렵다는 단점도 지적됨.

② 의무할당제(Renewable Portfolio Standard)

- 의무할당제는 정부가 전력회사에게 총 발전량의 일정비율을 재생가능에너지로 공급하도록 의무를 부여하는 제도임.
 - 이때 전력회사는 직접 재생가능 에너지를 이용해 발전을 하거나 시장에 서 인증서를 구매하는 방식으로 의무를 이행하게 됨.
- 의무할당제는 재생가능에너지 보급량의 예측 및 관리가 용이하다는 장점을 지님.
 - 그렇지만 발전사업자가 시장에 충분히 참여하지 않을 경우 정부가 목표로 설정한 양을 달성하지 못할 수도 있음. 따라서 발전사업자의 시장 참여를 얼마나 유도할 수 있는가가 의무할당제 성공의 핵심임.
- 의무할당제는 발전사업자 간의 경쟁을 통해 기술발전을 통한 비용절감의 기회를 제공할 수 있다는 장점을 지닌 것으로 평가됨.

- 그렇지만 의무할당제하에서는 기술개발이 더 필요한 미래의 잠재적인 에너지원에 대한 투자가 다른 제도보다 낮을 수 있음.
- 특히 의무할당제는 발전사업자가 겪게 되는 위험부담을 충분히 제거하지 못해 소규모 사업자의 시장진입이 어렵다는 단점이 존재함.

2) 현황 및 성과논쟁

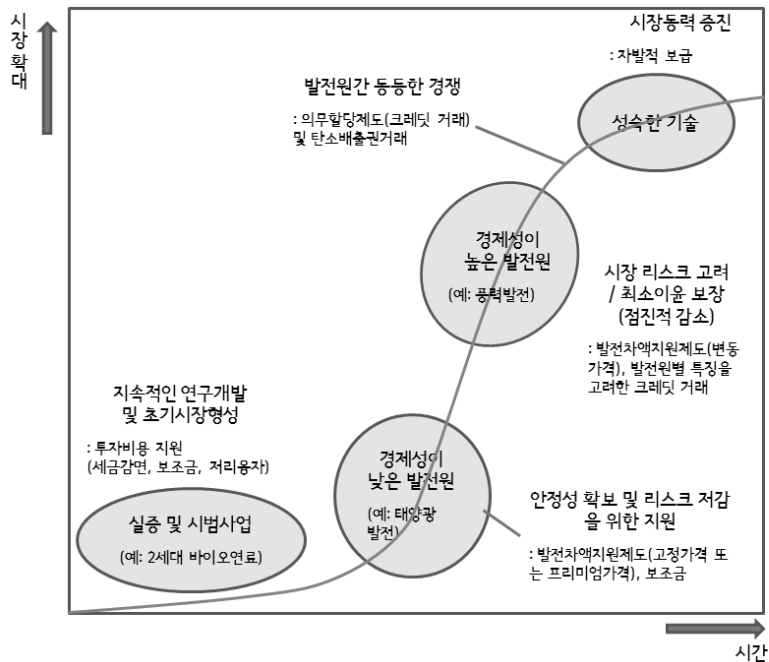
- 발전차액지원제를 도입한 전 세계 국가와 지방자치단체는 2009년 현재 63개이며, 의무할당제를 도입한 국가와 지방자치단체는 49개임.
 - 최근 영국을 포함한 6개 국가에서 발전차액지원제를 새로 도입했으며, 인도의 6개 주와 캐나다의 온타리오, 미국의 캘리포니아를 포함한 10개 이상의 주에서도 발전차액지원제를 도입했음. 한편, 미국의 미시간을 포함한 3개 주와 칠레, 인도 등에서는 최근에 의무할당제를 도입했음.
 - 유럽에서는 독일과 스페인 등 18개 나라에서 발전차액지원제를 시행하고 있으며, 영국과 스웨덴 등 7개의 나라에서 의무할당제를 시행 중임.
 - 미국에서는 29개 주와 워싱턴 DC에서 의무할당제가 실시되고 있으며, 발전차액지원제는 6개 주에서 시행되고 있음.
- 2000년대 초반 유럽에서는 재생가능에너지 지원제도의 통합에 대한 논쟁이 심각하게 진행되었음.
 - 1999년 유럽연합 보고서에는 전력시장의 자유화와 국가별 목표설정이라는 측면에서 의무할당제가 더 유리한 제도라고 언급되어 있지만, 이후의 실증연구결과는 발전차액지원제가 더 효과적인 것으로 나타남.
 - 유럽연합의 2005년 보고서는 정책통합 대신 두 제도의 장점을 살려 정책을 조합하는 방향으로 제안이 수정되었음.
- 미국에서는 1990년대 후반 연구개발사업과 의무할당제의 효과에 대한 논쟁이 있었지만, 대부분의 문헌들이 의무할당제를 추천했음.
 - 유럽과 마찬가지로 미국의 여러 주에서도 최근 정책조합의 필요성에

대한 인식이 커지고 있는데, 이는 의무할당제하에서 재생가능에너지 보급의 성과가 목표량에 크게 못 미쳤기 때문임.

3) 정책조합

○ 발전차액지원제와 의무할당제는 서로 배타적이지 않아서 각각의 단점을 보완할 수 있는 가능성이 있기 때문에 두 제도의 장점을 어떻게 조합해서 재생가능에너지의 보급을 확대할 수 있는가가 관건임.

—최근에는 <그림 2>와 같이 시장 확대 정도에 따라 지원제도를 달리하는 것이 재생가능에너지 보급에 가장 효과적이라는 견해가 설득력을 얻고 있음.



자료 : Japan MOE, 2009, 수정.

<그림 2> 재생가능에너지 시장 확대에 따른 지원제도

- 실제로 영국과 캘리포니아에서는 이미 정책조합이 시도되고 있음.
 - 2002년 이후 의무할당제를 도입했던 영국에서는 발전사업의 다양화와 소규모 사업자들의 시장참여를 유도하기 위해 2010년부터 5MW 이하 소규모 발전사업에 한해 발전차액지원제를 도입할 예정임. 이탈리아 역시 2002년 이후 의무할당제를 시행해오고 있지만 2005년에는 태양에너지에 한해 발전차액지원제를 도입한 상태임.
 - 미국의 여러 주에서는 캘리포니아처럼 소규모 발전사업에 대해 발전차액지원제를 실시하거나, 플로리다처럼 의무할당제 내에서 발전사업이 원활히 진행되기 어려운 태양광 같은 에너지원에 대해 별도로 발전차액지원제를 시행하는 방식으로 정책을 조합하는 추세임.

Ⅲ. 정책 건의

1. 의무할당제 도입 관련 제안

- 현재 정책조합 방식의 문제점 : 발전차액지원제와 의무할당제에 대한 이론적, 실증적 검토 결과, 두 제도의 장점을 살리면서 단점을 보완하는 방향으로의 정책조합이 필요한 것으로 나타났으며, 현재 국내 의무할당제의 정책조합 방식과 관련해서는 몇 가지 측면에서 문제가 제기될 수 있음.
 - 첫째, 11개 에너지원별 기술·시장 성숙도의 차이를 고려하지 않은 채 획일적인 순차적 정책 조합 방식을 취한다는 문제가 존재함.
 - 둘째, 동일한 에너지원 내에서도 소규모 발전사업자를 고려한 정책조합이 이루어지지 않고 있음.
- 가중치 및 태양광 할당 문제 : 에너지원별 기술·시장 성숙도를 고려한 정책조합의 일환으로 포함된 가중치도 기존 발전차액지원제의 가중치와 비

교했을 때 전반적으로 악화되는 것으로 나타남.

—특히 수소연료전지, 건축물 통합형 태양광의 가중치가 크게 악화됨.

- 의무할당제 관련 제안 : 에너지원별 기술·시장 성숙도와 친환경성을 고려한 ‘순차적 병렬식 정책조합’ 또는 현실적인 ‘병렬식 정책조합’의 도입이 필요함.

2. 서울시의 대응 방향

1) 외부적 대응 : 제도개선 요구

- 중앙정부는 제3차 신·재생에너지 기본계획을 통해서 신·재생에너지 보급을 확대하기 위해 지자체의 역할을 지속적으로 강화해나가겠다고 선언함.
 - 따라서 16개 지자체를 선도하고 7개 도시정부를 대표하는 서울시로서는 2012년에 새로 도입될 의무할당제에 대한 지방정부 차원의 입장을 밝히고 지역의 신·재생에너지 보급을 확대하는데 필요한 방안을 적극적으로 제시하는 등의 외부적 대응이 필요함.
- 지방정부 입장에서 제도 형성되는 단계에서 지방에 유리한 방향으로 정책을 미리 제안하는 것이 중요함. 한 마디로 게임에서 이기는 것도 중요하지만 이길 수 있는 방향으로 게임의 룰을 설정하는 작업이 더 중요함.
 - 즉 건축물 활용 태양광이나 수소연료전지 같은 친환경 도시형 에너지에 대한 지원강화와 소규모 발전사업자에 대한 제도보완을 요구해야 함.
 - 그렇지만 중앙정부의 하향식 의사결정 구조 속에서 서울시의 외부적 대응은 소극적일 수밖에 없는 한계가 있기에, 연구보고서, 학술포럼 등의 공식·비공식적인 통로를 최대한 활용해서 목소리를 높여나가야 함.

2) 내부적 대응 : 2030년 목표달성 전략 강화

- 서울시는 2007년 4월 2일 친환경에너지 선언을 통해서 신·재생에너지 이용률을 2020년 10%, 2030년 20%까지 높이겠다는 계획을 발표함.
 - 이에 서울시는 의무할당제 도입으로 인해 2030년 신·재생에너지 공급 목표가 받게 될 영향에 대한 분석과 내부적 대응방안의 마련이 필요함.
- 2030년 기준 신·재생에너지 보급에 대한 국가 목표와 서울시 목표를 비교한 결과, 서울시의 주요 보급대상 에너지원인 지열, 하수열, 수소연료전지의 목표가 국가 목표에 상응하는 수준인 것으로 추정됨.
 - 그렇지만 의무할당제 도입 시 수소연료전지 등에 대한 지원은 축소될 것으로 전망되기에, 서울시가 2030년 보급목표를 달성하기 위해서는 이들 에너지원의 경제성을 확보하고 기술적, 제도적 장애물을 해소해나가는 전략을 마련해야 함.

3) 장기적 대응 : 열에너지 마스터플랜 수립

- 기존의 신·재생에너지 보급정책은 주전종열(主電從熱), 즉 전력생산 중심으로 사업을 추진하고 남은 잉여열을 지역에서 처리하는 방식임.
 - 그렇지만 한국처럼 전국적으로 송배전망이 구축된 국가에서는 처리하기 어려운 열에너지 중심으로 신·재생에너지 보급계획을 수립해야 잠재적인 에너지자원의 개발에 효과적일 수 있음.
- 따라서 열에너지 중심의 신·재생에너지 보급계획을 세우고 잉여 전력을 판매하는 방식, 즉 주열종전(主熱從電) 방식으로 신·재생에너지 보급정책의 패러다임을 전환할 필요가 있음.
 - 열에너지 중심의 신·재생에너지 보급계획이 추진될 경우 한국전력공사 중심으로 중앙정부가 주도했던 보급사업을 지역의 열 소비처와 공급처를 잘 알고 있는 지방정부가 주도하게 되어 지방정부의 위상이 강화될

것으로 예상됨.

○ 열에너지 중심의 정책전환을 유도하기 위해서는 중앙정부에 대한 제도개선 요구뿐만 아니라 내부적으로도 지방정부만이 담당할 수 있는 열에너지 관리 역량의 강화가 필요함.

— 즉, 지역의 열에너지 관리와 관련해서는 열에너지 수요·공급에 대한 중장기 마스터플랜의 수립이 필수적임.

목 차

제1장 서론	3
제1절 연구배경 및 목적	3
제2절 연구 체계 및 방법	6
제2장 신·재생에너지관련 국내현황 및 제도개선 개요	11
제1절 신·재생에너지 지원제도 현황	11
제2절 신·재생에너지 보급실적	21
제3절 제도개선 논란	26
제3장 서울시의 신·재생에너지 보급효과 분석	43
제1절 분석 개요	43
제2절 지역별 신·재생에너지 보급효과 분석	48
제3절 서울시의 신·재생에너지 보급특성	68
제4장 발전차액지원제와 의무할당제의 제도적 특징	71
제1절 제도 개요	71
제2절 현황 및 성과	85
제3절 정책조합 논의	105
제5장 결론 : 신·재생에너지 제도개선관련 제안	117
제1절 의무할당제 도입안에 대한 검토	117
제2절 서울시의 대응방향	125
참고문헌	137
부 록	145
영문요약	151

표 목 차

<표 2-1> 제2차 기본계획에 의한 신·재생에너지 보급목표	12
<표 2-2> 신·재생에너지 보급사업 지원현황	14
<표 2-3> 연도별 태양광주택 보급실적	15
<표 2-4> 용자지원실적	16
<표 2-5> 지방보급 지원 실적	17
<표 2-6> 발전차액지원제 기준가격	18
<표 2-7> 태양광 전원의 적용시점 및 적용기간별 기준가격	18
<표 2-8> 발전차액지원제 지원 실적	19
<표 2-9> 제1차 RPA 추진성과	20
<표 2-10> 제2차 RPA 추진계획	20
<표 2-11> 신·재생에너지원별 세부 투자계획	20
<표 2-12> 공공기관 신·재생에너지 이용의무화	21
<표 2-13> 신·재생에너지 설비용량	22
<표 2-14> 신·재생에너지 생산량	23
<표 2-15> 신·재생에너지 총발전량	24
<표 2-16> 신·재생에너지 발전량(사업용)	24
<표 2-17> 신·재생에너지 발전량(자가용)	25
<표 2-18> 1차 에너지 소비량 대비 신·재생에너지 비중	26
<표 2-19> 총 발전량 대비 신·재생에너지 비중	26
<표 2-20> 발전차액기준가격 변천 개요	27
<표 2-21> 대체에너지이용 전력의 기준가격지침	28
<표 2-22> 대체에너지이용 발전전력의 기준가격지침	29
<표 2-23> 신·재생에너지 발전 전력의 기준가격	30
<표 2-24> 태양광 전원의 적용시점 및 적용기간별 기준가격	32

<표 2-25> 연간 지원한계용량	32
<표 2-26> 태양광 전원의 적용시점 및 적용기간별 기준가격	33
<표 2-27> 공급 의무량 검토안	36
<표 2-28> 태양광발전 의무량	37
<표 2-29> 전원별 가중치 검토 대안	37
<표 3-1> 성과지표의 구분	45
<표 3-2> 성과지표 및 분석자료	48
<표 3-3> 지원금 변화	49
<표 3-4> 설비용량 변화	52
<표 3-5> 생산량 변화	53
<표 3-6> 최종에너지소비 대비 비중 변화	56
<표 3-7> 광역시와 도 지역의 지표별 변화	67
<표 3-8> 서울의 지표별 변화	68
<표 4-1> 재생가능에너지와 전통적 에너지의 가격전망	72
<표 4-2> 재생가능에너지 지원제도의 종류	73
<표 4-3> 미국 주별 의무할당제의 특징	90
<표 4-4> 미국 주별 의무할당제 불이행 시 페널티 부과방식	92
<표 4-5> 이탈리아의 태양광 발전 차액지원금	112
<표 5-1> 발전차액지원제하의 에너지원별 가중치	120
<표 5-2> 의무할당제와 발전차액지원제의 가중치 비교	121
<표 5-3> 발전차액지원제하에서 태양광의 가중치	122
<표 5-4> 서울시의 신·재생에너지 공급계획	128
<표 5-5> 국가 목표 대비 서울시의 신·재생에너지 보급목표	130

그림 목 차

<그림 1-1>	연구진행 체계도	7
<그림 2-1>	발전차액지원제외의 기준가격 요금체계	31
<그림 2-2>	RPS 시범사업 운영절차 흐름도	39
<그림 3-1>	프로그램 논리의 개념도	44
<그림 3-2>	지자체별 지원금 변화(2005~2007년)	50
<그림 3-3>	에너지원별 지원금 변화(전국, 2005~2007년)	51
<그림 3-4>	지자체별 생산량 변화(2005~2007년)	54
<그림 3-5>	에너지원별 생산량 변화(전국, 2005~2007년)	55
<그림 3-6>	지자체별 신·재생에너지 비중 및 변화	57
<그림 3-7>	에너지원별 비중 변화(전국, 2005~2007년)	58
<그림 3-8>	태양열 지원금 변화	59
<그림 3-9>	태양열 설비용량 변화	59
<그림 3-10>	태양열 생산량 변화	59
<그림 3-11>	태양열 비중 변화	59
<그림 3-12>	태양광 지원금 변화	60
<그림 3-13>	태양광 설비용량 변화	60
<그림 3-14>	태양광 생산량 변화	60
<그림 3-15>	태양광 비중 변화	60
<그림 3-16>	바이오 지원금 변화	61
<그림 3-17>	바이오 설비용량 변화	61
<그림 3-18>	바이오 생산량 변화	61
<그림 3-19>	바이오 비중 변화	61
<그림 3-20>	풍력 지원금 변화	62
<그림 3-21>	풍력 설비용량 변화	62

<그림 3-22> 풍력 생산량 변화	62
<그림 3-23> 풍력 비중 변화	62
<그림 3-24> 수력 지원금 변화	63
<그림 3-25> 수력 설비용량 변화	63
<그림 3-26> 수력 생산량 변화	63
<그림 3-27> 수력 비중 변화	63
<그림 3-28> 연료전지 지원금 변화	64
<그림 3-29> 연료전지 설비용량 변화	64
<그림 3-30> 연료전지 생산량 변화	64
<그림 3-31> 연료전지 비중 변화	64
<그림 3-32> 폐기물 지원금 변화	65
<그림 3-33> 폐기물 설비용량 변화	65
<그림 3-34> 폐기물 생산량 변화	65
<그림 3-35> 폐기물 비중 변화	65
<그림 3-36> 지열 지원금 변화	66
<그림 3-37> 지열 설비용량 변화	66
<그림 3-38> 지열 생산량 변화	66
<그림 3-39> 지열 비중 변화	66
<그림 4-1> 발전차액지원제도의 시장 메커니즘	74
<그림 4-2> Net Metering과 발전차액지원제	76
<그림 4-3> 기술전망에 따른 차액지원금 인하	79
<그림 4-4> 의무할당제의 시장 메커니즘	81
<그림 4-5> 미국 재생가능에너지 크레딧의 거래가격 변화	84
<그림 4-6> 유럽의 재생가능에너지 지원제도 현황	86

<그림 4-7> 미국의 주별 의무할당제 실시 현황	88
<그림 4-8> 미국의 주별 발전차액지원제 실시 현황	89
<그림 4-9> 미국의 주별 태양에너지 차등지원 현황	91
<그림 4-10> 유럽연합 25개국의 재생가능에너지 발전량 변화	94
<그림 4-11> 유럽연합 15개국의 재생가능에너지 발전 증가량	95
<그림 4-12> 독일의 풍력 및 태양에너지 설치용량 변화	96
<그림 4-13> 덴마크의 풍력발전 설치용량 변화	96
<그림 4-14> 독일과 영국의 풍력발전 설치용량 변화 및 비용	97
<그림 4-15> 독일과 영국의 풍력발전 가격 비교	97
<그림 4-16> 독일 발전차액지원제의 비용 및 편익	98
<그림 4-17> 독일의 전력소비 대비 재생가능에너지 비중변화	99
<그림 4-18> 부문별 재생가능에너지 사업자들이 경험하는 경쟁의 정도	100
<그림 4-19> 유럽 국가별 풍력발전의 효과성(2004년)	102
<그림 4-20> 유럽 국가별 바이오매스의 효과성(2004년)	102
<그림 4-21> 미국 비 수력부문 재생가능에너지의 누적 및 연도별 설치용량	103
<그림 4-22> 미국 내 의무할당제 시행 주의 발전원별 설치용량	104
<그림 4-23> 의무할당제 도입에 따른 주별 전기가격 변화	105
<그림 4-24> 재생가능에너지 시장 확대에 따른 지원제도	107
<그림 4-25> 주요국의 재생가능에너지 보급현황 및 목표	108
<그림 4-26> 영국의 소규모 재생가능에너지 보급전망(2020년)	109
<그림 4-27> 캘리포니아 재생가능에너지 목표	110
<그림 4-28> 캘리포니아 발전차액지원제 적용 시나리오	111
<그림 4-29> 이탈리아의 태양에너지 전망	113

제1장 서론

제1절 연구배경 및 목적

제2절 연구의 체계 및 방법

제1장

서론

제1절 연구배경 및 목적

1. 연구배경

서울시는 2007년 4월 2일 ‘친환경에너지 선언’을 통해서 신·재생에너지 이용률 1.3%를 2020년 10%, 2030년 20%까지 확대하겠다는 목표를 제시한 바 있다. 신·재생에너지 보급을 확대하기 위한 서울시의 노력은 크게 세 가지 맥락 하에서 진행되고 있다. 하나는 2004년부터 시작된 고유가에 대비하기 위한 화석연료 저감대책의 일환이며, 다른 하나는 2005년에 교토의정서가 발효되면서 구체화되기 시작한 국제적인 기후변화대응에 대한 동참이라고 할 수 있다. 끝으로 2008년에 이명박 대통령이 건국 60주년 국가비전으로 선언하면서 새로운 국정화두로 등장한 저탄소 녹색성장이 서울시 신·재생에너지 보급노력의 국내적 배경을 이루고 있다.

이처럼 고유가, 기후변화, 저탄소 녹색성장이라는 국내외적 맥락 하에서 서울시는 대한민국의 수도이자 가장 많은 인구가 밀집되어 거주하는 대도시로서 책임감을 가지고 선도적으로 대응해나가고 있다. 고유가와 관련해서는 화석연료를 사용하지 않는 그린카 전략을 수립해놓고 있으며, 기후변화와 관련해서

는 전세계 대도시의 연합체인 ‘세계도시 기후 정상회의’, 즉 C40의 3차 총회 개최국으로서 국제적인 온실가스 저감노력을 주도해나가고 있다. 이명박 정부의 저탄소 녹색성장과 관련해서도 서울시는 2009년 7월 2일에 국내 지자체 가운데 최초로 장기적인 마스터플랜을 제시하는 등 한국의 녹색성장을 견인하며 전세계 대도시의 녹색경쟁에서 우위를 선점하기 위한 노력을 지속적으로 기울이고 있다. 이처럼 서울시의 고유가, 기후변화, 저탄소 녹색성장 대응이 공통적으로 추구하는 핵심영역이 바로 신·재생에너지 보급과 관련되어 있다.

서울시와 마찬가지로 중앙정부도 신·재생에너지를 국가적인 핵심사업으로 간주하고 있다. 중앙정부는 2004년을 신·재생에너지 원년으로 선언한 이래 각종 지원정책을 토대로 신·재생에너지 보급을 확대하는 전략을 취해오고 있다. 당시 참여정부의 신·재생에너지 보급 목표는 「제2차 신·재생에너지 개발 및 이용보급 기본계획(2003~2012)」을 통해 구체화되었으며, 제2차 기본계획에서는 2011년까지 1차 에너지 소비량의 5%를 신·재생에너지로 공급한다는 목표 하에 다양한 지원정책이 수립되었다. 이명박 정부 들어서도 신·재생에너지 보급 목표를 2030년까지 11%로 확대한 「제3차 신·재생에너지 개발 및 이용보급 기본계획(2009~2030)」이 수립되었다.

이 같은 중앙정부의 신·재생에너지 보급 정책 가운데 가장 중요한 정책이 발전차액지원제이다. 발전차액지원제(FIT : Feed-in Tariff)는 신·재생에너지원 별로 상이하게 책정된 가격을 정부가 정해주면 시장에서 보급량이 결정되는 방식의 지원제도로 2002년부터 시행되고 있다. 그렇지만 발전차액지원제가 도입된 이래로 값비싼 태양광 발전 위주로 사업이 확대되면서 국가의 재정 부담이 늘어나게 되자 중앙정부는 제3차 기본계획에서 2011년까지만 발전차액지원제를 유지하고 2012년부터는 신·재생에너지 의무할당제로 대체하겠다고 정책전환을 예고한 바 있다.

신·재생에너지 의무할당제(RPS : Renewable Portfolio Standard)는 발전차액지원제와 달리 정부가 보급량을 설정하면 시장에서 가격이 결정되는 방식의

지원제도이다. 구체적으로는 정부가 수립한 신·재생에너지 비중을 발전사업자, 즉 한국전력에게 제시한 뒤 달성하지 못할 경우 벌금을 부과하는 제도이다. 따라서 의무할당제는 발전차액지원제와 전혀 다른 방식으로 신·재생에너지 보급을 지원하기 때문에 이를 둘러싸고 다양한 논란이 벌어지고 있다. 대표적으로 의무할당제가 도입될 경우 경제성이 확보되는 풍력 중심으로 보급이 치우칠 수 있을 뿐만 아니라 한국전력이 주도하는 방식이기 때문에 도시형 신·재생에너지원이나 소규모 발전사업자들이 배제된 채 보급사업이 확대될 가능성이 높다는 반론이 제기되고 있다. 따라서 발전차액지원제가 폐지되고 의무할당제가 도입될 경우 2030년까지 20%를 보급하겠다는 서울시의 야심찬 신·재생에너지 보급목표도 영향을 받을 수밖에 없다.

2. 연구 목적

이처럼 2012년부터 신·재생에너지 의무할당제가 도입될 경우 서울시가 기존에 목표를 수립해서 추진 중이던 수소연료전지, 지열, 태양광 등의 사업들은 영향을 받을 수밖에 없기에, 이에 대한 연구가 필요한 실정이다. 왜냐하면 도시정부를 대표하는 서울시의 경우 토지, 산림, 태양, 풍력 등의 생태자원이 풍부한 도 지역과 전혀 다른 특성을 지닐 수밖에 없으며, 시장메커니즘에 의해 저렴한 신·재생에너지부터 우선적으로 보급이 추진되는 의무할당제는 도지역에 상대적으로 불리하게 작용할 수 있기 때문이다. 이 같은 맥락 하에서 이 연구는 다음과 같은 세 가지 문제의식을 가지고 신·재생에너지 의무할당제 도입에 따른 서울시의 대응방안을 모색해보고자 한다.

첫째, 발전차액지원제와 의무할당제 가운데 어떤 정책이 신·재생에너지 보급을 확대하는데 효과적인가? 즉 가격 중심의 지원정책과 보급량 중심의 지원정책이 지니는 제도적 장단점을 이론적, 실증적인 측면에서 검토해보고자 한다.

둘째, 기존의 지원정책이 신·재생에너지 보급에 영향을 미쳤던 지역적 특성은 무엇인가? 크게 구분해서 도시적 특성을 지닌 광역시와 농촌적 특성을 지니는 도 지역에서 신·재생에너지 보급정책의 차별화된 지역적 특성을 분석하고자 한다.

셋째, 의무할당제 도입과 관련한 서울시의 정책적 함의는 무엇인가? 서울시가 수립한 2030년 목표 및 계획을 새로운 제도의 도입에 대비해서 조정하는 내부적 대응뿐만 아니라 초기 단계에서 선제적으로 도시적 특성이 반영된 제도를 형성하는 외부적 대응과 장기적 대응을 제시하고자 한다.

제2절 연구 체계 및 방법

의무할당제 도입에 따른 서울시의 대응방안과 관련해서 이 연구는 일차적으로 국내 신·재생에너지 지원제도의 현황에 대해 검토한 뒤 기존 정책의 지역별·에너지원별 보급효과에 대한 분석과 두 제도에 대한 이론적·실증적 검토를 토대로 정책적 함의를 도출하고자 한다.

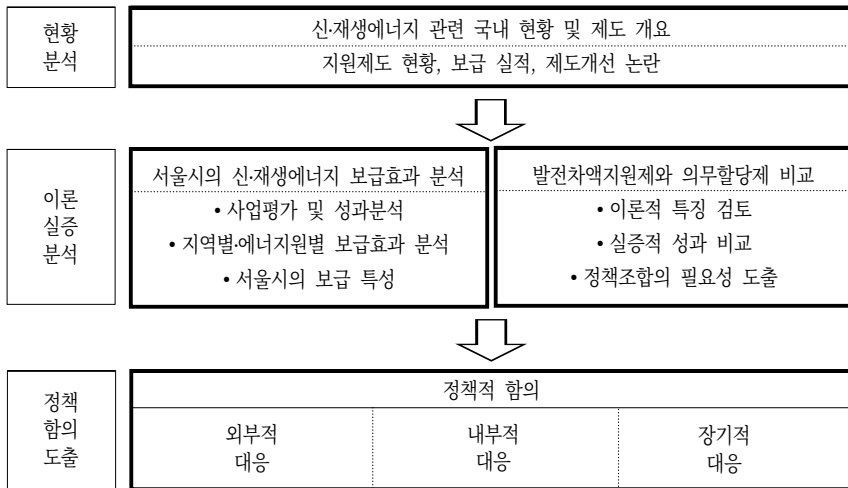
먼저 2장에서는 2004년을 신·재생에너지 원년으로 선언한 이래 3차례의 기본계획 수립을 통해서 제시된 2030년 국가목표와 이를 달성하기 위한 지원정책들을 살펴보고 있다. 또한 지난 6년간의 정책적 지원을 통해 달성된 국가 차원의 보급실적과 현행 제도의 한계점 등을 검토한 뒤 최근에 진행되고 있는 의무할당제 도입 관련 제도개선 논의들을 정리하고 있다.

3장에서는 기존의 신·재생에너지 정책을 평가하기 위해 단계별 지표를 설정해 정책성과를 검토하고 있다. 구체적으로는 신·재생에너지 보급 정책을 투입, 과정, 산출, 결과라는 네 가지 단계로 구분해서 단계마다 대응 지표를 선정해 종합적으로 비교하고 있다. 또한 이 연구에서는 중앙정부 차원의 신·재생에너지

지 보급정책이 16개 지자체별, 11개 에너지원별로 어떤 성과의 차이를 나타내고 있는지를 정량적, 가시적으로 보여주고 있다.

4장에서는 현재 시행되고 있는 발전차액지원제와 앞으로 도입될 예정인 의무할당제를 이론적, 실증적인 차원에서 검토하고 있다. 즉 두 제도의 이론적 장단점을 살펴본 뒤, 유럽과 미국 등의 해외 사례를 토대로 실증적 성과를 비교하고 있다. 이처럼 두 제도에 대한 이론적, 실증적 검토를 통해 이 연구에서는 정책조합의 필요성을 도출할 수 있었다.

끝으로 5장에서는 2012년에 도입되는 신·재생에너지 의무할당제와 관련하여 서울시가 취해야 하는 전략을 외부적 대응과 내부적 대응으로 구분해 제시하고 있다. 또한 장기적으로는 현행 전력 중심의 신·재생에너지 보급정책을 넘어서 지역 신·재생에너지의 개발을 극대화할 수 있도록 열에너지 중심으로 정책 패러다임의 전환이 필요하고, 서울시 차원에서는 열에너지 마스터플랜의 수립이 필요함을 제안하고 있다.



<그림 1-1> 연구진행 체계도

제2장 신·재생에너지관련 국내현황 및 제도개선 개요

제1절 신·재생에너지 지원제도 현황

제2절 신·재생에너지 보급실적

제3절 제도개선 논란

제 2 장

신·재생에너지관련 국내현황 및 제도개선 개요

제1절 신·재생에너지 지원제도 현황

1. 신·재생에너지의 개념 및 목표

신·재생에너지는 1980년대 초반부터 태양열 온수급탕, 태양광 발전, 폐기물 소각 및 폐열회수 등으로 국내에 알려지기 시작했다. 초기에는 대체에너지(alternative energy), 즉 석유를 대체하는 에너지라는 개념이었지만 2004년 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법」에서 ‘기존의 화석연료를 변환시켜 이용하거나 햇빛·물·지열·강수·생물유기체 등을 포함하여 재생가능한 에너지를 변환시켜 이용하는 에너지’로 새롭게 정의되고 있다(진상현·한준, 2009).

국내의 신·재생에너지는 모두 11개 분야로 구성되어 있으며, 크게는 재생에너지 8개와 신에너지 3개 분야로 구분된다. 재생에너지는 태양광·태양열·바이오·풍력·수력·해양·폐기물·지열을 말하며, 신에너지는 연료전지·석탄액화가스화 및 중질잔사유가스화·수소에너지를 가리킨다. 연료전지는 수소, 메탄, 메탄올 등의 산화과정에서 발생하는 화학에너지를, 석탄액화가스화 및 중질잔사유가스화는 화석연료의 처리과정에서 생성되는 에너지를, 수소에너지는 수소연료의 폭발력으로부터 얻어지는 에너지를 의미한다. 따라서 이들 에너지는 재생

가능한 자연에너지가 아닌 신에너지로 분류되고 있다.

국내외적으로 신·재생에너지에 대한 관심은 1970년대 1,2차 석유파동으로 인해 촉발되었으며, 지구적 환경문제인 기후변화 때문에도 보급이 늘어나고 있는 추세이다. 특히 2004년 신고유가 시대의 등장으로 인해 신·재생에너지에 대한 관심은 더 커져가고 있다. 이처럼 신·재생에너지 보급이 확대되고 있음에도 불구하고 기존 에너지원에 비해 높은 초기 투자비와 이로 인한 전력가격의 상승이 신·재생에너지 보급의 장애요인이 되고 있다. 이에 따라 각국 정부에서는 초기의 기술개발과 시장창출을 위해 자금을 지원하는 방식으로 신·재생에너지를 육성해나가고 있다. 우리나라에서도 태양열·태양광·바이오에너지·풍력·수력·연료전지·폐기물에너지·지열에너지를 정책적 지원대상으로 선정해 2011년까지 1차 에너지 소비량의 5%를 신·재생에너지로 보급하겠다는 목표를 설정한 상태이다.

<표 2-1> 제2차 기본계획에 의한 신·재생에너지 보급목표

(단위 : toe, %)

분야	2003년		2011년	
	공급량	비중	공급량	비중
태양열	41.4	0.93	318.1	2.39
바이오	197.0	4.43	1,050.0	7.87
폐기물	3,080.0	69.20	7,540.0	56.54
태양광	2.7	0.06	341.2	2.56
풍력	13.1	0.29	1,311.4	9.83
소수력	50.0	1.12	446.0	3.34
연료전지	-	-	147.1	1.10
지열	0.8	0.02	160.8	1.21
해양	-	-	431.5	3.24
수소	-	-	1.3	0.01
석탄이용	-	-	374.6	2.81
수력	1,066.0	23.95	1,213.0	9.10
합계	4,451.0	100.00	13,335.0	100.00
총 에너지소비	215,825		269,323	
총 에너지 대비 신·재생에너지 비중	2.06		5.0	

자료 : 산업자원부, 2003.

2. 신·재생에너지 개발 및 이용·보급 기본계획

정부의 신·재생에너지 지원정책은 「신·재생에너지 개발 및 이용·보급 기본계획(이하 기본계획)」을 바탕으로 추진되고 있다. 지금까지 1차 기본계획(1997~2006년), 2차 기본계획(2003~2012년), 3차 기본계획(2009~2030년)이 수립된 상태이다.

먼저 제1차 기본계획에서는 신·재생에너지 공급목표를 2006년까지 1차 에너지 소비량의 2%로 설정하였으며, 보급 및 지원정책으로 시설설치 보조사업과 보급용자 사업 등을 시행하였다. 그렇지만 제1차 기본계획은 기술개발에 주로 예산을 투입함으로써 신·재생에너지 제품에 대한 시장창출 및 이를 뒷받침하는 인프라를 구축하는데 미흡했다는 지적을 받고 있다(에너지관리공단, 2005).

다음으로 제2차 기본계획에서는 OECD 평균 전망치를 감안해서 신·재생에너지 공급목표를 2011년까지 1차 에너지 소비량의 5%, 발전량의 7%로 설정하였다. 제2차 기본계획은 제1차 기본계획에 대한 평가에서 지적된 문제점을 해결하기 위해 보급사업에 강조를 두고 수립되었다. 이를 위해 신·재생에너지 보급보조, 태양광주택 10만호 보급, 용자지원보조, 지방보급보조, 발전차액 지원, 신·재생에너지 공급협약, 공공기관 신·재생에너지 이용의무화 등의 다양한 보급사업이 마련되었다.

끝으로 제3차 기본계획에서는 신·재생에너지 보급목표를 2030년 11%로 확대한 뒤 제2차 기본계획의 정부주도형 보급사업을 민간부문으로 확대해나갈 계획이다. 이를 달성하기 위해 민간이 주도하는 신·재생에너지 의무할당제, 녹색가격 등을 도입하려 하고 있으며, 장기적으로는 전기·열·수송 등의 수요 부문별 보급정책으로 이행해나갈 계획이다(에너지관리공단, 2008).

3. 지원제도

1) 신·재생에너지 보급보조

신·재생에너지 보급보조사업은 크게 시범보급사업과 일반보급사업으로 구분된다. 시범보급사업은 국내에서 개발한 신규기술을 상용화하기 위해 시행되는 사업을 말하며, 설치비의 80%가 지원된다. 일반보급사업은 이미 상용화된 기술을 시장에서 지속적으로 유통시키기 위해 추진되는 사업으로 설치비의 60%가 지원된다. 시범보급사업이 신·재생에너지 보급 초기인 1993년부터 시행된 데 반해 일반보급사업은 10년 뒤인 2003년에 도입되었다. 2007년 현재 시범보급사업에는 146억원, 일반보급사업에는 1,557억원으로 합계 약 1,714억원이 누적 지원되었다.

<표 2-2> 신·재생에너지 보급사업 지원현황

(단위 : 백만원)

구분		2003	2004	2005	2006	2007	합계
시범보급사업	보조금	539	949	1,528	996	574	11,542
	자부담	138	498	382	249	144	4,124
	소계	677	1,447	1,910	1,245	718	14,694
일반보급사업	보조금	1,536	3,747	20,340	26,788	36,900	89,311
	자부담	674	3,037	14,368	18,589	29,783	66,451
	소계	2,210	6,784	34,708	45,377	66,683	155,762
합계	보조금	2,075	4,696	21,868	27,784	37,474	100,853
	자부담	813	3,535	14,750	18,838	29,927	70,575
	소계	2,887	8,231	36,618	46,622	67,401	171,428

자료 : 에너지관리공단, 2008.

2) 태양광주택 10만호 보급

기술개발 잠재력이 높은 태양광 부문을 발전시키기 위해 정부는 태양광주택 10만호 보급사업을 추진하고 있다. 이는 태양광 부문의 안정적인 시장 창출과 수출산업 육성이라는 전략의 일환이라고 볼 수 있다. 태양광 주택 보급사업은

2004년부터 독립예산으로 편성해 2012년까지 10만호를 보급한다는 목표가 설정되었으며, 2007년 현재 총 14,498호에 1,200억원가량이 지원되었다. 태양광 주택 10만호 보급사업은 2008년 제3차 기본계획에서 그린빌리지 사업과 함께 그린홈 100만호 사업으로 통합되었다.

<표 2-3> 연도별 태양광주택 보급실적

(단위 : 백만원)

구분		2004	2005	2006	2007	계
일반주택 및 국민임대주택	호수	310	907	2,962	7,317	14,498
	보조금	6,300	15,763	48,920	48,997	119,980

자료 : 에너지관리공단, 2008.

3) 용자지원

용자지원은 초기 투자비가 많이 드는 신·재생에너지 설비의 특성을 고려해 설치비를 장기 저금리로 제공함으로써 민간에 의한 보급을 늘리기 위해 마련된 제도이다. 용자지원제도는 시설·생산·운전이라는 세 가지 단계별로 구분해 지원이 이루어지고 있다.

먼저 시설자금은 신·재생에너지를 설치하고자 하는 사업주가 신청할 수 있는 자금으로 태양열발전, 태양광발전, 풍력발전, 지열 등을 설치할 때 신청할 수 있다. 생산자금은 설비부품이나 제품을 생산하는 공정라인을 설치할 때 사업주가 신청하는 자금으로, 태양광 모듈 생산라인이나 풍력발전터빈 등의 생산라인에 지원되고 있다. 생산자금은 70억원 내에서 소요자금의 90% 한도로 지원되고 있다. 마지막으로 운전자금은 신·재생에너지 설비를 운영하는 사업주가 운영자금과 자금의 유동성을 확보하기 위해 신청할 수 있는 자금이다. 용자지원은 2007년까지 총 7,406억원이 투입되었다. 대표적인 지원 사례로는 강원풍력발전(1,588억원), 영덕풍력(675억원), 에코에너지 매립지가스(LFG)발전(668억원) 등이 있다.

<표 2-4> 용자지원실적

(단위 : 백만원)

구분		2003	2004	2005	2006	2007	합계
시설자금	태양열	1,586	591	1,035	29	-	151,607
	태양광	73	5,206	11,078	24,471	58,694	100,743
	소수력	1,137	6,615	6,303	7,637	3,494	54,413
	풍력	6,759	7,031	28,946	36,236	2,812	82,025
	지열	1,790	2,900	2,529	2,733	3,112	13,473
	폐기물	10,099	4,772	4,238	11,869	5,197	107,714
	바이오	24,121	21,860	27,632	8,350	2,812	119,675
	기타	-	1,010	-	-	-	7,565
소계		45,565	49,985	81,761	91,325	76,121	637,215
생산자금	태양열	1,930	-	13,251	23,705	40,127	80,293
	태양광	-	-	-	-	442	4,990
	풍력	-	-	-	-	2,049	2,049
	연료전지	-	-	5,014	4,612	1,863	11,692
운전자금		280	-	1,828	831	738	4,436
합계		47,775	49,985	101,854	120,473	121,340	740,675

자료 : 에너지관리공단, 2007.

4) 지방보급사업

지방보급사업은 지방자치단체가 추진하는 사업으로 신·재생에너지 공급과 에너지이용 합리화 관련 사업을 말한다. 사업 성격에 따라 기반구축사업과 시설보조사업으로 분류된다. 기반구축사업은 인력교육·홍보사업·타당성 조사사업 등이 있으며, 소요자금의 100% 이내에서 지원되고 있다. 시설보조사업은 지역내 신·재생에너지 시설을 지원하는 사업으로 소요자금의 60%가 지원되고 있다. 시설보조사업의 대표적인 지역에너지 사업으로는 제주 행원 풍력발전단지(국고보조 156억, 지방비 47억원), 삼척동굴박람회 태양광발전(국비 11억원, 시비 5억원) 등이 있다. 신·재생에너지 자립을 추구했던 그린빌리지 사업 역시 지역에너지 사업으로 추진되었으며 광주, 대구, 울산, 강원, 제주 등 12개 시도에서 진행된 바 있다.

<표 2-5> 지방보급 지원 실적

(단위 : 백만원)

구분	2003	2004	2005	2006	2007	계
태양열	1,404	2,902	2,835	4,227	2,076	17,423
태양광	10,090	11,620	8,389	15,703	10,388	69,896
소수력	950	1,344	225	3,119	6,561	15,919
풍력	7,650	4,200	7,350	-	4,200	50,815
지열	1,240	1,505	1,770	2,432	250	7,197
폐기물	370	1,680	-	-	350	5,360
바이오	200	140	1,260	-	5,875	11,517
기타	4,418	13,496	18,171	22,019	21,425	92,102
합계	26,322	36,887	40,000	47,500	51,125	270,229

자료 : 에너지관리공단, 2007.

5) 발전차액지원제

발전차액지원제는 초기 비용을 지원하는 설치보조금과 달리 생산된 전력에 대해 보조금을 지원하는 방식으로 2002년에 처음 도입되었다. 일정 기간 동안 기존 에너지보다 높은 가격으로 신·재생에너지의 전력 판매가격을 보전해주는 방식의 발전차액지원제는 안정적인 수익구조를 만들어 줌으로써 민간의 투자를 유도해 시장을 창출하는 역할을 수행해 오고 있다. 이때 매입가격과 계통한 계가격의 차액이 전력기반조성금에서 지원된다.

2002년 5월 산업자원부가 대체에너지 발전 기준가격을 발표한 이후 7차례의 개정과정을 통해 지금까지 시행되고 있으며, 2007년 현재 지원대상은 발전 시설 248개소 345MW이며, 537억원가량이 지원되었다. 발전차액지원금을 결정하는 기준가격은 처음 도입된 이후 가격결정 방식과 가격기준 등 많은 부분에서 논란이 있었으며, 몇 차례의 수정작업을 거쳐 2009년 12월 현재 확정된 기준가격은 <표 2-6> 및 <표 2-7>과 같다.

<표 2-6> 발전차액지원제 기준가격

전원		적용설비 용량기준	구 분		기준가격(원/kWh)		비고	
					고정요금	변동요금		
풍력		10kW 이상	-		107.29	-	감소율 2%	
수력		5MW 이하	일반	1MW 이상	86.04	SMP+15		
				1MW 미만	94.64	SMP+20		
			기타	1MW 이상	66.18	SMP+ 5		
				1MW 미만	72.80	SMP+10		
폐기물 소각 (RDF 포함)		20MW 이하	-		-	SMP+ 5	화석연료 투입비율 : 30% 미만	
바이오 에너지	LFG	50MW 이하	20MW 이상		68.07	SMP+ 5		
			20MW 미만		74.99	SMP+10		
	바이오 가스	50MW 이하	150kW 이상		72.73	SMP+10		
			150kW 미만		85.71	SMP+15		
	바이오 매스	50MW 이하	목질계 바이오		68.99	SMP+ 5		
해양 에너지	조력	50MW 이상	최대 조차 8.5m 이상	방조제 유	62.81	-		
				방조제 무	76.63	-		
			최대 조차 8.5m 미만	방조제 유	75.59	-		
				방조제 무	90.50	-		
				연료전지		200kW 이상		바이오가스 이용
		기타연료 이용		274.06	-			

자료 : 지식경제부, 2009.

주 : SMP(System Marginal Price)는 한국전력거래소의 평균 전력매입가격, 즉 시장가격을 의미함.

<표 2-7> 태양광 전원의 적용시점 및 적용기간별 기준가격

(단위 : 원/kWh)

적용 시점	설치 장소	적용 기간	30kW 이하	30kW 초과 200kW 이하	200kW 초과 1MW 이하	1MW 초과 3MW 이하	3MW 초과
2009년	-	15년	646.96	620.41	590.87	561.33	472.70
		20년	589.64	562.84	536.04	509.24	428.83
2010년	일반 부지	15년	566.95	541.42	510.77	485.23	408.62
		20년	514.34	491.17	463.37	440.20	370.70
	건축물 활용	15년	606.64	579.32	546.52	-	-
		20년	550.34	525.55	495.81	-	-

자료 : 지식경제부, 2009.

발전차액지원제도의 지원실적은 <표 2-8>과 같다. 풍력은 강원과 영덕에 들어선 대규모 풍력단지의 영향으로 2004년 이후 지원금이 늘어났으며, 태양광은 기술개발 및 설비단가 하락으로 인해 태양광발전 사업자가 크게 늘어나면서 2007년 대비 2008년 지원금이 크게 증가했다(에너지관리공단, 2008).

<표 2-8> 발전차액지원제 지원 실적

(발전량 : MWh, 금액 : 백만원)

구분		2003	2004	2005	2006	2007	2008	계
태양광	발전량	-	13	522	5,467	24,036	206,018	236,056
	금액	-	8	340	3,481	14,772	112,847	131,448
풍력	발전량	18,561	29,275	103,281	207,660	333,574	349,452	1,055,032
	금액	300	738	3,858	5,483	7,826	489	18,950
수력	발전량	158,851	142,010	157,622	157,285	220,069	205,180	1,147,026
	금액	3,688	2,859	2,392	661	2,076	2,105	16,258
LFG	발전량	92,046	138,46	128,746	119,236	273,808	409,611	497,826
	금액	1,592	1,477	957	292	1,733	2,308	8,937
바이오 가스	발전량	-	-	-	-	1,551	3,348	4,899
	금액	-	-	-	-	16	32	48
연료전지	발전량	-	-	-	243	1,960	12,218	14,421
	금액	-	-	-	48	393	1,656	2,097
계	발전량	268,458	309,765	390,171	489,891	854,998	1,185,827	3,655,260
	금액	5,580	5,082	7,547	9,965	26,816	119,437	177,738

자료 : 에너지관리공단, 2008.

6) 신·재생에너지 공급협약

정부는 2005년 7월 주요 에너지 공기업과 신·재생에너지 공급협약(RPA : Renewable Portfolio Agreement)을 체결했다. RPA라고 불리는 이 협약을 통해 한국전력공사, 한국수력원자력, 한국남동발전, 한국중부발전, 한국서부발전, 한국남부발전, 한국지역난방공사, 한국수자원공사 등은 신·재생에너지 분야에 대한 투자를 약속했다. 투자 기간은 2006년부터 2008년까지였고, 투자 대상은 연구개발·설치·홍보사업·지원사업이었다. 2005년에 맺은 1차 RPA에서는 8,855

억원가량을 투자할 예정이었지만, 평가 결과 실제 투자금액은 목표치의 70%에 불과한 것으로 나타났다.

<표 2-9> 제1차 RPA 추진성과

구분	추진성과	투자목표	달성률
투자금액	6,059억원	8,855억원	68.4%
발전설비 보급실적	201MW	359MW	56%
연구개발 투자실적	1,299억원	1,617억원	80.3%

자료 : 지식경제부, 2009.7, 보도자료.

2009년 7월 2차 RPA에서는 2009년부터 2011년까지 2조9,000억원을 투자하여, 1,330MW의 발전설비를 보급하기로 결정하였다. 투자금액이 특정 에너지원에 몰리는 것을 방지하기 위해 <표 2-11>처럼 에너지원별로 지원금이 배분되었다.

<표 2-10> 제2차 RPA 추진계획

구분	투자목표	1차 실적
투자금액	2조9,000억원	6,059억원
발전설비 보급실적	1,330MW	201MW
연구개발 투자실적	1,043억원	1,299억원

자료 : 지식경제부, 2009.7, 보도자료.

<표 2-11> 신·재생에너지원별 세부 투자계획(2009~2011년)

(단위 : MW)

구분	태양광	풍력	수력	연료전지	해양	바이오	기타	열설비	계
계	101	371	141	27	275	10	347	55	1,330

자료 : 지식경제부, 2009.7, 보도자료.

7) 공공기관 신·재생에너지 이용의무화

2004년 3월에 도입된 공공기관 신·재생에너지 이용의무화 제도는 공공기관이 발주하는 신축건물이 연면적 3,000㎡ 이상일 경우 공사비의 5% 이상을 신·재생에너지 설비에 투자하도록 의무를 부여하는 제도이다. 2007년까지 414개소에 1,892억원을 투자하였으며, 주로 태양광과 지열, 특히 지열분야의 설비 비중이 높은 것으로 나타났다.

2009년 3월부터는 적용대상이 확대되어, 증개축 건물 역시 의무화 대상이 되었다.

<표 2-12> 공공기관 신·재생에너지 이용의무화

(단위 : 백만원)

구분	2004	2005	2006	2007	계
태양열	1,359	2,745	2,294	1,538	7,936
태양광	4,895	14,795	26,530	29,833	76,053
지열	10,305	34,489	38,985	21,428	105,207
계	16,559	52,029	67,809	52,799	189,196

자료 : 에너지관리공단, 2008.

제2절 신·재생에너지 보급실적

1. 설비용량

이 같은 지원제도 하에서 2003년부터 2008년 사이에 보급된 신·재생에너지의 설비용량은 <표 2-13>과 같다. 태양열 설비용량은 2007년에 하락한 뒤 2008년에 다시 2배 가까이 늘어났다. 태양광 설비용량은 발전차액지원제 도입 이후 지속적으로 늘어나는 추세를 보이고 있으며, 2008년에는 전체 태양광 설비용량의 78%에 해당하는 설비용량의 증가가 사업용 부문에서 이루어졌다.

연료전지 역시 2008년에 전체 연료전지 설비용량의 87%에 해당하는 설비용량 증가가 있었다.

<표 2-13> 신·재생에너지 설비용량

구분		2003	2004	2005	2006	2007	2008	합계
태양광	태양열(m ²)	15,135	15,034	28,310	24,314	14,525	51,552	1,427,834
	사업용(kW)		238	1,224	9,071	28,842	259,110	298,484
	자가용(kW)	563	2,315	3,766	13,251	16,505	16,555	58,360
바이오	바이오가스(전기 : kW)						3,036	3,036
	바이오가스(ton/h)	23	37	33	30		34	328
	매립지가스(전기 : kW)	17,020	1,000	2,773	50,000		1,765	82,058
	매립지가스열 : N m ³ /h)			850	7,800			26,170
	바이오디젤(ton/y)			85,403	141,597	174,700	235,507	743,207
	우드칩(ton)				30,136	31,450	74,000	
	성형탄(ton)	103,140	80,952	76,900	81,357	83,969	69,489	
	임산연료(ton)			175,593	179,421	155,041	147,271	
풍력	사업용(kW)	5,460	49,460	30,550	78,750	18,400	108,000	301,195
	자가용(kW)	7	443	114	191	20	20	2,912
수력	사업용(kW)	1,900	2,390	4,774	5,010	8,720	5,680	1,603,497
	자가용(kW)			139				210
연료전지	사업용(kW)				250		7,800	8,050
	자가용(kW)			756	20	25	51	852
폐기물	페가스(ton/h)	193	166	56	125	394	517	7,336
	산업폐기물(ton/h)	532	265	306	409	488	318	3,470
	폐목재(ton/h)	43	5	58	1	31	49	865
	생활폐기물(ton/h)	28	28	36	13	4	52	200
	대형도시쓰레기(ton/d)	10,090	10,160	11,310	11,510	12,410	12,410	
	시멘트킬른보조연료(ton)	360,647	522,447	438,085	485,586	491,009	742,628	
	RDF/RPF(ton)				92,235	110,058	148,453	
	정제연료유(kL)	262,435	271,783	305,889	324,467	353,325	309,961	
지열(kW)		725	6,188	8,159	35,023	20,528	31,613	104,922

자료 : 에너지관리공단, 2008.

주 1 : 우드칩, 성형탄, 임산연료, 시멘트킬른보조연료, RDF/RPF, 정제폐유는 해당연도 생산량임.

주 2 : 합계는 2003년 이전을 포함한 총 누적 설비용량이며, 음영은 생산량이므로 제시하지 않음.

주 3 : 수력에는 대수력이 포함됨.

2. 생산량 및 발전량

<표 2-14>는 2005년부터 2008년까지의 신·재생에너지 생산량을 보여준다. 신·재생에너지는 설비용량 증가에 힘입어 최근인 2008년에 약 600만TOE가 생산되었다. 2008년 태양광의 생산량은 전년 대비 4배 가까이 늘어났으며, 연료전지 생산량 역시 2배 이상 증가했다.

<표 2-14> 신·재생에너지 생산량

(단위 : toe)

구분		2003	2004	2005	2006	2007	2008
태양열		32,914	36,143	34,729	33,108	29,375	28,036
태양광	사업용		3	149	1,417	5,530	46,507
	자가용	1,938	2,456	3,451	6,339	9,795	14,620
바이오		131,068	134,966	181,275	274,482	370,159	426,760
풍력	사업용	5,687	9,526	31,323	58,512	79,679	92,654
	자가용	529	2,335	1,149	1,216	1,108	1,093
수력*	사업용	1,225,559	1,082,335	918,325	866,884	780,805	660,083
	자가용	28	6	179	174	94	65
연료전지	사업용				78	421	2,888
	자가용			526	1,593	1,411	1,479
폐기물		3,039,312	3,313,273	3,705,547	3,975,272	4,319,309	4,568,568
지열		393	1,355	2,558	6,208	11,114	15,726
합계		4,437,428	4,582,407	4,879,211	5,225,192	5,608,776	5,858,481

자료 : 에너지관리공단, 2008.

*: 수력은 2003년부터 대수력이 포함됨.

2005년부터 2008년까지의 신·재생에너지 발전량은 약 400만MWh에 달한다. 발전량의 대부분을 대수력이 포함된 수력에서 담당하고 있으며, 그 뒤를 풍력과 바이오에너지가 잇고 있다. 태양광과 연료전지의 발전량이 2008년에 각각 3배와 2배 이상 늘어났으며, 바이오에너지 역시 2007년, 2008년 모두 10만MWh 이상 증가했다.

<표 2-15> 신·재생에너지 총발전량

(단위 : MWh)

구분	2003	2004	2005	2006	2007	2008
태양광	7,752	9,872	14,399	31,022	71,279	284,315
바이오	100,193	146,927	129,595	154,521	307,299	416,359
풍력	24,865	47,442	129,888	238,911	375,641	436,034
수력	4,902,346	4,329,362	3,674,015	3,468,233	3,632,089	3,070,457
연료전지			2,103	6,681	8,522	20,310
총 발전량	5,035,156	4,533,603	3,950,000	3,899,369	4,394,830	4,227,476

자료 : 에너지관리공단, 2008.

주 : 수력은 양수발전을 제외한 수치임.

신·재생에너지 발전량을 사업용과 자가용으로 구분해서 보여주는 <표 2-16>과 <표 2-17>에서 확인할 수 있듯이 신·재생에너지 총 발전량에서 사업용의 비중이 훨씬 큰 상태이다. 즉 사업용 발전부문이 전체 신·재생에너지 발전량을 주도하는 것으로 나타났다.

<표 2-16> 신·재생에너지 발전량(사업용)

(단위 : MWh)

구분	2003	2004	2005	2006	2007	2008
태양광		13	595	5,666	25,722	216,314
바이오	100,193	146,927	129,595	154,521	307,299	416,359
풍력	22,749	39,103	125,291	234,047	370,601	430,950
수력	4,902,236	4,329,339	3,673,300	3,467,538	3,631,650	3,070,156
연료전지				311	1,960	13,432
총 발전량	5,025,178	4,514,382	3,928,781	3,862,083	4,337,232	4,147,211

자료 : 에너지관리공단, 2008.

주 : 수력은 양수발전을 제외한 수치임.

태양광의 경우 2007년까지는 오히려 자가용 발전량이 우위를 보였지만, 2008년에 사업용이 대규모로 유입된 이후 역전되는 결과를 보여주고 있다. 풍력의 경우에는 자가용 발전량이 2004년에 최대치를 기록한 이래로 2005년부터

터는 사업용의 발전량이 크게 늘어난 것을 확인할 수 있다. 연료전지 역시 2008년의 증가는 거의 사업용에서 이루어진 것으로 자가용은 미약하게 늘어난 것으로 나타났다.

<표 2-17> 신·재생에너지 발전량(자가용)

(단위 : MWh)

구분	2003	2004	2005	2006	2007	2008
태양광	7,752	9,859	13,804	25,356	45,557	68,002
풍력	2,116	9,339	4,597	4,864	5,040	5,084
수력	110	23	715	695	439	302
연료전지			2,103	6,370	6,562	6,878
총 발전량	9,978	19,221	21,219	37,286	57,598	80,265

자료 : 에너지관리공단, 2008.

주 : 수력은 양수발전을 제외한 수치임.

3. 신·재생에너지 비율

<표 2-18>과 <표 2-19>는 1차 에너지 소비량 및 발전량과 비교했을 때 신·재생에너지가 차지하는 비율을 보여주고 있다. 즉 1차 에너지 소비량 대비 신·재생에너지 생산량은 2003년 2.06%에서 2008년 2.43%로 0.37%의 증가에 그쳤으며, 총 발전량 대비 신·재생에너지 발전량은 2003년 1.56%에서 2008년 1%로 오히려 줄어드는 결과를 보여주었다. 이는 제2차 기본계획의 신·재생에너지 목표치, 즉 2011년 생산량 대비 5%, 발전량 대비 7%와 큰 차이를 나타내며, 기존의 지원정책이 신·재생에너지 보급을 확대하는 데 한계가 있음을 드러내는 결과라고 할 수 있다. 특히 신·재생에너지 지원정책이 전력 중심으로 구성되었음에도 불구하고 나타난 결과이기 때문에 기존 정책에 대한 전면적인 재검토가 필요하다고 볼 수 있다.

<표 2-18> 1차 에너지 소비량 대비 신·재생에너지 비중

(단위 : 천toe, %)

구분	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1차 에너지 소비량	215,067	220,238	228,622	233,372	236,454	240,752
신·재생에너지 합계	4,437	4,582	4,879	5,225	5,608	5,858
신·재생에너지 비중	2.06	2.08	2.13	2.24	2.37	2.43

자료 : 에너지관리공단, 2008.

<표 2-19> 총 발전량 대비 신·재생에너지 비중

(단위 : MWh, %)

구분	2003	2004	2005	2006	2007	2008
총 발전량	322,451,697	342,147,967	364,639,331	381,180,709	426,647,338	422,355,126
신·재생에너지 발전량	5,035,156	4,533,603	3,950,000	3,899,369	4,394,830	4,227,476
신·재생에너지 비중	1.56	1.33	1.08	1.02	1.03	1.00

자료 : 에너지관리공단, 2008.

제3절 제도개선 논란

1. 발전차액지원제관련 제도개선 및 논란

2008년 현재 신·재생에너지 보급률이 1차 에너지 소비량 대비 2.43%, 발전량 대비 1%에 불과하다는 사실은 관련 보급지원 정책들이 제대로 작동하지 않았다는 의미일 수 있다. 앞에서 살펴본 발전차액지원제를 제외한 나머지 지원정책들은 정부가 설치비의 일정 부분을 보조해 주는 방식의 정부 주도형 보급정책이라는 한계를 지니고 있다. 반면에 발전차액지원제는 정부가 가격을 설정해주면 민간이 자발적으로 시장에 참여해 신·재생에너지 보급이 활성화되는 민간 주도형 보급정책이라는 점에서 나머지 정책들과 차이가 있다. 이 같은 발전차액지원제는 2002년에 도입된 이래로 신·재생에너지 보급을 활성화시키

는 중요한 역할을 해왔다.

그렇지만 지원정책별 누적실적을 살펴보면 2007년 현재 신·재생에너지 보급 보조 1,714억원, 태양광주택 10만호 보급 1,199억원, 융자지원 7,406억원, 지방 보급사업 2,702억원, 발전차액지원제 583억원으로 나타난다. 정책별 지원기간 및 지원방식 등의 차이가 있어서 단순 합계로 비교할 수는 없지만 발전차액지원제가 신·재생에너지 보급에 효과적이라는 평가를 받고 있음에도 불구하고 금액 기준으로는 다른 제도에 비해서는 지원이 상대적으로 크지 않았음을 확인할 수 있다. 발전차액지원제의 정책적 효과와 관련해서 논쟁이 있었듯이 실제로도 수차례에 걸쳐 제도개선작업이 진행된 바가 있었다. 아래에서는 2002년 도입된 이래로 수많은 비판과 논쟁을 통해 7차례에 걸쳐 이루어진 발전차액지원제관련 제도개선 내용들을 살펴보고자 한다.

<표 2-20> 발전차액기준가격 변천 개요

시점	주요 개정내용
2002/05	1. 태양광, 풍력, 소수력, 매립지가스, 폐기물에 대해 발전차액지원 결정 2. 태양광은 독일 차액지원액의 120%, 나머지는 중유발전의 회피비용으로 결정
2003/10	1. 태양광과 풍력에 한해 기존 5년에서 15년으로 지원기간 연장 2. 태양광 20MW, 풍력 250MW로 누적설비용량 제한 3. 태양광에 한해 개별사업자 한계를 3MW로 규정
2004/10	1. 조력발전에 대한 기준가격 설정(50MW 이상, 62.81원/kWh)
2005/02	1. 판매사업자와 200kW 이하 사업자의 직접거래 허용(전력거래소 등록의무 면제)
2006/08	1. 소수력, 바이오, 폐기물에 변동가격시스템 도입 2. 설비 특성별, 설비 규모별, 연료 형태별로 세분화 3. 모든 에너지원에 대해 15년으로 연장 4. 태양광과 풍력, 연료전지에 한해 연차별 인하비율 각각 4%, 2%, 3%로 설정 5. 태양광, 풍력의 누적 설비용량을 각각 100MW, 1,000MW로 변경 6. 태양광의 개별 한계용량(3MW) 폐지
2008/05	1. 태양광, 연료전지의 누적설비용량을 각각 500MW, 50MW로 변경 2. 태양광 기준가격을 종전의 2단계 요금에서 5단계 요금으로 세분화
2009/04	1. 태양광, 연료전지 누적용량 3단계로 제한
2009/09	1. 2008년 대비 태양광 기준가격 13.56% 인하 2. 건물활용 인센티브 도입(일반부지 대비 1.07배 할증 적용)

(1) 2002년 5월 도입

2002년 처음 도입된 기준가격지침에서는 대상 전원을 태양광, 풍력, 소수력, 매립지가스, 폐기물로 제한했었다. 더군다나 당시에는 기준가격을 산정하기 위한 국내 실적자료가 존재하지 않아 발전차액지원제를 시행하고 있던 선진국의 사례를 참조로 기준가격이 설정되었다. 태양광의 경우에는 독일 발전차액지원제의 기준가격에 20%를 할증해서 책정되었다. 나머지 에너지원에 대한 기준가격은 석유의 대체에너지라는 차원에서 에너지원별 발전효율을 고려해 중유 발전설비의 이용률에 해당되는 회피비용으로 책정되었다. 이처럼 처음에 발표된 기준가격은 실제 실적자료를 반영하지 못하고 있을 뿐만 아니라 발전원별 기술수준과 시장여건도 고려하지 못하고 있다는 문제점이 지적되었다(김유진·김수덕, 2008).

<표 2-21> 대체에너지이용 전력의 기준가격지침

(단위 : 원/kWh)

대상전원	적용설비 용량기준	기 준 가 격		
		자가용	사업용	
태양광	3kW 이상	716.40		
풍력	10kW 이상	계통한계가격(SMP)+용량가격(CP)	107.66	
소수력	3MW 이하	계통한계가격(SMP)+용량가격(CP)	73.69	
매립지가스	50MW 이하	계통한계가격(SMP)+용량가격(CP)	20MW 미만	65.20
			20MW~50MW	61.80
폐기물(RDF포함)	20MW 이하	계통한계가격(SMP)+용량가격(CP)		

자료 : 산업자원부, 2002.5, 보도자료.

주 : 용량가격(CP, Capacity Price)은 시장가격(SMP)과 달리 발전기의 건설비와 운전유지비 등을 고려해 정부가 결정하는 보상가격임(<표 2-6> 참조).

(2) 2003년 10월 개정

초기 기준가격지침에 대한 개정(안)이 2003년 10월에 발표되었다. 먼저 적용기간을 수정해 태양광과 풍력에 한해 기존의 적용기간 5년이 15년으로 연장되었다. 이와 함께 발전차액지원제를 적용할 수 있는 누적용량에 한계를 설정

해 태양광은 20MW, 풍력은 250MW로 제한하는 규정이 도입되었다. 한편 태양광의 개별 한계용량은 3MW로 규정되었다.

(3) 2004년 10월 개정

2004년 10월에는 대상 전원이 확대돼 조력발전에 대해서도 기준가격이 설정되었다. 그럼에도 불구하고 조력발전 지원 적용설비가 50MW 이상으로 정해져 소규모일수록 가격이 높게 설정되어 있는 선진국에 비해 소규모 발전사업자를 배려하지 않고 있다는 문제점이 지적되었다. 또한 태양광과 풍력 외의 에너지원에 대한 지원기간이 여전히 5년이어서 발전사업자들이 투자비를 회수하기 어렵다는 문제점이 지적되기도 했다(서세욱·허무열, 2004).

<표 2-22> 대체에너지이용 발전전력의 기준가격지침

(단위 : 원/kWh)

대상전원	적용설비 용량기준	기 준 가 격		
		자가용	사업용	
태 양 광	3kW 이상	716.40		
풍 력	10kW 이상	계통한계가격(SMP)+용량가격(CP)	107.66	
소 수 력	3MW 이하	계통한계가격(SMP)+용량가격(CP)	73.69	
조 력	50MW 이상	62.81		
매립지가스	20MW 미만, 20MW~50MW	계통한계가격(SMP)+용량가격(CP)	20MW 미만	65.20
			20MW~50MW	61.80
폐기물(RDF포함)	20MW 이하	계통한계가격(SMP)+용량가격(CP)		

자료 : 산업자원부, 2004.10, 보도자료.

(4) 2005년 2월 개정

2005년 2월에 이루어진 개정에서는 소규모 발전사업자에 대한 지침이 마련되었다. 「소규모 대체에너지 발전 전력의 거래에 관한 지침」에 따라 200kW 이하의 소규모 발전사업자가 한국전력에 전력을 직접 판매할 수 있게 되었다. 이는 ‘전력거래소 등록의무’를 면제해 준 것으로 소규모 발전사업자의 거래비용

이 절감되어 진입장벽을 낮춘 것으로 해석된다(에너지전환, 2005).

(5) 2006년 8월 개정

2006년에는 4년여 간의 제도시행 경험을 바탕으로 보다 세분화된 요금체계를 갖추게 되었다. 2006년 8월에 이루어진 개정에서는 보장기간, 연차별 인하율, 요금구조 등이 변경되었다. 2006년 개정에서는 보장기간이 짧다는 비판이 받아들여져 모든 전원에 대해 매입기간이 15년으로 연장되었다. 또한 기술개발을 유도하는 연차별 인하율이 태양광, 풍력, 연료전지에 대해 적용되었으며,

<표 2-23> 신·재생에너지 발전 전력의 기준가격

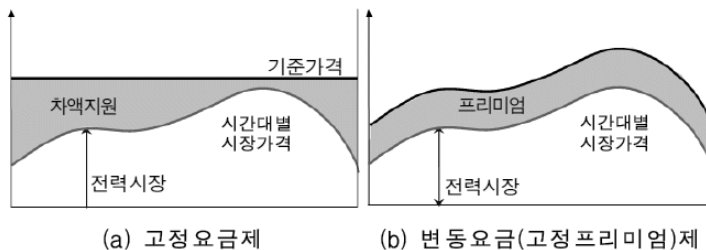
(단위 : 원/kWh)

전원		적용설비 용량기준	구 분		기준가격(원/kWh)		기존	비고
					고정요금	변동요금		
태양광		30kW 이상	30kW 이상		677.38	-	716.40	감소율 4% (3년 이후)
			30kW 미만		711.25	-		
풍력		10kW 이상	-		107.29	-	107.66	감소율 2% (3년 이후)
수력		5MW 이하	일반	1MW 이상	86.04	SMP+15	73.69	
				1MW 미만	94.64	SMP+20		
			기타	1MW 이상	66.18	SMP+ 5		
				1MW 미만	72.80	SMP+10		
폐기물 소각		20MW 이하	(RDF 포함)		-	SMP+ 5	SMP+CP	화석연료 투입비율 : 30% 미만
바이오에너지	LFG	50MW 이하	20MW 이상		68.07	SMP+ 5	61.80	
			20MW 미만		74.99	SMP+10	65.20	
	바이오가스	50MW 이하	150kW 이상		72.73	SMP+10	신설	
			150kW 미만		85.71	SMP+15		
	바이오매스	50MW 이하	목질계 바이오		68.99	SMP+ 5	신설	
해양에너지	조력	50MW 이상	최대 조차 8.5m 이상	방조제 유	62.81	-	62.81	
				방조제 무	76.63	-		
			최대 조차 8.5m 미만	방조제 유	75.59	-		
				방조제 무	90.50	-		
연료전지		200kW 이상	바이오가스 이용		234.53	-	신설	감소율 3% (2년 이후)
			기타연료 이용		282.54	-		

자료 : 산업자원부, 2006.8, 보도자료.

인하율은 사전 준비를 위해 유예기간이 설정되었다. 그렇지만 개정 이후에도 인하율의 적절성에 대한 논란이 지속되었다.

이와 함께 소수력, 바이오, 폐기물에 대해서는 계통한계가격에 연동되는 변동가격제가 선택사항으로 추가되었다. 고정가격제에 비해 변동가격제는 전력시장가격에 프리미엄이 부가되는 방식으로 정부측 입장에서는 지원금 예산이 고정적이라는 장점이 있는 반면에 사업자 입장에서는 변동에 따른 수익의 변화를 예상하기 힘들다는 단점이 있다. 따라서 변동가격제는 다양한 신·재생에너지 가운데 시장가격에 근접한 에너지원에 대해 시행되고 있다. 고정가격제는 동일한 가격을 적용하는 방식으로 사업자의 입장에서는 수익변동성을 줄여준다는 장점이 있는 반면에 정부측 입장에서는 소요재원을 예측하기가 힘들 뿐만 아니라 시장전환을 유도하기 위한 유인이 낮다는 단점이 있다(한국전기연구원, 2008).



자료 : 한국전기연구원, 2008.

<그림 2-1> 발전차액지원제의 기준가격 요금체계

(6) 2008년 5월 개정

2008년 5월에 이루어진 개정은 태양광 전원의 기준가격 세분화 및 인하를 주된 내용으로 한다. 수정된 가격체계는 5단계로 세분화되었으며, 기준가격이 인하되었다. 누적설비용량은 태양광이 100MW에서 500MW, 연료전지가 50MW로 조정되었다. 가격인하에 대해 발전사업자와 시민단체의 반발이 있었으며, 이

같은 가격인하와 잦은 개정이 정책의 일관성을 해친다는 비판이 제기되었다.

<표 2-24> 태양광 전원의 적용시점 및 적용기간별 기준가격

(단위 : 원/kWh)

적용시점	적용기간	30kW 미만	30kW 이상			
~ 2008.9.30	15년	711.25	677.38			
2008.10.1 ~ 2009.12.31	적용기간	30kW 이하	30kW 초과 200kW 이하	200kW 초과 1MW 이하	1MW 초과 3MW 이하	3MW 초과
	15년	646.96	620.41	590.87	561.33	472.70
	20년	589.64	562.84	536.04	509.24	428.83
2010.1.1 이후	20년	매년 재고시				

자료 : 지식경제부, 2008.5, 보도자료.

(7) 2009년 4월 개정

2009년 4월 개정에서는 태양광과 연료전지에 대해 연도별 발전차액 지원 한계용량이 설정되었다. 정부는 신·재생에너지 시장의 수급에 대한 예측가능성을 높임으로써 재정을 효율적으로 운용하기 위해 한계를 설정한 것으로 설명했다. 그렇지만 자유로운 시장진출을 제한하고 있다는 반대 의견과 용량설정을 통한 점진적 시장확대가 국산 기술의 정착에 유리하다는 찬성 의견이 함께 제기되어 논란을 일으켰다.

<표 2-25> 연간 지원한계용량

(단위 : MW)

구분	2009	2010	2011
태양광	50	70	80
연료전지	12	14	16

자료 : 지식경제부, 2009.4, 보도자료.

(8) 2009년 9월 개정

2009년 9월 개정에서는 태양광 기준가격 인하와 세분화가 이루어졌으며, 태양광발전의 기준가격은 2008년 대비 13.56% 인하되었다. 또한 태양광 설비를 효율적으로 설치하는 것을 유인하기 위해 건물을 활용하는 태양광설비의 경우 일반 부지에 비해 가격을 7% 높여주는 것으로 개정되었다.

<표 2-26> 태양광 전원의 적용시점 및 적용기간별 기준가격

(단위 : 원/kWh)

적용 시점	설치 장소	적용 기간	30kW 이하	30kW 초과 200kW 이하	200kW 초과 1MW 이하	1MW 초과 3MW 이하	3MW 초과
2009년	-	15년	646.96	620.41	590.87	561.33	472.70
		20년	589.64	562.84	536.04	509.24	428.83
2010년	일반 부지	15년	566.95	541.42	510.77	485.23	408.62
		20년	514.34	491.17	463.37	440.20	370.70
	건축물 활용	15년	606.64	579.32	546.52	-	-
		20년	550.34	525.55	495.81	-	-

자료 : 지식경제부, 2009.

2. 발전차액지원제에 대한 평가

신·재생에너지 보급을 확대하기 위해 2002년에 발전차액지원제를 도입한 이래로 지금까지 7차례의 개정을 통해 제도적 한계를 보완해왔음에도 불구하고 아직까지 국내의 신·재생에너지 보급률은 저조한 수준이다. 이 같은 정책실패의 이유를 찾기 위해 이 연구에서는 발전차액지원제와 관련해서 진행된 개정 논의들을 검토해 본 결과 다음과 같은 문제점을 발견할 수 있었다.

첫째, 발전차액지원제가 소규모 발전사업자의 참여를 확대할 수 있는 정책임에도 불구하고 관련 규정이 삽입된 것은 제도 도입 후 3년이 지난 2005년에 이르러서야 이루어졌다. 이전에는 소규모 발전사업자에게도 전력거래소 등록 의무를 부과함으로써 판매를 원하는 소규모 발전사업자가 높은 시장 진입비용

으로 인해 거래에 참여하기가 사실상 불가능한 상황이었다. 따라서 제도 시행 초기에 소규모 발전사업자가 참여할 수 없어 보급이 지연되었다는 문제가 지적될 수 있다.

둘째, 누적설비용량의 한계치가 여러 차례 수정되는 문제가 있었다. 2003년 태양광 20MW와 풍력 250MW로 누적설비용량을 제한한 이래로 2006년에는 태양광 100MW와 풍력 1000MW로, 2008년에는 다시 태양광 500MW와 연료전지 50MW로 누적용량을 수정한 바 있다. 그리고 2009년에는 태양광과 연료전지에 대해 누적용량을 순차적으로 늘리기 위해 2008년에 확대된 누적용량 가운데 미달분을 3년에 걸쳐 나누어 허용하는 규정이 만들어졌다. 결국 발전차액지원제를 통해 추진된 발전사업이 상황에 따라 한계치를 규정하고 확대하기를 반복함으로써 발전차액지원제의 운영에 있어 일관성이 결여되었다는 문제가 지적될 수 있다. 즉 발전차액지원제가 초기투자의 불확실성을 줄이고 안정적인 수익을 낼 수 있다는 장점을 가지고 발전사업자를 시장으로 유인하는 제도임에도 불구하고 누적 한계용량을 설정해 발전사업자의 시장 진입을 제한한 것으로 나타났다. 따라서 가격을 정해주면 시장에서 보급량이 결정되는 방식의 발전차액지원제 하에서는 한계용량을 설정하기보다 기준가격을 인하함으로써 시장을 통제하는 방법이 민간의 자발적 참여를 해치지 않으면서도 정책의 일관성을 유지하는데 효과적이었을 것으로 판단된다.

이처럼 정부는 발전차액지원제의 장점이 소규모 발전사업의 확대임에도 불구하고 초기에 과다한 진입비용을 부과함으로써 제도의 장점을 충분히 살리지 못했음을 알 수 있다. 또한 제도적 일관성이 정책 성패의 중요한 요소임에도 불구하고 누적한계용량 설정과 개인별 한계용량 폐지라는 상반된 규정으로 인해 시장에 안정적인 가격신호를 보내지 못해 결과적으로는 신·재생에너지 보급에 성공하지 못했던 것으로 판단된다.

정부측 입장에서는 값비싼 태양광 발전이 늘어나면서 비용 대비 보급량이 늘어나지 않았을 뿐만 아니라 전력산업기반기금을 통해 조달되던 비용이 소비

자에게 전가되지 못하면서 재정적 부담을 정부가 떠안을 수밖에 없었다. 결국 정부는 제도 도입 10년 만에 발전차액지원제를 중단하겠다는 결정을 내리고 말았다.

3. 신·재생에너지 의무할당제

1) 제도 도입 경위 및 추진 내용

발전차액지원제를 통해서 신·재생에너지 보급목표를 달성하지 못하게 되자 정부는 이를 효과적으로 달성하기 위해 신·재생에너지 의무할당제(RPS : Renewable Portfolio Standards)의 도입을 추진하고 있다. 의무할당제란 에너지 사업자에게 판매량의 일정 비율을 신·재생에너지로 공급하도록 의무를 부여하는 제도이다. 이 제도가 시행되면 에너지 사업자는 신·재생에너지를 자체적으로 생산하거나 다른 공급자로부터 구매해서 의무를 이행한 뒤 이를 소비자에게 전가해 비용을 회수하게 된다.

이를 위해 정부는 2003년 12월 제2차 신·재생에너지 기본계획에서 의무할당제의 도입을 처음으로 제안했으며, 2008년 9월에 의무할당제가 포함된 그린에너지 발전전략을 발표했다. 같은 해 12월에는 의무할당제 도입을 반영한 제3차 신·재생에너지 기본계획이 발표되었다. RPS 도입을 위한 연구도 진행되어, 지금까지 「대체에너지를 이용한 발전전력 의무구매 방안(한국전기연구원 2000년)」, 「대체에너지발전 의무비율할당제 도입 연구(에너지경제연구원 2004년)」, 「신·재생에너지 발전차액지원제도 개선 및 RPS 제도와 연계방안 연구(한국전기연구원 2005년)」, 「신·재생에너지 의무할당제도 국내 운영방안 수립 연구(한국전기연구원 2008년)」 등이 발표된 바 있다.

특히 전기연구원에서 2008년부터 수행하고 있는 「신·재생에너지 의무할당제도 국내 운영방안 수립 연구」에는 의무할당제의 구체적인 도입방안과 제도

시행을 위한 시스템 구상안이 포함되어 있다. 2009년 6월에 발표된 도입방안에는 대상 전원, 인증서, 비용뿐만 아니라 RPS 시스템의 일반적인 원칙, 의무대상자 선정 방법, 태양에너지 별도 시장개설 등에 관한 내용이 포함되어 있다. 2009년 2월부터는 의무할당제 추진 TF팀이 구성되어 운영 중이며, 2009년 6월에 제3차 공청회와 설명회를 끝마친 상태이다. 의무할당제는 현재 정부와 발전사업자 간에 맺은 투자협약(RPA)의 태양광 부문에 한해서 시범적으로 시행되고 있으며, 2012년부터 점진적으로 도입될 예정이다.

2) 신재생에너지 의무할당제 운영방안

신·재생에너지 의무할당제를 도입하는 가장 주된 목적인 공급목표는 2022년 발전량 대비 10%로 설정되었다. 처음에는 2012년 시작 연도의 의무비율 2~3%, 종료 연도의 의무비율 7~10%가 고려되었다. 그렇지만 초기 의무량이 현재 보급량에 비해 부담이 될 수 있다는 의견이 제시되자 달성 가능한 목표를 설정하기 위해 시작 연도의 의무비율이 2~2.5%로 조정되었다. 즉 시작 연도의 의무비율은 낮추지만 종료 연도의 목표는 10%를 유지하는 것으로 변경되었다.

<표 2-27> 공급 의무량 검토안

구분	의무비율(%)										
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
대안 1	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0
대안 2	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0

자료 : 한국전기연구원, 2009.

의무할당제가 도입되면 타 에너지원에 비해 경제성이 낮은 태양광의 육성이 어렵다는 지적이 제기됨에 따라 정부는 태양광 분야에 별도의 할당량을 부과하는 방안을 고려하고 있다. 태양광 의무할당량은 3차 기본계획의 목표를 달

성할 수 있는 수준, 즉 자가용을 제외한 2020년 기준 1,424GWh로 산정되었으며, 할당량 부과방식으로 설비용량 기준 또는 발전량 대비 일정비율로 부과하는 두 가지 방안이 검토 중이다.

<표 2-28> 태양광발전 의무량

구분	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
대안1 (MW)	80	160	240	320	400	500	600	700	800	900	1000
대안2 (%)	0.025	0.05	0.075	0.1	0.125	0.15	0.18	0.21	0.24	0.27	0.3

자료 : 한국전기연구원, 2009.

신·재생에너지는 에너지원별로 기술수준, 경제성, 잠재량 등이 다를 수밖에 없다. 따라서 의무할당제 도입 시 별다른 제도적 보완이 없다면 태양광처럼 경제성이 떨어지는 에너지원은 시장에서 도태되는 것을 방지하기 어려울 것으로 예상된다. 따라서 정부는 에너지원별 특성을 고려해 가중치를 적용하는 방안을 검토하고 있다. 이때 의무할당제의 가중치는 신·재생에너지 설비의 환경영향, 화석연료의 대체가능성, 보급현황, 경제성 등을 고려해 산정되었다. 에너지원별 가중치는 네 개 그룹으로 구분해서 0.5~2.0의 가중치가 배분되는 방안이 검토되고 있다. 의무량을 별도로 할당받는 태양광은 가중치가 부여되지 않았다.

<표 2-29> 전원별 가중치 검토 대안

구분	가중치	대상전원(안)
1군	0.5	LFG, 폐기물 (석탄가스화복합발전)
2군	1	풍력, 수력, 바이오매스, 바이오가스, 조력(1), 지열
3군	1.5	해상풍력, 조력(2), 기타 해양에너지
4군	2.0	연료전지

자료 : 한국전기연구원, 2009.

주 : 석탄가스화복합발전(GCC)의 포함여부는 검토 중임.

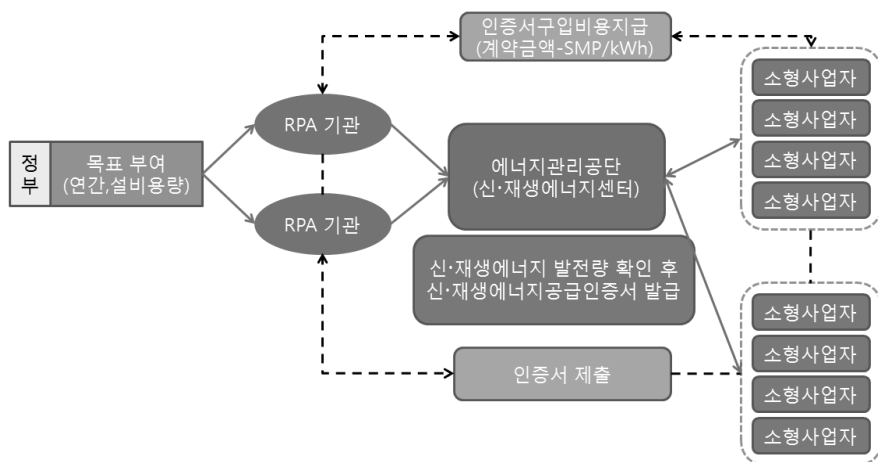
의무할당제의 가중치는 국내 신·재생에너지 기술의 개발을 독려하고 보급기반을 확충해 관련 산업을 육성하는 한편, 가용 잠재량을 효과적으로 개발하는 것을 목표로 한다. 그러나 가중치가 의무할당제의 본래 취지를 훼손하지 않는 범위 내에서 산정되었다고는 하지만 시장의 기능을 이용해 효율적으로 신·재생에너지를 보급한다는 의무할당제의 원칙과 모순되는 방식이라는 문제가 지적될 수 있다.

의무할당제의 도입과 관련해서 업계에서는 의무대상 선정과 의무비율에 대해 논란이 있었으며, 학계와 시민단체에서는 투자의 불확실성이 커져 대형 기업만이 시장에 진출할 수 있어 독점이 일어날 수 있을 뿐만 아니라 경제성이 우수한 풍력발전 위주의 편중현상도 나타날 수 있다는 문제를 지적하고 있다. 특히 시민단체는 발전차액지원제를 폐지하기에 아직 시기상조일 뿐만 아니라 소규모 발전사업의 확대가 어려워지고 발전사업의 대형화가 환경훼손을 일으킬 수 있다는 주장을 제기하며 반발하고 있다. 이처럼 의무할당제와 관련해서 논란이 일자 2009년 11월 국회 지식경제위원회 법안심사소위는 의무할당제 도입이 포함된 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법」의 일부 개정 법률안을 계류시키고 말았다. 이는 의무할당제를 도입한 다른 나라에서의 정책도입이 성공적이었는가에 대한 논란과 더불어 불확실한 의무부과 대상 및 비율로 인한 정책의 시행착오를 줄이기 위한 조치로 해석되고 있다.

(3) 신·재생에너지 의무할당제 시범사업

이처럼 법률이 계류되었음에도 불구하고 정부는 조만간 개정안이 통과될 것으로 예상하고 2012년 의무할당제를 도입하기 위해 RPS시범사업을 현재 추진하고 있다. RPS 시범사업은 2009년 7월 지식경제부와 에너지 공기업 간에 2011년까지 신·재생에너지분야에 3조원을 투자한다는 내용의 2차 신·재생에너지 공급협약(RPA) 가운데 태양광 101.3MW 신규 설치사업을 대상으로 시행되고 있다. 협약에 따르면 이 중 50%인 51.5MW는 자체 건설로 충당하고, 나머지

49.8MW는 인증서 구매를 통해 외부에서 조달해야 한다. 구매대상을 선정하는 기관은 발전차액지원제와의 관련성을 고려해 에너지관리공단으로 정해졌다. 에너지관리공단은 업체를 선정해 RPA 대상기관과 연결시켜주는 역할을 담당하고 있다. 발전사업자가 입찰가격을 제시해 선정될 경우 RPA 기관과 구매계약을 체결하는 방식으로 운영될 예정이다.



자료 : 지식경제부, 2009.7, 보도자료.

<그림 2-2> RPS 시범사업 운영절차 흐름도

제3장 서울시의 신·재생에너지 보급효과 분석

제1절 분석 개요

제2절 지역별 신·재생에너지 보급효과 분석

제3절 서울시의 신·재생에너지 보급 특성

제3장

서울시의 신·재생에너지 보급효과 분석

제1절 분석 개요

1. 사업평가

1) 개념

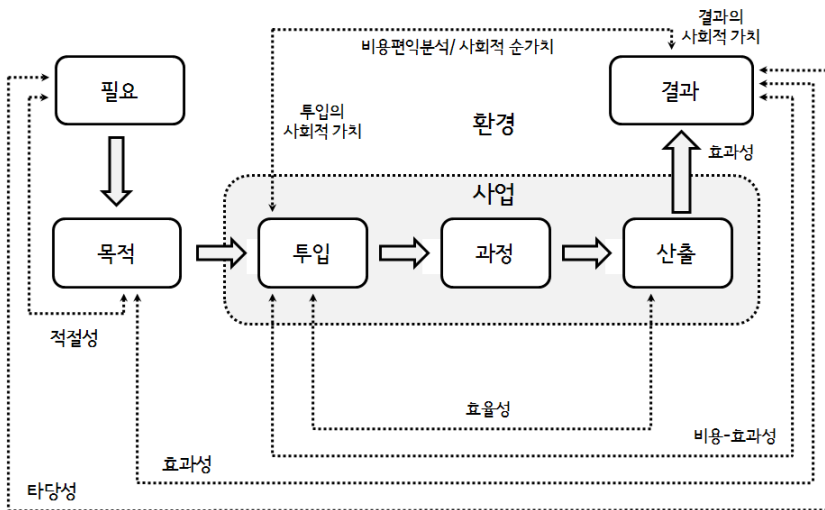
1950년대 이후 미국과 영국, 독일 등의 선진국을 중심으로 정책평가¹⁾의 이론과 실체가 발전해오고 있는데, 이런 정책평가는 사업평가(program evaluation), 감사(audit), 점검(monitaring)라는 세 가지로 요소로 구성된다(김준한, 1999).²⁾ 이때 정책평가의 일환으로 사업평가는 특정 사업의 결과에 대한 분석적인 평가를 의미하며, 평가 결과의 신뢰성과 유용성을 추구하는 작업이라고 정의될 수 있다(OECD, 1999).³⁾ 정책평가를 구성하는 요소 가운데 감사와 점검이 각각 책

-
- 1) 정책평가는 “정책의 내용, 집행 및 집행의 결과와 그 영향 등을 추정하거나 사정 또는 평정하기 위해 체계적인 연구방법들을 활용하는 것으로서, 어떤 정책의 과정이나 결과를 이해하고, 값어치를 판단하는 사회적인 과정이라고 할 수 있다”(노화준, 2001 : 30).
 - 2) 정책평가의 역사적 전개와 정책평가를 구성하는 세 가지 요소의 특징에 관한 자세한 설명은 김준한(1999)을 참고하라.
 - 3) 사업평가에 대한 또 다른 정의로는 ‘프로그램의 실적을 사전에 정해진 목표에 비추어 사후에 사정하는 것’(Chelimsky, 1993 : 8; 김준한, 1999 : 229 재인용), ‘일정한 기준에 의해 체계적으로 평가대상의 가치를 판단하는 일련의 활동’(국회예산정책처, 2007), ‘사업이 기대했던 성과

무성의 확보와 정책집행의 개선을 목적으로 한다면, 사업평가는 평가결과의 환류(feedback)를 통해서 정책결정에 기여하는 것을 목적으로 한다는 데 차이가 있다(김준한, 1999; OECD, 1999).

2) 사업평가 과정 및 방법

프로그램 논리(program logic)는 정책의 투입물이 과정, 산출, 결과로 이어지는 일련의 개념적인 절차를 말하는데, 사업평가는 이런 프로그램 논리의 정당성을 체계적으로 분석하는 과정이라고 할 수 있다(고영선 외, 2004). 이때 사업 평가자는 프로그램 논리 안에서 목표의 적절성, 산출 및 결과의 효율성·효과성·효용성·지속가능성 등을 평가하게 된다.



자료 : McDavid and Hawthorn, 2006.

<그림 3-1> 프로그램 논리의 개념도

를 달성하는 데 얼마나 기여했는지를 여러 가지 과학적 기법을 사용해 분석하고, 성공요인 또는 실패요인을 객관적으로 기술해 사업운영체계를 개선하는 등의 용도로 활용할 수 있도록 하는 일(고영선 외, 2004) 등이 있다.

사업평가에서는 ‘목표의 달성도를 양적·질적으로 나타내는 지수’로 정의되는 성과지표(performance indicator)를 선정해 사업을 평가하는데, 이런 성과지표는 성과의 성격에 따라 <표 3-1>과 같이 투입지표, 과정지표, 산출지표, 결과지표로 구분된다. 또한 사업을 효과적으로 평가하기 위해서는 선정된 개별 지표들이 대표성, 적절성, 인과성, 구체성, 측정가능성, 비교가능성 등의 속성을 지니고 있어야 한다(국무조정실, 2006).

<표 3-1> 성과지표의 구분

구분	투입지표(Input)	과정지표(Process)	산출지표(Output)	결과지표(Outcome)
정의	예산·인력 등 사업 관련 투입물의 양을 나타내는 지표	사업 진행과정에서 산출물의 양을 나타내는 지표	사업완료 후 1차적 산출물을 나타내는 지표	1차적 산출물을 통해 궁극적인 사업 효과 또는 정책이 미치는 영향력을 나타내는 지표
특성	예산집행과 사업 진행과정상의 문제점을 발견하는 데 도움	사업 진도 등 사업추진정도를 중간 점검하는 데 도움	투입에 비례해 설정한 목표를 달성했는가를 평가하는 데 도움	사업이 의도한 최종목표의 달성정도에 따른 영향과 효과를 측정하는 데 도움

자료 : 국무조정실(2006 : 18).

사업평가의 분석기법은 정성적 기법과 정량적 기법으로 구분할 수 있다. 정성적 기법은 평가자의 주관적인 경험과 전문가들의 의견을 바탕으로 질적인 차원에서 평가하는 기법인 반면에 정량적 기법은 통계분석을 활용하여 평가하는 기법으로 비용편익분석, 재무분석, 다기준분석, 계층화분석, 산업연관분석 등이 있다(이용준, 2005).⁴⁾

4) 각 평가기법의 방법 및 장단점 등에 대해서는 노화준(2001), 고영선 외(2004), 이용준(2005), 국회예산정책처(2007) 등을 참고하라.

2. 분석방법 및 자료

1) 분석방법

이 장에서는 프로그램 논리모형의 단계마다 성과지표를 선정해 국내 16개 지자체별 변화량을 살펴봄으로써 지역적 특성에 따른 신·재생에너지 보급효과와의 차이를 정량적으로 분석하고자 한다. 사업평가와 관련해서는 보다 세밀하고 분석적인 평가기법들이 존재하지만, 자료가 부족할 경우 이 같은 분석기법을 적용하기에는 한계가 있을 수 있다. 국내에서는 에너지관리공단이 매년 『신·재생에너지 보급통계』를 작성해 공표하고 있지만, 예산 및 성과 등과 관련해서 시도별 통계자료는 아직까지 제한적인 실정이다.

한국전기연구원(2008)도 『신·재생에너지 발전차액지원사업 성과평가 및 사업운영체계 개선을 위한 기획조사 연구』를 수행하면서 이 보고서와 마찬가지로 성과지표를 통한 사업평가를 수행한 바 있다. 그렇지만 국가 단위의 성과를 분석한 한국전기연구원의 연구와 달리 이 연구는 지자체별로 신·재생에너지 사업의 성과를 평가하고 있다는 측면에서 차이가 있다. 또한 이 연구는 평가대상으로 발전차액지원사업뿐만 아니라 시범사업, 일반보급사업, 지방보급사업 등 신·재생에너지 보급사업 전부를 포함하고 있다는 측면에서도 차이가 있다.

2) 성과지표 및 자료

이 보고서에서는 국내 지자체별 신·재생에너지 보급사업의 성과를 평가하기 위해 자료의 구득가능성 등을 감안해 프로그램 논리의 단계별 성과지표를 <표 3-2>과 같이 선정했다. 이때 성과지표는 분석기간의 성과를 평가하기 위해 과거 연도의 성과가 누적된 총량과 해당연도의 변화량을 지표로 삼았다. 각각의 단계별 지표를 살펴보면, 투입지표는 신·재생에너지 보급사업과 관련해서 투입된 예산, 인력 등의 지표가 있을 수 있지만 이 연구에서는 인력 또한 경제학적인 측면에서 동일한 기회비용에 포함시킬 수 있기 때문에 투입단계를 대표

하는 성과지표로 지원금을 선정했다. 다음으로 과정지표에는 사업인허가수와 사업자수 등이 있을 수 있지만 신·재생에너지 보급사업의 진행과정을 나타낸다는 측면에서 설비용량을 대표지표로 선정했다. 한편 산출지표로는 보급사업의 1차적 산출물인 신·재생에너지 생산량을 대표지표로 삼았다. 현재 신·재생에너지 사업이 전력중심이기 때문에 발전량이 사용될 수도 있겠지만 이 연구에서는 열에너지를 포함한 모든 신·재생에너지를 포괄하는 산출지표로 생산량을 선정했다. 끝으로 결과지표에는 온실가스 감축효과와 에너지수입 대체효과, 에너지자립기반 구축효과 등이 있지만 이런 효과들은 부수적인 효과일 뿐만 아니라 신·재생에너지 생산량을 다른 형태로 변환한 값이고 지자체 차원에서는 이런 개별효과를 추정하는 작업이 불필요할 수도 있다. 따라서 이 연구에서는 중앙정부와 마찬가지로 신·재생에너지 보급정책의 궁극적인 정책목표인 지자체별 에너지 소비량 대비 신·재생에너지 비율을 결과지표로 선정했다.

분석대상은 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급촉진법」에 정의되어 있는 11개 신·재생에너지원 가운데 실제로 공급되고 있어 「신·재생에너지 보급통계」에 수치가 기록되어 있는 7개 에너지원, 즉 태양에너지(태양열과 태양광), 바이오에너지, 풍력, 수력, 연료전지, 폐기물에너지, 지열에너지로 한정했다. 분석기간은 네 가지 성과지표에서 모두 자료를 획득할 수 있는 2005년부터 2007년까지이며, 각 성과지표의 정의 및 자료출처는 <표 3-2>와 같다.

<표 3-2> 성과지표 및 분석자료

구분	투입(Input)	과정(Process)	산출(Output)	결과(Outcome)
성과 지표	지원금 ¹⁾ 누적변화	설비용량 ²⁾ 누적변화	생산량 변화	최종 에너지 소비 대비 신·재생에너지 비율 변화
자료 출처	『신·재생에너지 보급통계』, 에너지관리공단 내부자료	『신·재생에너지 보급통계』	『신·재생에너지 보급통계』	『신·재생에너지 보급통계』, 『지역에너지통계연보』
분석 자료	2005~2007년 시도별·에너지원별 자료	2005~2007년 시도별·에너지원별 자료	2005~2007년 시도별·에너지원별 자료	2005~2007년 시도별·에너지원별 자료

주 : 1) 지원금은 발전차액지원금, 시범 및 일반보급사업 보조금, 지방보급사업 보조금을 합산해서 사용함(이때 발전차액지원금은 당해연도 값에 설비용량 증가에 따른 발전량 증가가 반영되어 있기 때문에 당해연도의 지원금만을 사용했으며, 기타 보조금은 누적 지원금을 사용함).

2) 설비용량에서 바이오와 폐기물은 각각 개별 에너지원의 설비용량 단위가 다르기 때문에, 이 연구에서는 바이오의 경우 전력으로 환산할 수 있는 에너지원(바이오가스, 매립지가스, 바이오디젤)에 대해 kW의 환산 단위를 사용했으며, 폐기물은 무게로 환산할 수 있는 에너지원(대형도시쓰레기, 폐가스, 산업폐기물, 생활폐기물, 폐목재)에 대해 ton/h의 환산단위를 사용함(단위환산이 불가능하고 비중이 크지 않았던 에너지원인 우드칩, 성형탄, 임산연료, 시멘트킬른 보조연료, RDF/RPF, 정제연료유는 과정지표에 합산하지 않음).

제2절 지역별 신·재생에너지 보급효과 분석

1. 성과지표별 효과

1) 투입지표

투입지표인 지원금의 변화는 <표 3-3>과 같다. 이하의 표에서 음영은 에너지원별로 큰 성과를 보인 상위 4개 지자체를 나타낸다. 또한 빈 칸은 2005년부터 2007년까지 해당자료가 없음을 나타낸다. 2005년부터 2007년 사이 지원금 증가액은 경기와 전북에서 상위 4순위 안에 드는 에너지원이 가장 많았다. 에너지원별로는 대부분의 지자체에서 태양광에 투입된 지원금이 가장 큰 폭으로 증가했으며, 강원과 제주는 풍력에 대한 지원금의 증가액이 가장 많은 것으로 나타났다. 태양광, 태양열, 지열에 대한 지원금 변화는 지자체별로 비교적 고

르게 나타나는 반면에, 나머지 에너지원에서는 지원금 증가액이 특정지역에 편중되는 경향이 있었다. 특히 풍력(강원과 제주), 연료전지(광주), 폐기물(충북) 등에서 이런 경향이 심했다.

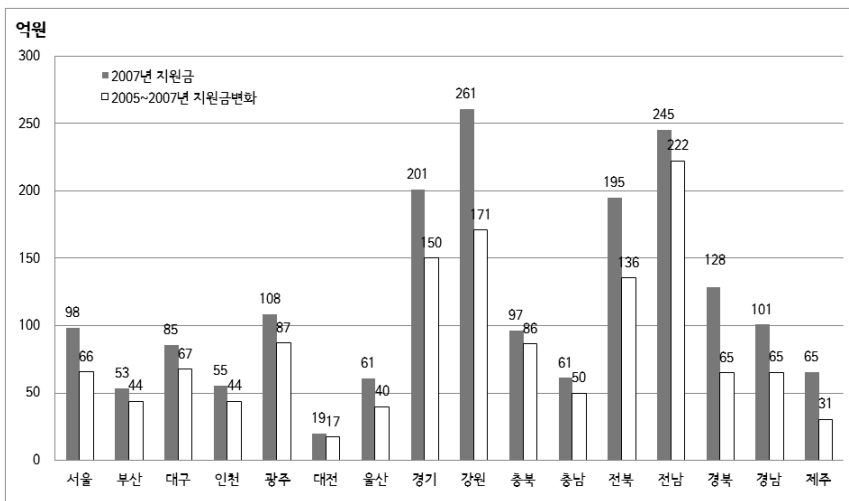
<표 3-3> 지원금 변화(2005-2007년, 억원)

	태양열	태양광	바이오	풍력	수력	연료전지	폐기물	지열	합계
서울	11.1	49.5						5.0	65.6
부산	0.9	37.6	0.3					5.0	43.7
대구	0.6	59.2						7.7	67.5
인천	2.0	21.4	7.1		6.7			6.6	43.8
광주	5.1	50.4	0.3		5.0	17.9		8.3	87.1
대전	1.0	14.7	-0.1					1.6	17.3
울산	1.6	37.9			0.1			0.0	39.6
경기	14.8	73.3	8.0		14.7	3.9		35.7	150.4
강원	2.0	42.2	22.8	76.9	-0.8			28.1	171.1
충북	1.6	43.3	0.10		24.3		3.5	13.5	86.3
충남	7.5	29.6			-0.3			13.0	49.8
전북	9.0	52.7	36.1	0.0	-4.8			42.6	135.6
전남	11.5	160.3	0.8		49.0			0.9	222.5
경북	8.5	41.3	0.09	-6.1	-2.6			23.8	65.0
경남	7.3	41.1		0.0	2.4			14.4	65.2
제주	0.4	14.5	0.005	15.6	0.0			0.0	30.5
전국	85.0	768.9	75.5	86.5	93.6	21.8	3.5	206.1	1,340.8

광역시는 대체로 태양광과 지열에 대한 지원금 증가액이 대부분을 차지하고 있었지만, 지자체별로는 특정 에너지원에서 지원금이 상대적으로 큰 폭으로 증가한 것을 확인할 수 있었다. 즉 서울은 태양열, 인천은 수력 및 바이오, 광주는 연료전지 등의 증가액이 많은 것으로 나타났다. 도 지역은 광역시에 비해 연료전지를 제외한 대부분의 에너지원에서 지원금 증가액이 많았는데, 특히 풍력, 지열, 폐기물 등에서 지원금 증가가 두드러졌다. 서울은 태양광, 태양열, 지열 부문에서만 지원금이 증가했는데, 특히 태양열의 지원금 증가액은 광역

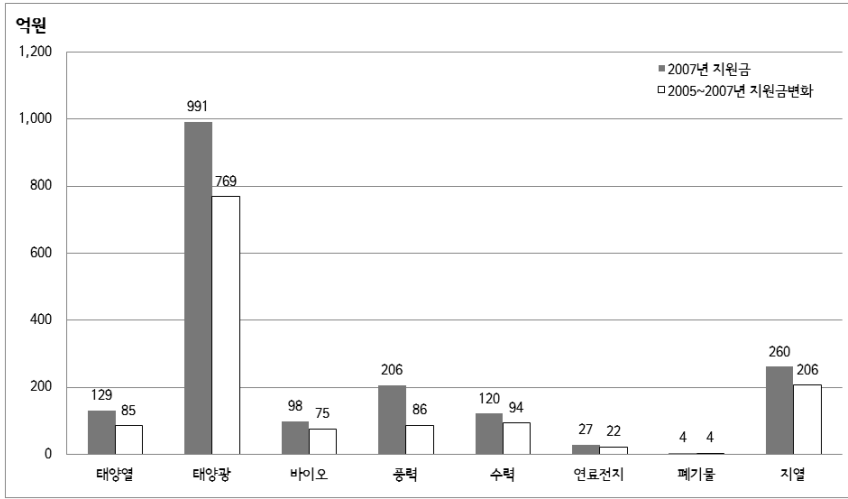
시뿐만 아니라 다른 지자체에 비해서도 많았다.

<그림 3-2>는 2005년부터 2007년 사이 모든 신·재생에너지에 대한 지원금 변화량과 2007년 지원금을 지자체별로 보여주고 있다. 전남(태양광과 수력), 강원(풍력과 태양광), 경기(태양광과 지열), 전북(태양광과 지열) 등에서 2007년 지원금과 증가액이 많았으며, 광역시 중에서는 광주(태양광과 연료전지)가 가장 많았다.



<그림 3-2> 지자체별 지원금 변화(2005~2007년)

<그림 3-3>은 2005년부터 2007년 사이 전국의 에너지원별 지원금 변화량을 보여주고 있다. 같은 기간 지원금 증가의 대부분은 태양광(57%)과 지열(15%)에서 발생했음을 확인할 수 있다.



<그림 3-3> 에너지원별 지원금 변화(전국, 2005~2007년)

2) 과정지표

과정지표로서 설비용량의 변화는 <표 3-4>와 같다. 2005년부터 2007년 사이 설비용량이 큰 폭으로 증가한 지자체는 대부분 도 지역이었는데, 그 중에서도 경북과 전남에서 에너지원별 설비용량 증가가 상위 4순위 안에 드는 에너지원이 가장 많았다. 2005년부터 2007년 사이 태양열, 태양광, 지열은 지자체 별로 비교적 고르게 설비용량이 증가했지만, 나머지 에너지원들은 지역별 편차가 상대적으로 컸다. 태양열과 폐기물을 제외한 나머지 에너지원은 설비용량의 단위가 같기 때문에 이들에 대한 비교가 가능한데, 이들 중에는 바이오에너지 설비용량의 증가가 가장 컸으며, 다음은 풍력과 태양광 순으로 나타났다. 서울의 경우 바이오에너지의 설비용량 증가가 가장 컸으며, 다음은 태양광과 지열 순이었다. 서울은 풍력과 수력, 폐기물을 제외하고는 대부분의 에너지원에서 설비용량이 광역시 중에 가장 큰 폭으로 증가한 것으로 나타났다. 연료전지는 전국에서 경기 다음으로 설비용량 증가가 컸으며, 태양열은 전국에서 네 번째로 설비용량 증가가 컸다.

<표 3-4> 설비용량 변화(2005-2007년, 고유단위)

	태양열	태양광	바이오	풍력	수력	연료전지	폐기물	지열
서울	3,142	2,244	65,424	0		9	0	2,051
부산	531	980	0	0		3	2	816
대구	1,200	1,457	45,240	0	0	3	45	1,400
인천	1,724	1,809	74,534	0	3,000		75	1,782
광주	2,170	2,846	0	0		3	0	1,453
대전	1,634	573	0	0		7	0	858
울산	80	633	35,806	0	0	2	108	525
경기	5,765	6,673	207,341	0	1,500	263	305	10,125
강원	2,384	2,868	16,356	75,620	0		0	9,744
충북	1,286	2,799	53,710	0	430		87	2,590
충남	2,850	3,019	24,534	0	2,200	2	86	6,174
전북	2,799	4,595	156,011	3,401	0		88	6,878
전남	4,516	24,148	23,722	0	2,810		200	1,121
경북	2,617	7,724	0	120	825		443	4,813
경남	5,269	4,476	310,764	10	2,965	3	85	4,981
제주	874	829	0	18,210			7	245
전국	38,841	67,673	1,013,442	97,361	13,730	295	1,530	55,551

주 : 설비용량 단위는 태양열(m²), 태양광~연료전지(kW), 폐기물(ton/h), 지열(kW)임.

3) 산출지표

산출지표로서 에너지 생산량 변화는 <표 3-5>와 같다. 과정지표에서는 모든 지자체에서 모든 에너지원의 설비용량이 증가 또는 동일한 수준으로 나타났지만, 태양열과 수력 등 일부 에너지원의 경우에는 발전량이 감소한 것으로 나타났다. 이런 결과는 기상변화에 민감한 신·재생에너지의 발전특성이 반영되고 태양열처럼 오래된 설비 중 일부가 폐기되었기 때문일 것으로 추정된다.⁵⁾

5) 설비용량의 경우 누적 값을 사용했는데, 폐기된 시설의 용량이 제외되지 않고 포함된 것도 하나의 원인이다. 특히 태양열의 경우 폐기된 설비의 용량이 따로 집계되지 않고 있기 때문에 분석에 반영되지 못했다.

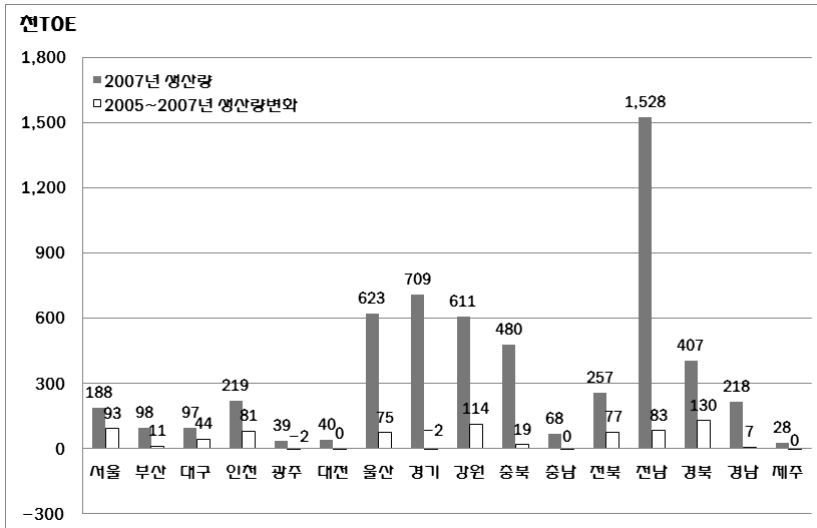
<표 3-5> 생산량 변화(2005~2007년, TOE)

	태양열	태양광	바이오	풍력	수력	연료전지	폐기물	지열	합계
서울	-567	465	42,273	-6		456	50,437	320	93,378
부산	-151	173	-2,346	0		4	13,422	133	11,235
대구	-278	291	39,335	0	-27	3	4,187	189	43,700
인천	-186	429	39,732	0		2	41,172	299	81,448
광주	-97	462	-1,950			190	-1,161	167	-2,389
대전	-148	129	-1,088	9		12	1,433	147	494
울산	-159	129	112	0	189	2	74,359	138	74,770
경기	-1,678	1,204	12,937	-1	-87,793	443	70,822	1,689	-2,377
강원	-241	657	-8,159	49,099	43,246		27,628	1,519	113,749
충북	-279	563	15,083	-1	-59,661	5	62,629	471	18,810
충남	-443	624	-352	0	-961	-2	16	946	-172
전북	-356	730	33,339	66	-15,822		58,214	886	77,057
전남	-102	3,871	22,814	-18	-5,437		61,733	125	82,986
경북	-223	1,174	-3,672	687	-4,813	187	135,935	771	130,046
경남	-307	635	973	-44	-6,528	4	11,405	713	6,851
제주	-139	191	-149	-1,501			1,531	43	-24
전국	-5,354	11,727	188,882	48,290	-137,607	1,306	613,762	8,556	729,562

생산량 증가에서는 경기, 전북, 경북에서 에너지원별 증가량이 상위 4위 안에 드는 지자체가 많았다. 광역시에서는 바이오와 연료전지 등에서 생산량 증가 4위 안에 드는 지자체가 많았으며, 지열과 태양광에서는 해당되는 광역시 지자체가 하나도 없었다. 서울은 바이오와 연료전지의 생산 증가량이 전국에서 가장 많았으며, 태양광·폐기물·지열 등에서는 광역시 중에서 가장 많은 증가를 보였다.

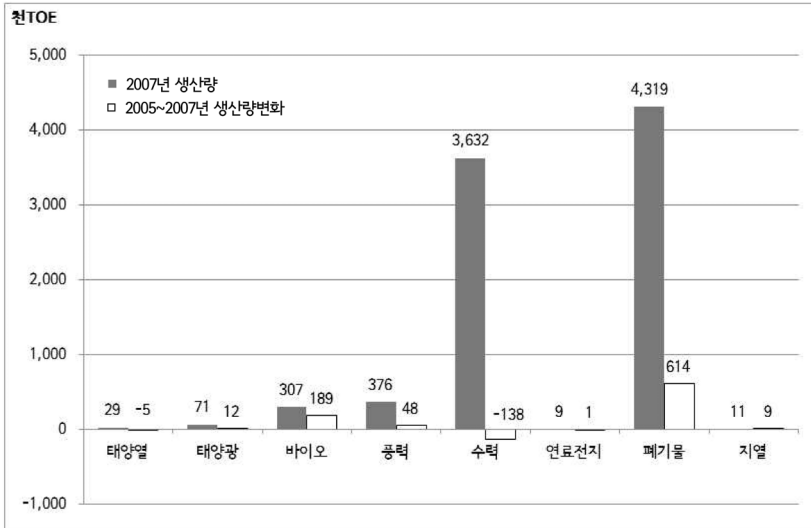
모든 신·재생에너지의 생산량을 지자체별로 합산할 경우 <그림 3-4>와 같이 경북, 강원, 서울, 전남 순으로 생산 증가량이 많았으나, 광주와 경기에서는 생산량이 오히려 감소한 것으로 나타났다. 경북과 전남의 신·재생에너지 총 생산량 증가는 폐기물 에너지의 증가가 가장 큰 원인이었으며, 강원은 풍력과 수력, 서울은 폐기물과 바이오가 주요 원인이었다. 한편, 광주와 경기의 신·재생

에너지 총 생산량 감소는 각각 바이오와 폐기물에너지, 수력의 생산량이 큰 폭으로 감소한 것이 가장 큰 원인이었다.



<그림 3-4> 지자체별 생산량 변화(2005~2007년)

전국의 신·재생에너지원별 생산량 변화는 <그림 3-5>와 같다. 2005년부터 2007년 사이 신·재생에너지의 생산량은 전국적으로 73만TOE가량 증가했는데, 이는 대부분 폐기물과 바이오에너지의 생산량 증가에서 기인했다. 반면에 수력과 태양열은 생산량이 오히려 감소한 것으로 나타났다.



<그림 3-5> 에너지원별 생산량 변화(전국, 2005~2007년)

4) 결과지표

결과지표로서 최종에너지소비 대비 신·재생에너지 비중의 변화는 <표 3-6>과 같다. 결과지표에서는 광역시와 도 지역의 차이가 크지 않았다. 왜냐하면 신·재생에너지의 생산량 증가가 컸던 도 지역에서 에너지소비량 역시 더 큰 폭으로 증가했기 때문이다.⁶⁾ 지자체별로는 전북에서 여러 신·재생에너지원의 비중이 큰 폭으로 증가했었는데, 태양열·수력·연료전지를 제외한 모든 에너지원에서 비중 증가가 상위 4위 안에 포함되었다. 광역시는 바이오와 연료전지에서 성과가 상대적으로 컸던 반면, 도 지역은 지열·태양광·풍력·폐기물에서 성과가 컸다. 서울은 광역시 중에서 연료전지와 폐기물의 비중이 큰 폭으로 증가한 지자체였다. 특히, 연료전지의 경우에는 최종에너지 소비량 대비 비중 증가가 2005년부터 2007년 사이에 0.003% 증가해 전국에서 두 번째로 높았다.

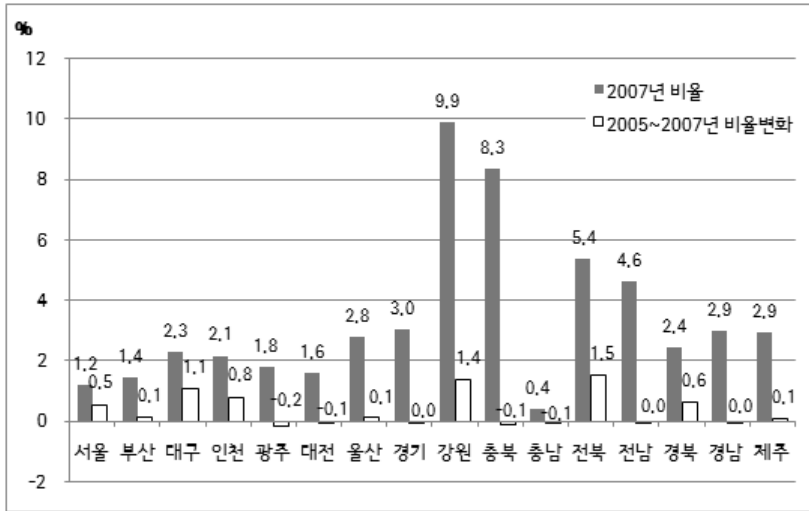
6) 광역시와 도 지역의 에너지소비특성에 대해서는 진상현·황인창(2009)을 참고하라.

<표 3-6> 최종에너지소비 대비 비중 변화(2005~2007년, %)

	태양열	태양광	바이오	풍력	수력	연료전지	폐기물	지열	합계
서울	-0.005	0.003	0.257	-0.000		0.003	0.291	0.002	0.548
부산	-0.002	0.002	-0.037	-0.000		0.000	0.172	0.002	0.137
대구	-0.006	0.007	0.926	0.000	-0.001	0.000	0.124	0.004	1.055
인천	-0.002	0.004	0.389	0.000		0.000	0.410	0.003	0.804
광주	-0.006	0.021	-0.102			0.008	-0.102	0.008	-0.182
대전	-0.009	0.005	-0.055	0.000		0.000	-0.026	0.006	-0.080
울산	-0.001	0.001	-0.001	-0.000	0.001	0.000	0.135	0.001	0.135
경기	-0.007	0.005	0.054	-0.000	-0.380	0.002	0.280	0.007	-0.042
강원	-0.006	0.010	-0.168	0.789	0.475		0.239	0.024	1.365
충북	-0.007	0.010	0.253	-0.000	-1.299	0.000	0.929	0.008	-0.107
충남	-0.006	0.003	-0.006	-0.000	-0.009	-0.000	-0.068	0.005	-0.082
전북	-0.008	0.015	0.688	0.001	-0.364		1.179	0.018	1.529
전남	-0.001	0.012	0.068	-0.000	-0.022		-0.084	0.000	-0.027
경북	-0.002	0.007	-0.029	-0.005	-0.054	0.001	0.695	0.005	0.617
경남	-0.006	0.008	0.010	-0.001	-0.119	0.000	0.071	0.010	-0.026
제주	-0.012	0.020	-0.007	-0.125			0.204	0.004	0.085
전국	-0.004	0.006	0.098	0.026	-0.107	0.001	0.212	0.005	0.235

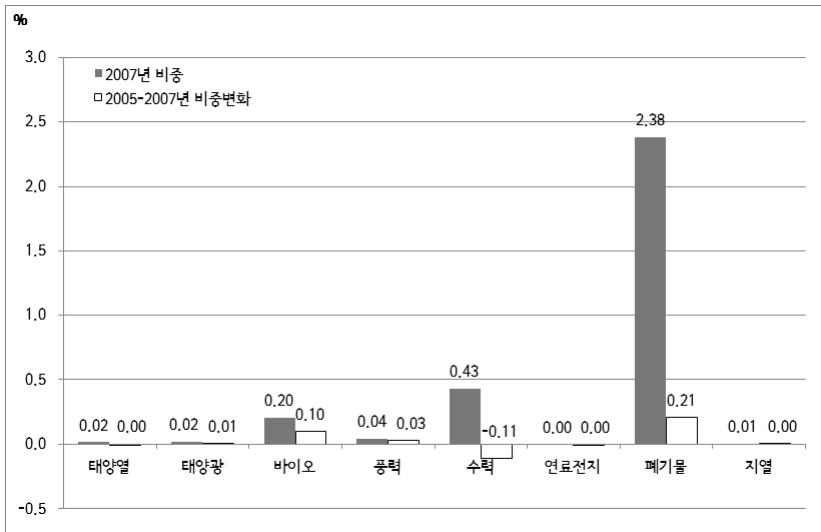
지자체별로 신·재생에너지의 총 발전량을 합해서 최종에너지 소비량으로 나눈 지자체별 신·재생에너지 비중에 있어서는 강원과 충북을 비롯한 도 지역의 비중이 상대적으로 높았다. 특히, 강원도의 경우에는 2007년에 최종에너지소비량의 약 10%를 신·재생에너지로 공급할 수 있었다. 비율변화에 있어서는 강원, 전북, 대구가 신·재생에너지 비중이 1% 이상의 증가를 보인 반면에 광주, 대전, 충북은 오히려 감소했다. 강원, 전북, 대구에서 신·재생에너지 비중이 증가한 이유는 각각 풍력, 폐기물에너지, 바이오의 생산량이 최종에너지 소비량 증가보다 큰 폭으로 증가했기 때문이다. 또한 광주, 대전, 충북에서 신·재생에너지 비중이 감소한 이유는 각각 폐기물에너지와 바이오, 바이오, 수력의 생산량이 감소했기 때문이다. 서울의 경우 신·재생에너지 비중은 2007년 1.2%로 충남을 제외하고 전국에서 가장 낮았지만, 2005년부터 2007년 사이 증가율은

0.5%로 전국에서 6번째로 높았다. 서울이 이처럼 신·재생에너지 비중을 높일 수 있었던 이유는 바이오와 폐기물에너지의 생산량이 증가했기 때문이다.



<그림 3-6> 지자체별 신·재생에너지 비중 및 변화

신·재생에너지 비중 변화를 에너지원별로 살펴보면, 2005년부터 2007년 사이의 비중은 전국적으로 0.23% 증가했는데, 이는 대부분 폐기물과 바이오에너지의 증가에 기인한 것이었다. 한편, 같은 기간 생산량이 큰 폭으로 감소한 수력은 최종에너지 소비량에서 차지하는 비중이 0.11% 감소했다. 나머지 에너지원은 대체로 생산량 변화가 크지 않아 비중변화에 영향을 미치지 못했다.



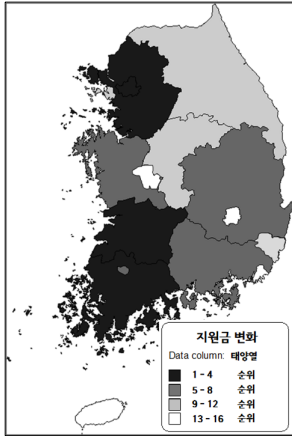
<그림 3-7> 에너지원별 비중 변화(전국, 2005~2007년)

2. 에너지원별 효과

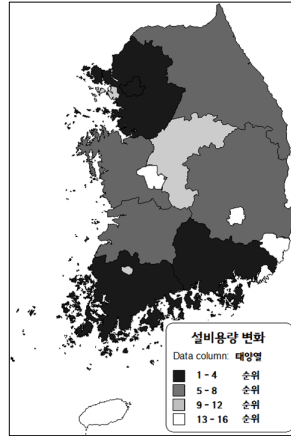
에너지원별 정책단계의 효과를 도식적으로 나타내면 다음 그림들과 같다. 즉 다음 그림들은 전국 16개 지자체 중에서 지표별 변화량이 큰 지자체를 가정한 4단계의 음영 농도로 구분해서 보여주고 있다. 이때 음영이 짙어질수록 지표별 변화량이 컸음을 의미한다.

1) 태양열

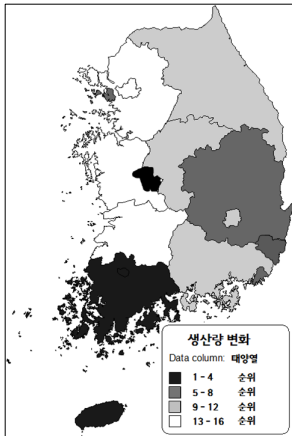
태양열의 경우 2005년부터 2007년 사이 지원금과 설비용량은 서울과 경기, 전남에서, 생산량은 전남·경남·인천에서, 비중변화는 전남·인천·경북·울산에서 가장 큰 폭으로 증가했다. 전반적으로는 전남이 네 단계에서 고르게 성과를 보인 반면, 서울과 경기는 투입 및 과정에 비해 산출과 결과에서 성과가 부족했고, 인천은 투입 및 과정에 비해 산출과 결과에서 성과가 컸던 것으로 나타났다.



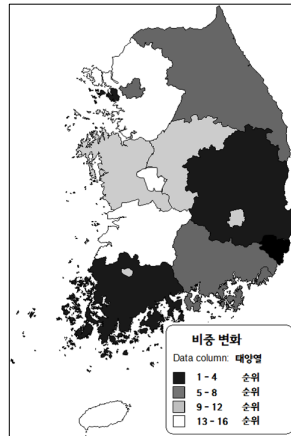
<그림 3-8> 태양열 지원금 변화



<그림 3-9> 태양열 설비용량 변화



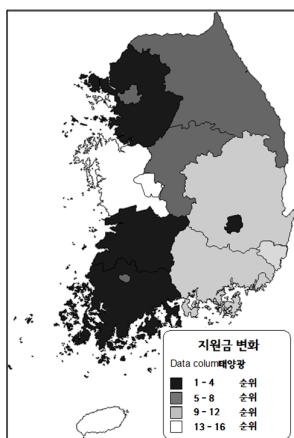
<그림 3-10> 태양열 생산량 변화



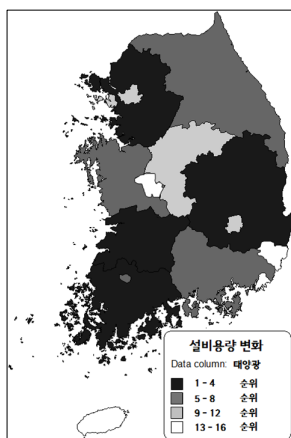
<그림 3-11> 태양열 비중 변화

2) 태양광

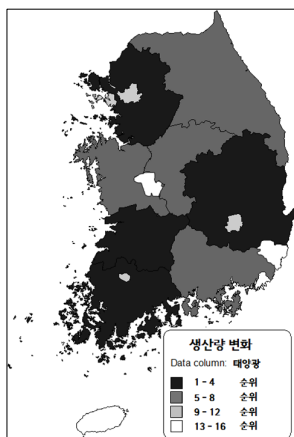
태양광의 경우 지원금과 설비용량, 생산량은 경기·전북·전남을 중심으로 성과가 컸던 반면, 비중변화는 전남·인천·경북·울산에서 성과가 큰 것으로 나타났다. 전반적으로는 태양열과 마찬가지로 전남의 성과가 네 단계 모두에서 가장 높았고, 경기와 전북은 투입·과정·산출에 비해 결과에서 성과가 낮았으며, 인천·경북·울산은 다른 요소에 비해 결과에서 성과가 좋았다.



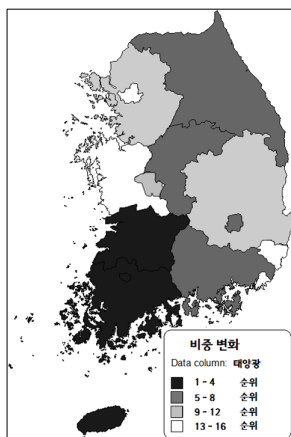
<그림 3-12> 태양광 지원금 변화



<그림 3-13> 태양광 설비용량 변화



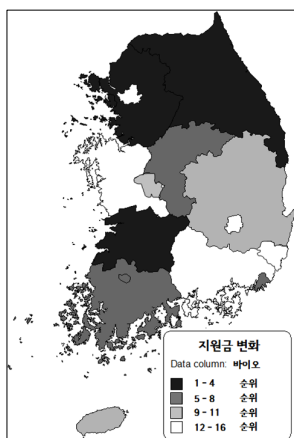
<그림 3-14> 태양광 생산량 변화



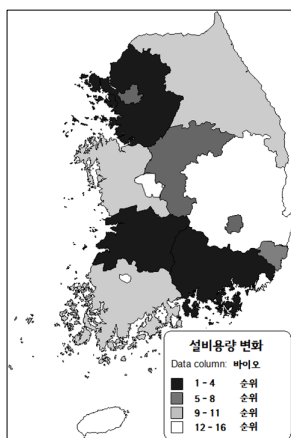
<그림 3-15> 태양광 비중 변화

3) 바이오

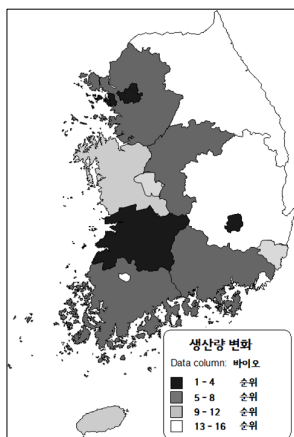
바이오의 경우 지원금과 설비용량은 경기·인천·전북 등에서 크게 증가한 반면, 생산량과 비중변화는 서울·인천·전북·대구에서 성과가 컸다. 전반적으로는 전북과 인천이 네 단계에서 모두 큰 성과를 보인 반면, 경기도는 투입 및 과정에 비해 산출과 결과에서 성과가 부족했고, 서울과 대구는 투입 및 과정에 비해 산출과 결과에서 성과가 높았다.



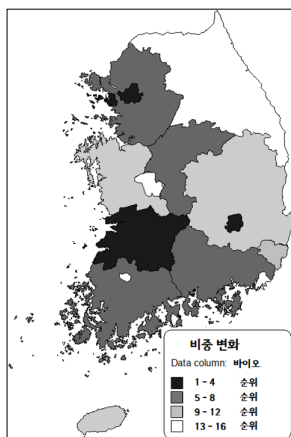
<그림 3-16> 바이오 지원금 변화



<그림 3-17> 바이오 설비용량 변화



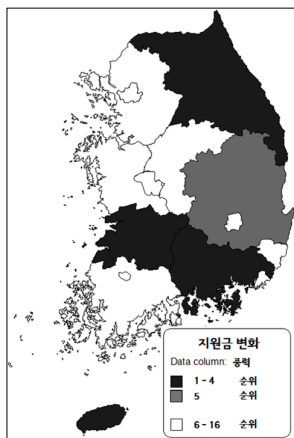
<그림 3-18> 바이오 생산량 변화



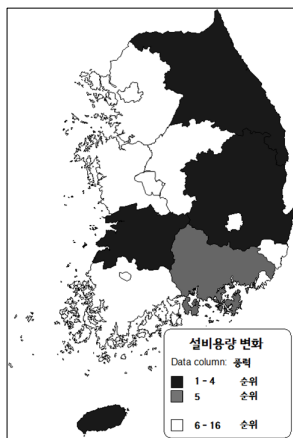
<그림 3-19> 바이오 비중 변화

4) 풍력

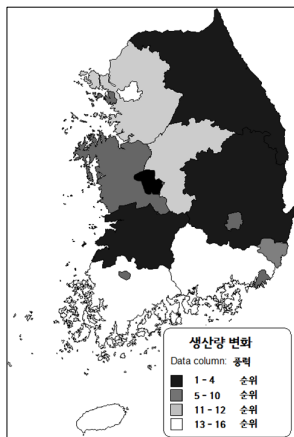
풍력의 경우 지원금과 설비용량은 강원과 제주에서 큰 폭으로 증가했으며, 생산량과 비중변화는 강원·대전·전북에서 높았다. 전반적으로는 강원이 네 단계 모두에서 큰 성과를 보인 반면, 제주는 투입 및 과정에 비해 산출과 결과에서 성과가 부족했으며, 대전과 전북은 투입 및 과정에 비해 산출과 결과에서 성과가 높았다.



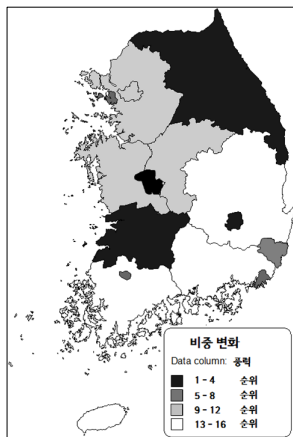
<그림 3-20> 풍력 지원금 변화



<그림 3-21> 풍력 설비용량 변화



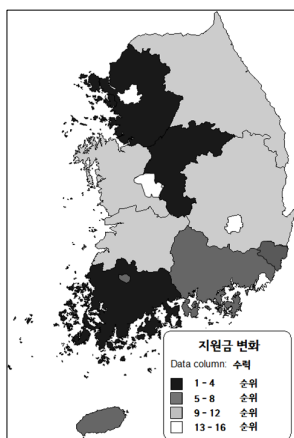
<그림 3-22> 풍력 생산량 변화



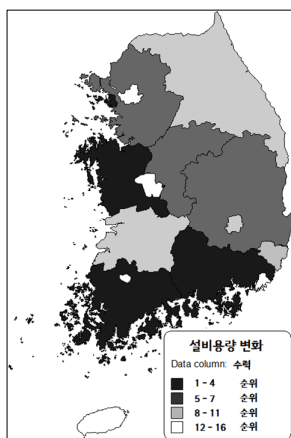
<그림 3-23> 풍력 비중 변화

5) 수력

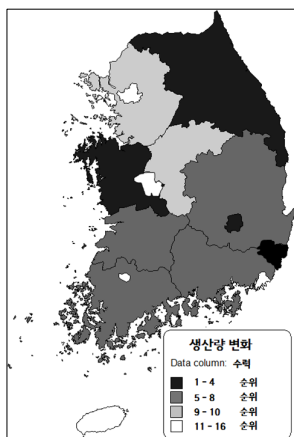
수력의 경우 지원금과 설비용량은 인천과 전남에서 큰 폭으로 증가했지만, 생산량과 비중변화는 강원·인천·울산·광주에서 성과가 높았다. 수력은 발전시설이 없는 서울, 부산, 대전, 제주를 제외하고는 강원과 울산 외에 모든 지역에서 발전량이 감소하고 비중도 감소했는데, 이는 강수량 변화에 민감한 수력발전의 특징 때문일 것으로 추정된다.



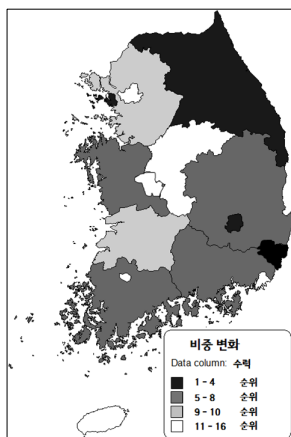
<그림 3-24> 수력 지원금 변화



<그림 3-25> 수력 설비용량 변화



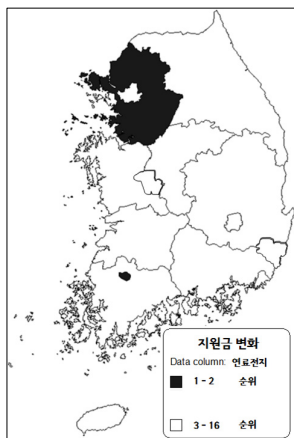
<그림 3-26> 수력 생산량 변화



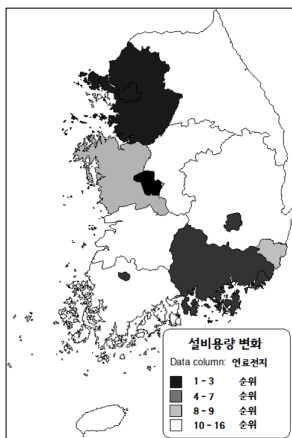
<그림 3-27> 수력 비중 변화

6) 연료전지

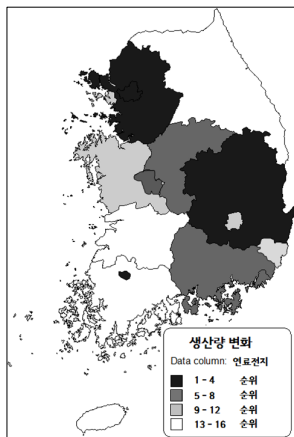
연료전지의 경우 지원금과 설비용량은 경기와 광주를 중심으로 증가했으며, 생산량과 비중변화는 경기·광주·서울·경북에서 성과가 높았다. 전반적으로 경기와 광주는 네 단계 모두에서 높은 성과를 보였으며, 서울과 경북은 투입 및 과정에 비해 산출과 결과에서 높은 성과를 보였다.



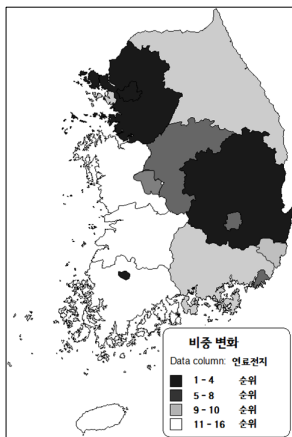
<그림 3-28> 연료전지 지원금 변화



<그림 3-29> 연료전지 설비용량 변화



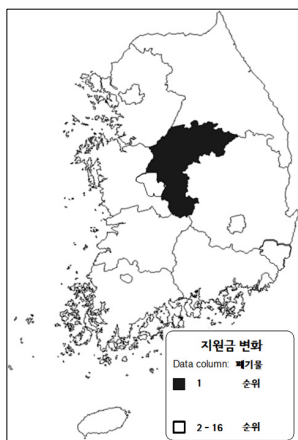
<그림 3-30> 연료전지 생산량 변화



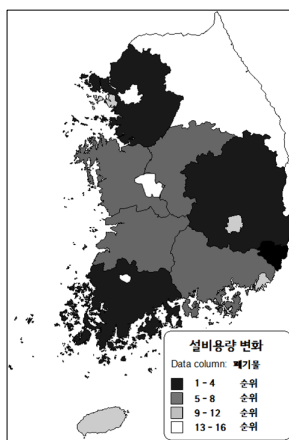
<그림 3-31> 연료전지 비중 변화

7) 폐기물

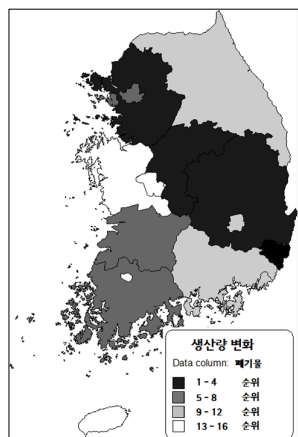
폐기물의 경우 지원금은 유일하게 충북에서 증가했으며, 설비용량은 경기·전남·경북·울산에서 큰 폭으로 증가했다. 생산량과 비중 변화에서는 충북과 경북을 중심으로 경기·인천·전북에서 높은 성과를 보였다. 전반적으로는 경북과 충북이 각각 투입과 과정을 제외한 나머지 세 단계에서 높은 성과를 보인 반면, 인천과 전북은 투입 및 과정에 비해 산출과 결과에서 성과가 더 높았다.



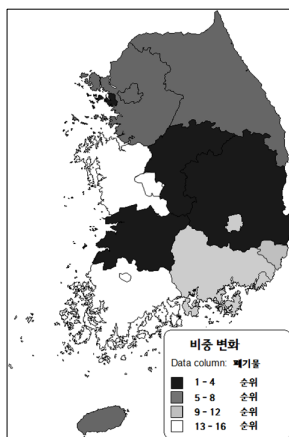
<그림 3-32> 폐기물 지원금 변화



<그림 3-33> 폐기물 설비용량 변화



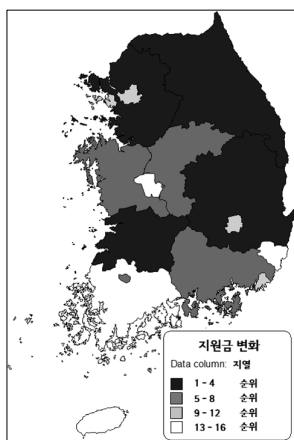
<그림 3-34> 폐기물 생산량 변화



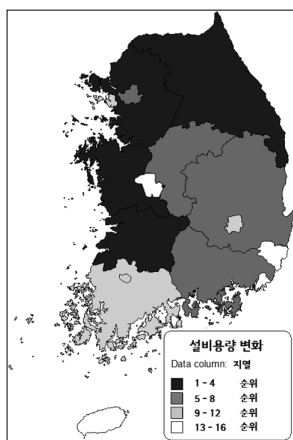
<그림 3-35> 폐기물 비중 변화

8) 지열

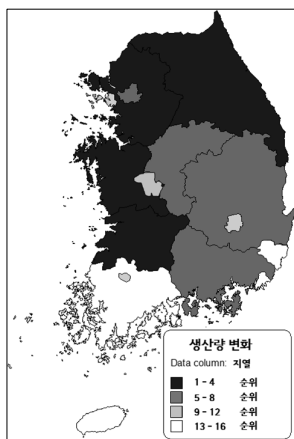
지열의 경우 지원금, 설비용량, 생산량은 경기·강원·전북에서 큰 폭으로 증가한 반면, 비중 변화는 강원·전북·충북·전남에서 성과가 컸다. 전반적으로 강원과 전북은 네 단계 모두 성과가 컸던 반면, 경기와 경북은 투입·과정·산출에 비해 결과에서 성과가 낮았고, 경남과 충북은 나머지 단계에 비해 결과에서 성과가 높았다.



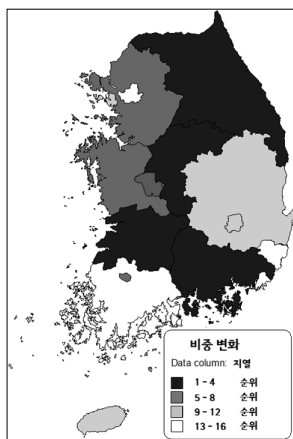
<그림 3-36> 지열 지원금 변화



<그림 3-37> 지열 설비용량 변화



<그림 3-38> 지열 생산량 변화



<그림 3-39> 지열 비중 변화

3. 지역별 성과 분석

2005년부터 2007년 사이 대부분의 지표에서 도 지역의 성과가 광역시에 비해 더 높은 것으로 나타났다. 다만 투입지표는 연료전지, 산출지표는 바이오·연료전지, 결과지표는 바이오·폐기물·연료전지에 한해서 광역시의 성과가 도

지역보다 높았다. 따라서 재생가능에너지는 자연자원이 풍부한 도 지역에서 더 큰 성과를 보였지만, 폐기물처럼 자연자원이 아닌 재료를 이용해 에너지를 생산하는 경우에는 상대적으로 광역시가 도 지역보다 더 큰 성과를 보였다고 할 수 있다. 이는 2005년부터 2007년 사이 자연자원을 이용하는 에너지인 태양열과 수력의 생산량 감소가 도 지역에 더 큰 영향을 미쳤던 결과를 통해서도 확인할 수 있다.

<표 3-7> 광역시와 도 지역의 지표별 변화

구분		투입지표		과정지표		산출지표		결과지표	
		지원금 (억원)	비율 (%) [*]	설비용량, (고유단위)	비율 (%) [*]	생산량 (TOE)	비율 (%) [*]	신·재생 에너지 비중(%)	비율 (%) [*]
태양열	광역시	22	35.8	10,481	37.0	-1,586	42.1	-0.003	65.8
	도	63		28,360		-3,768		-0.005	
태양광	광역시	271	54.4	408	36.6	2,078	21.5	0.003	38.4
	도	498		1,115		9,649		0.008	
바이오	광역시	8	11.2	221,004	27.9	116,068	159.4	0.175	316.4
	도	68		792,438		72,814		0.055	
풍력	광역시	0	0.0	0	0.0	3	0.0	-0.000	-0.0
	도	86		97,361		48,287		0.039	
수력	광역시	12	14.4	3,000	28.0	162	-0.1	0.000	-0.1
	도	82		10,730		-137,769		-0.175	
연료전지	광역시	18	454.2	27	17.7	669	105.0	0.001	192.2
	도	4		268		637		0.001	
폐기물	광역시	0	0.0	230	17.7	183,849	42.8	0.222	114.1
	도	4		1,301		429,913		0.195	
지열	광역시	34	19.9	8,885	19.0	1,393	19.4	0.002	35.0
	도	172		46,671		7,163		0.006	

주 : *는 도 지역 대비 광역시의 비율을 의미하며, 음영은 이 값이 100% 이상인 에너지원을 표시함.

제3절 서울시의 신·재생에너지 보급특성

2005년부터 2007년 사이 서울은 <표 3-8>과 같이 투입 및 과정 지표에서 태양열, 산출 및 결과지표에서 바이오와 연료전지가 상대적으로 높은 성과를 보였다. 이는 태양열을 제외하면 앞에서 보았던 광역시의 특성과 유사하다고 할 수 있다. 즉, 자연자원을 이용한 재생가능에너지보다는 폐기물처럼 다른 물질을 활용해 에너지를 생산함으로써 성과를 거둔 것으로 평가된다. 한편, 서울은 다른 지역에 비해 투입 및 과정 단계에서 태양열에 대한 정책적 지원이 많았지만 자연자원을 활용하는 재생가능에너지의 경우에는 생산량이 자연 조건의 변화에 의존하기 때문에 생산량 증가와 비중 증가로 이어지지 못했다.⁷⁾

<표 3-8> 서울의 지표별 변화

구분	투입지표 (지원액, 억원)	과정지표 (설비용량, 고유단위 [*])	산출지표 (생산량, TOE)	결과지표 (신·재생에너지 비중, %)
태양열	11.1	3,142	-567	-0.005
태양광	49.5	65	465	0.003
바이오		65,424	42,273	0.257
풍력		0	-6	-0.000
수력				
연료전지		9	456	0.003
폐기물		0	50,437	0.291
지열	5.0	2,051	320	0.002

주 : 음영은 지표별 변화가 전국 상위 4위 안에 포함되는 에너지원을 나타냄.

* : 설비용량의 고유단위는 태양열(m²), 태양광~연료전지(kW), 폐기물(ton/h), 지열(kW)임.

7) 물론 이런 결과는 태양열을 이용하는 시설이 효율적으로 운영되지 못했기 때문이거나, 폐기된 설비의 용량이 포함되었기 때문일 수도 있다. 그렇지만 이 부분은 자료의 한계로 인해 분석에 반영되지 못했다.

제4장 발전차액지원제와 의무할당제의 제도적 특징

- 제1절 제도 개요
- 제2절 현황 및 성과
- 제3절 정책조합 논의

제 4 장

발전차액지원제와 의무할당제의 제도적 특징

제1절 제도 개요

1. 재생가능에너지 지원제도

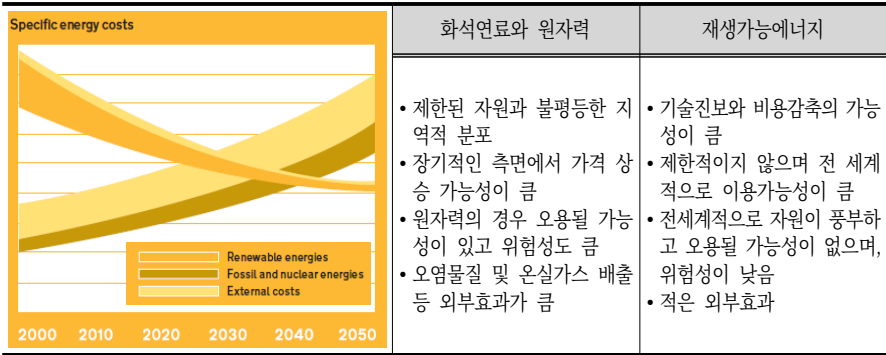
공급의 안정성과 가격상승 요인, 외부효과 등을 고려했을 때 재생가능에너지가 장기적으로 화석연료나 원자력 등의 전통적인 에너지원에 비해 더 생태적이고 경제적이란 점에는 큰 이견이 없다. 왜냐하면 화석연료는 제한된 지역에 집중적으로 분포하고 있을 뿐만 아니라 석유자원의 고갈 가능성 등으로 인해 여러 가지 불안요인을 갖고 있으며, 이런 불안요인은 석유파동 같은 가격 변동으로 이어질 수 있기 때문이다. 또한 화석연료를 사용하는 과정에서 발생하는 오염물질과 온실가스로 인한 외부효과 역시 더 큰 사회문제로 확대되고 있다.

독일 환경부는 외부효과를 감안했을 때 <표 4-1>에서처럼 2020년대 중반이 되면, 재생가능에너지의 경제성이 전통적인 에너지원을 넘어서기 시작할 것으로 전망하고 있다.⁸⁾ 그렇지만 아직까지는 기존의 경성(hard) 에너지에 고착된

8) 근대사회 이후 화석연료와 원자력에 주어졌던 보조금과 각종 혜택들을 재생가능에너지에 투자한다면, 재생가능에너지의 경제성이 화석연료 못지않게 커질 것이라는 주장도 제기되고 있다(World Future Council, 2007).

상황일 뿐만 아니라 새로운 연성(soft) 에너지의 발전단가가 높고 전환비용도 크기 때문에 재생가능에너지로의 경로전환이 시장을 통해서 자발적으로 진행되기는 어려울 것으로 판단된다.⁹⁾

<표 4-1> 재생가능에너지와 전통적 에너지의 가격전망



자료 : BMU, 2006.

이에 따라 각국 정부는 재생가능에너지의 경제성을 높이며 보급을 촉진하기 위해 <표 4-2>와 같이 다양한 재정적·제도적 지원정책을 실행하고 있다. 이 연구에서는 이런 여러 가지 정책 가운데 전 세계적으로 가장 널리 활용되고 있을 뿐만 아니라 국내 신·재생에너지 지원정책과 관련해서도 주로 논의되고 있는 발전차액지원제와 의무할당제의 특징을 살펴보고자 한다(REN21, 2009).

9) 경성 에너지 경로는 Lovins(1976)에 의해 제안된 개념으로, 화석연료나 원자력 같이 거대 자본과 기술로 이루어진 공급위주의 중앙집중적인 에너지 이용방식을 말한다. 반면에 재생가능에너지와 같이 분산적이고 민주적이며, 소규모로 이용이 가능한 에너지 이용방식을 연성 에너지 경로라고 한다(윤순진, 2002).

<표 4-2> 재생가능에너지 지원제도의 종류

경제적 수단	규제 수단	기타 수단		
		자발적 협약	정보전달 및 전략적 계획	기술투자 및 보급
• 보조금 • 발전차액지원제 • 의무할당제 • 탄소세 • 배출권거래제	• 목표설정 • 송전요금 및 접근성 차등 지원	• 재생가능에너지 설치협약	• 정보제공 및 교육 캠페인 • 그린전기 인증제	• 재생가능에너지에 대한 기술개발 및 연구 지원

자료 : IPCC, 2007, 수정.

2. 발전차액지원제

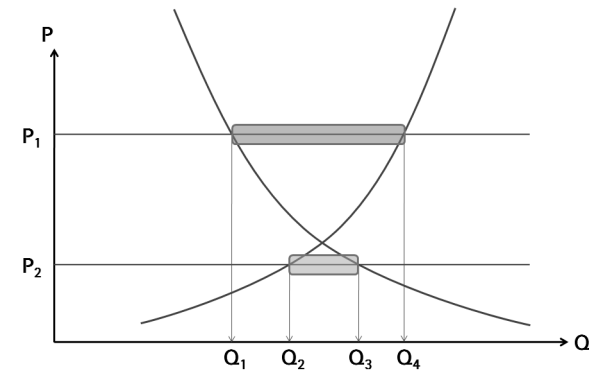
1) 개념 및 운영방식

발전차액지원제(FIT : Feed-in Tariff)¹⁰⁾는 전력회사가 재생가능에너지 생산자로부터 전력을 일정기간 동안 정해진 가격으로 구매하도록 법적 의무를 부과하는 제도이다(World Future Council, 2007). 이때 발전차액지원제는 발전사업자가 생산한 전력에 대해 일정 가격을 보장하며, 전력망에 접근할 수 있는 권한을 부여하게 된다(NREL, 2009).

재생가능에너지원의 수요와 공급이라는 측면에서 볼 때, 발전차액지원제는 <그림 4-1>과 같이 정부가 재생가능에너지로 생산된 전력의 가격을 시장가격보다 높은 수준으로 정해줌으로써 재생가능에너지의 수요와 공급을 창출하는 제도이다. 이때 전력가격은 발전원의 유형, 사업규모, 생태자원 등의 요소에 따라 달라질 수 있으며, 가격 수준에 따라 재생가능에너지의 초과공급($Q_4 - Q_1$) 또는 초과수요($Q_3 - Q_2$)를 유발할 수 있다. 따라서 발전차액지원제에서는 재생가능에너지로 생산된 전력의 가격을 적정수준으로 정해주는 것이 가장 중요한데, 대부분의 나라에서는 재생가능에너지의 발전비용과 발전사업자의 수익 등

10) 발전차액지원제를 나타내는 용어인 'Feed-in Tariff'는 전기요금의 가격구조를 의미하는 'Tariff'와 전력망에 전기를 공급하는 생산자에게 비용을 지불한다는 의미의 'Feed-in'이 합쳐져 만들어진 용어이다(Farrel, 2009).

을 고려해 가격을 산정하고 있다. 재생가능에너지로 인한 사회적 편익까지 고려해 요금을 산출할 수도 있지만, 이 경우 요금이 너무 높게 설정돼 행정비용이 커질 수 있다는 단점이 있어 대부분의 나라에서는 프로젝트 비용에 기반한 산정방식을 채택하고 있다.¹¹⁾



자료 : 이창호, 2008.

<그림 4-1> 발전차액지원제의 시장 메커니즘

발전차액지원제의 단위가격은 고정가격(fixed-price) 또는 변동가격(premium-price)의 구조를 갖고 있다. 독일을 포함해 발전차액지원제가 시행되고 있는 대부분의 나라에서 사용되고 있는 고정가격 구조는 시장가격에 상관없이 재생가능에너지 가격을 일정한 수준으로 유지해주는 제도로 발전사업자에게 안정성을 제공한다는 장점이 있다. 반대로 스페인에서 적용하고 있는 변동가격 구조는 시장에서 거래되는 전력가격에 일정비율의 추가 금액을 발전사업자에게 지원하는 방식으로 고정된 추가 금액을 전력가격에 연동시킬 수 있다. 이런 방식은 전력가격의 변화에 따라 발전사업자가 초과 이윤 또는 큰 손실을 얻을 수

11) 이때 고려되는 사회적 편익에는 전통적인 발전소의 발전량이 줄어든 것으로 인한 발전회사의 회피비용과 줄어든 외부효과(온실가스 저감, 대기질 개선, 건강 편익 등) 등이 포함될 수 있다(NREL, 2009).

있다는 단점이 있다. 스페인의 경우 이를 방지하기 위해 2007년부터 변동가격의 상한선과 하한선을 설정하고 있으며, 전력가격이 상승할 경우 변동가격이 감소하도록 조정하고 전력가격이 하락할 때에는 반대로 변동가격이 증가하도록 조정하고 있다(NREL, 2009). 최근 네덜란드에서는 두 가지 가격구조를 절충하는 방안이 시도되고 있다(van Erck, 2008).

2) 장단점

발전차액지원제는 재생가능에너지 발전사업자가 전력산업에 진입하는 과정에서 겪게 되는 장벽들을 효과적으로 제거해 사업 참여를 촉진시키는 제도로 평가받고 있다. 아래에서는 이런 특징을 중심으로 발전차액지원제의 장점과 단점을 살펴보도록 하겠다.¹²⁾

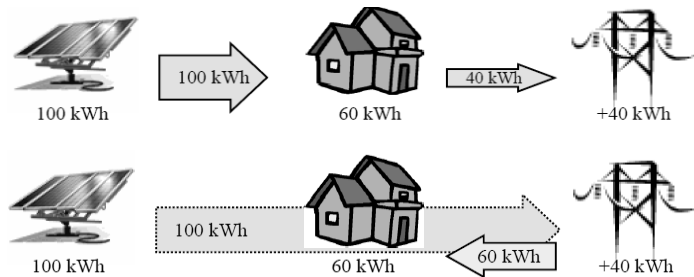
(1) 소규모 사업자의 시장진입과 발전원의 다양화

독일에서처럼 효과적으로 설계된 발전차액지원제는 고정가격, 장기계약, 전력망 접근성 보장 등과 같은 특징을 갖고 있다. 이를 통해서 발전차액지원제는 지역주민의 참여를 높여 발전사업에 대한 지역의 소유권(local ownership)을 강화하고, 지역의 경제발전 및 일자리 창출에 이바지하며, 에너지 안보를 높이는 것으로 평가되고 있다(Farrell, 2009). 왜냐하면 발전차액지원제를 통해서 전력망에 대한 접근이 보장될 뿐만 아니라 지원받기 위한 최저 발전량 기준이 없기 때문에 일반 가정의 소규모 사업자도 사업에 참여할 수 있기 때문이다.

<그림 4-2>는 이런 발전차액지원제의 특징을 잘 보여주고 있다. 미국의 많은 주에서 시행되고 있는 Net Metering 제도하에서는 일반 가구가 재생가능에

12) 재생가능에너지 발전사업자가 시장에 진입하는 과정에서는 다음과 같은 장애요인을 만날 수 있다(Beck and Martinot, 2004). 보조금과 외부효과 등으로 인해 왜곡된 전력가격과 비용, 전력망 접근의 어려움처럼 개별 발전사업자가 시장에 진입할 수 있도록 보장하는 안전장치의 부재, 기술 및 정보의 부족 등이 대표적인 진입장벽이다.

너지로 전력을 생산했을 때, 생산된 전력 가운데 가정에서 소비된 것을 제하고 남은 전력을 시장가격으로 전력회사에 판매할 수 있다. 반면에 발전차액지원 제하에서 일반 가구는 생산된 모든 전력을 시장가보다 높은 가격에 판매한 뒤 가정에서 필요한 전력은 다시 전력회사로부터 시장가격에 살 수 있기 때문에, 전력 생산을 늘려 이윤을 극대화하려는 동기가 더 강하게 작동할 수 있다 (Farell, 2009). 또한 발전차액지원제하에서 태양광발전의 경우 투자회수기간이 유럽에서는 보통 10년 내외로 추정되는데, 발전차액지원제의 계약기간이 보통 15~20년이기 때문에 일반 가정에서 태양광 발전사업을 시작하게 만드는 경제적 유인은 충분하다고 할 수 있다(Plater, 2009).



자료 : Farell, 2009.

<그림 4-2> Net Metering(上)과 발전차액지원제(下)

또한 발전차액지원제는 재생가능에너지를 이용한 발전에 대해 장기간에 걸쳐 가격을 보장해 주기 때문에 소규모 발전 및 경제성이 낮은 발전원에 대한 투자를 이끌어낼 수 있어 발전원의 다양화에 기여한다는 장점이 있다. 이는 발전차액지원제가 투자자들이 겪을 수 있는 위험부담(risk)을 현저하게 줄여주기 때문이다.

재생가능에너지 사업자들이 겪을 수 있는 리스크로는 크게 가격(price) 리스크, 발전량(volume) 리스크, 조화(balancing) 리스크의 세 가지가 있다(Mitchell et al., 2006). 먼저 가격 리스크와 관련해서는 자유경쟁시장하에서 가격의 변

동가능성이 크기 때문에 시장참여자들은 일종의 리스크 회피비용을 지불해야 하는데, 발전차액지원제가 장기간에 걸친 가격의 변동가능성을 제어해주기 때문에 투자자들은 리스크 회피비용을 지불하지 않아도 된다.¹³⁾

발전량 리스크는 발전 사업자가 생산한 전력을 안정적으로 판매할 수 있는가와 관련된다. 왜냐하면 투자자는 전력망에 대한 접근이 제한적이거나 계약이 단기간에 해지되고 판매할 수 있는 전력량이 생산량 이하로 제한될 경우 리스크로 인한 손실을 입을 수 있기 때문이다. 발전차액지원제하에서는 모든 발전사업자에게 전력망에 대한 접근이 보장되고, 생산된 모든 전력을 전력망 운영업체가 구매하도록 의무가 부여되며, 구매자와 15~20년의 장기계약이 체결되기 때문에 투자자는 발전량 리스크를 피할 수 있게 된다.

조화 리스크는 발전량의 변동과 관련된다. 즉 재생가능에너지의 발전량은 기상변화에 따라 큰 폭으로 변할 수 있는데, 만약 구매자가 발전량의 변동이 심한 사업자에게 페널티를 부과한다면 재생가능에너지 발전사업자들은 발전량 변동성으로 인해 리스크를 떠안을 수밖에 없다. 그렇지만 발전차액지원제하에서는 발전량 변동에 대한 페널티가 부과되지 않기 때문에 사업자는 이로 인한 리스크를 경험하지 않게 된다.

이처럼 발전차액지원제는 투자자들이 겪을 수 있는 리스크를 상당 부분 줄여주기 때문에 사업의 경제성을 큰 폭으로 향상시키게 되는데, 이런 장점으로 인해 발전차액지원제가 성공적인 결과를 얻을 수 있었다. 특히, 소규모 사업자의 경우 발전사업의 에너지원이 다양하지 못하고 투자유치가 상대적으로 어려워 리스크 회피적인 성향이 강하기 때문에 리스크를 줄여줄 수 있는 발전차액지원제하에서 시장진입에 대한 유인이 더 커지게 된다(Mitchell et al., 2006).

13) 리스크 회피적인 소규모 발전사업자들은 리스크를 피하기 위해 상대적으로 더 큰 비용을 지불하려는 경향이 있다.

(2) 기술개발 및 경쟁

일반적으로 발전차액지원제는 기술개발로 인한 사업비용 감소에 유연하게 대응할 수 없다는 점이 한계로 지적되고 있다(CEC, 1999).¹⁴⁾ 즉, 발전사업자가 고정된 수익을 갖게 될 경우 기술개발에 대한 유인이 적을 수밖에 없다. 또한 발전차액지원제하에서는 모든 사업자가 정해진 가격으로 사업에 참여하기 때문에 발전사업자 간의 경쟁이 제한적일 수 있다. 이처럼 기술개발과 경쟁의 미흡은 발전차액지원제의 가장 큰 단점으로 여겨져 왔다.

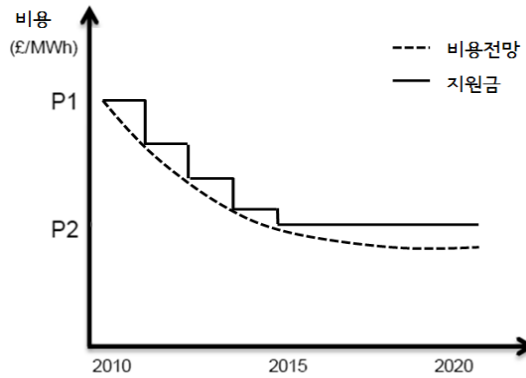
그렇지만 최근에는 발전차액지원제 역시 경쟁을 통해 기술혁신을 유발한다는 주장이 제기되고 있다. 즉, 발전차액지원제하에서는 발전사업자가 아닌 장비생산업체 사이에서 경쟁이 일어나게 된다. 발전사업자의 수익은 차액지원금 뿐만 아니라 사업비용의 절감을 통해서도 늘어날 수 있기 때문이다. 특히 풍력이나 태양광처럼 별도의 연료비용이 없는 에너지의 경우에는 사업비용의 대부분이 장비구입에 소요되기 때문에, 재생가능에너지 산업이 확장되면서 발전사업자들은 장비생산업체에게 기술개발, 가격삭감, 안전성 확보에 대한 압력을 전가하게 된다(Rickerson and Grace, 2007).

또한 발전차액지원제는 소규모 사업과 신기술에 대해 별도의 차별화된 지원금을 적용할 수 있기 때문에, 이런 기술을 개발하는 데 직접적으로 기여할 수 있다. 단기적으로는 가장 저렴한 발전원에 집중하는 것이 효율적일 수 있겠지만, 장기적으로는 발전원의 다양화라는 측면에서 발전차액지원제가 더 효율적일 수 있다(Huber et al., 2004). 왜냐하면 한 가지 에너지만으로 전력이 공급될 경우에는 예상치 못한 상황에 대처하는 능력이 떨어질 수밖에 없지만 전력원의 다양성이 확보되면 사회 전체적인 입장에서 위험 분산이라는 이득을 얻을 수 있기 때문이다.

최근에는 발전차액지원제를 시행하는 대부분의 나라에서 <그림 4-3>과 같

14) 재생가능에너지 지원제도가 기술개발을 유발할 수 있는지를 평가하기 위해 동적효율성(dynamic efficiency)이라는 개념이 사용되기도 한다(Rickerson and Grace, 2007).

이 사업시간이 지남에 따라 매입 가격을 인하하고 있는데, 이런 제도 역시 기술개발을 유도하는데 유용한 것으로 나타나고 있다(Butler and Neuhoﬀ, 2004).



자료 : Element Energy and Pöyry, 2009.

<그림 4-3> 기술전망에 따른 차액지원금 인하

(3) 보급량 예측 및 재정부담

발전차액지원제하에서 정부는 가격을 제시하는 역할만 담당하기 때문에 보급량을 예측하기 어렵다는 단점이 있다. 특히 단기간에 재생가능에너지 보급 목표를 달성해야 하는 경우, 발전차액지원제를 통해서 목표에 도달할 수 있을 것이라고 기대하기는 어렵다. 또한 재생가능에너지의 가격을 정확하게 설정하기 힘들다는 것도 발전차액지원제의 단점으로 지적되고 있다. 시장에서 가격은 일종의 신호역할을 하기 때문에 잘못 설정된 가격은 재생가능에너지 시장의 왜곡을 불러올 수 있다(김유진·김수덕, 2008).

원칙적으로 발전차액지원금은 전력가격을 통해 일반 소비자에게 전가되기 때문에 정부의 재정부담은 없지만, 한국처럼 정부가 전력산업기반기금으로 차액지원금을 지급하는 형태로 제도가 설계될 경우, 재생가능에너지 산업이 성장할수록 정부의 재정부담이 커지는 문제가 발생할 수 있다. 그렇지만 이는 제도설계의 문제이지 발전차액지원제 자체의 문제라고 볼 수는 없다.

3. 의무할당제

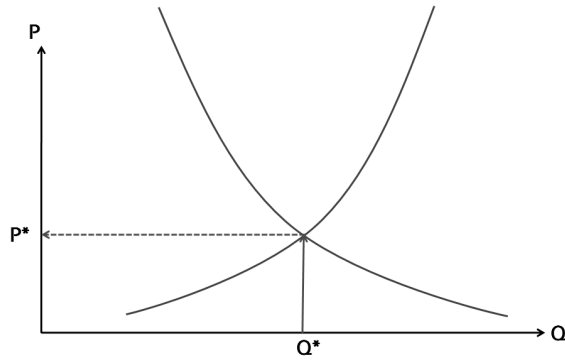
1) 개념 및 운영방식

발전차액지원제와 달리 의무할당제(RPS : Renewable Portfolio Standard)는 정부가 목표설정을 통해 재생가능에너지의 수요를 정해주는 제도이다. 의무할당제하에서 정부는 전력회사에게 총 발전량의 일정 비율 또는 목표 설치량을 재생가능에너지로 충당하도록 의무를 부여하며, 전력회사는 직접 재생가능에너지를 이용해서 전력을 생산하거나 거래시장에서 크레딧(REC : Renewable Energy Credits)을 구매하는 방식으로 의무를 이행하게 된다.¹⁵⁾ 따라서 재생가능에너지 발전사업자는 전력을 판매하거나 크레딧 거래를 통해서 수익을 얻을 수 있다.

<그림 4.4>는 의무할당제하에서 재생가능에너지의 가격이 결정되는 메커니즘을 보여주고 있다. 즉, 의무할당제는 정부에 의해 할당량(Q^*)이 정해지면, 시장에서 수요와 공급이 만나는 지점에서 재생가능에너지의 가격(P^*)이 결정되는 구조를 갖고 있다. 이때 할당량을 적정수준에서 결정해주는 것이 가장 중요하다. 왜냐하면 할당량을 너무 적거나 많이 설정할 경우 가격이 너무 낮아지거나 높아져 사업자에게 큰 손실 또는 큰 수익이 돌아갈 수 있기 때문이다. 또한 기술적·경제적 잠재량보다 목표량을 적게 설정할 경우, 목표가 달성되면 더 이상 재생가능에너지를 공급할 유인이 사라지기 때문에 목표 설정이 오히려 재생가능에너지 산업의 성장을 제약할 수도 있다. 반대로 기술적·경제적 잠재량보다 목표량을 높게 설정할 경우에는 재생가능에너지 공급량의 초과수요가 발생할 수 있기 때문에 가격이 높아져 발전사업자에게 초과이윤이 돌아갈 수 있다. 따라서 의무할당제를 도입할 때에는 기술적·경제적 잠재량을 고려해 목

15) 의무할당제를 시행하는 대부분의 나라에서는 재생가능에너지를 활용한 에너지 생산량에 부여되는 크레딧의 거래시장을 함께 운영하고 있다. 일반적으로는 재생가능에너지 발전량 1MW h당 보통 1RECs가 부여되고 있다(Rickerson and Grace, 2007).

표량을 적정수준으로 설정하고, 주기적으로 시장상황을 점검하고 타당성을 평가해 필요할 때에는 목표량을 수정·보완하는 작업이 병행되어야 한다.



자료 : 이창호, 2008.

<그림 4-4> 의무할당제의 시장 메커니즘

미국을 비롯해 의무할당제를 시행하고 있는 대부분의 나라에서 의무할당량을 부여받은 전력회사는 경쟁 입찰을 통해 재생가능에너지 발전사업자를 선정하고 있다(NREL, 2009). 따라서 의무할당제는 자유경쟁 전력시장에서 가장 효율적인 제도라고 주장되고 있는데, 이는 발전사업자들 간의 경쟁이 재생가능에너지의 비용을 낮추는 역할을 할 수 있다고 여겨지기 때문이다. 그렇지만 전력회사가 발전사업자를 선정하는 과정에서 거래비용이 발생하기 때문에 소규모 사업자들에게는 의무할당제가 시장의 진입장벽으로 작용할 수 있다. 왜냐하면 경쟁 입찰에 참여하는 소규모 사업자들은 추가된 거래비용 때문에 더 높은 수익률을 기대하게 되는데, 실제로 입찰과정에서는 경쟁으로 인해 예상만큼 수익을 올리기가 어렵기 때문이다.

2) 장단점

(1) 보급량 예측 및 시장참여 유인

의무할당제는 정부가 재생가능에너지의 목표량을 정하고 이를 전력회사에게 강제로 부여하기 때문에 재생가능에너지 보급량의 예측 및 관리가 용이하다는 장점을 갖고 있다. 따라서 단기간에 재생가능에너지 비율을 일정 수준으로 높이는 목표를 갖고 있는 경우에는 의무할당제가 유리할 수 있다. 그렇지만 이는 시장에서 재생가능에너지의 공급이 정부가 예상한 대로 이루어졌을 경우에만 해당될 뿐 발전사업자가 시장에 참여하지 못하는 경우에는 정부가 설정한 목표를 달성하지 못할 수도 있다. 따라서 의무할당제는 발전사업자의 시장참여를 얼마나 유인할 수 있는가가 관건일 수 있다.

경쟁 입찰에서 전력회사는 장기계약을 체결하지 않으려는 경향이 있다.¹⁶⁾ 이는 기술발전으로 인해 시간이 흐를수록 재생가능에너지의 가격이 떨어질 수 있기 때문이다. 이런 특징은 발전사업자가 시장에 먼저 참여하게 만드는 유인을 줄일 수 있다. 왜냐하면 시장에 먼저 참여할 경우 나중에 참여하는 사업자보다 비효율적인 설비를 사용함으로써 기대수익이 줄어들 수 있기 때문이다. 장기계약이 가능하다면 시장을 선점하고 기대수익을 어느 정도 유지할 수 있다는 이점을 가질 수 있겠지만, 경쟁 입찰에서는 이마저도 어려울 수 있다. 따라서 이런 경우 결과적으로 재생가능에너지 사업에 참여하는 사업자의 수와 재생가능에너지의 보급량이 정부 예상대로 늘어나지 않을 수 있다. 이는 의무할당제의 장점인 예측가능성을 상쇄하는 단점이 되기도 한다(Lauber, 2004).

(2) 기술발전 및 경쟁

이론적인 측면에서 의무할당제는 발전사업자 간의 경쟁으로 인해 기술발전을 통한 비용절감의 기회를 제공한다는 장점을 갖고 있다(김유진·김수덕,

16) 의무할당제를 도입한 영국의 경우 소규모 사업자는 계약기간이 대체로 5년 이내였으며, 대규모 사업자의 경우에도 10년 정도였다(Mitchell et al., 2006).

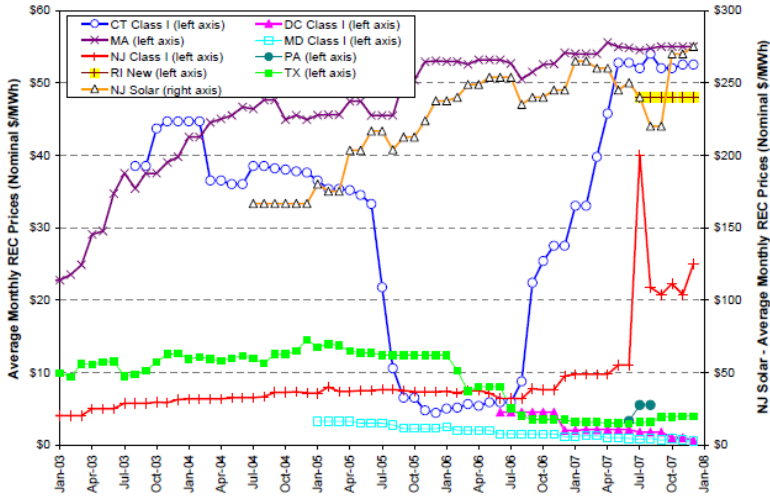
2008). 그렇지만 의무할당제하에서는 미래의 성장가능성이 큰 에너지원 보다 현재 경제성이 높은 에너지원에 투자하는 경향이 있기 때문에, 기술개발이 더욱 필요한 잠재적 에너지원에 대한 투자가 다른 제도보다 적을 수밖에 없다 (Lipp, 2007). 이런 점을 감안해 미국의 여러 주에서는 재생가능에너지원별로 목표량과 이행기간을 다르게 설정하고 있다. 이에 대해서는 4장 2절을 참조할 수 있다.

(3) 리스크

발전차액지원제와 달리 의무할당제는 발전사업자가 겪게 되는 리스크를 충분히 제거하지 못한다는 단점이 있다. 이런 리스크는 재생가능에너지 설비 투자 시 자본비용을 높이기 때문에 의무할당제하에서 재생가능에너지의 효율성을 떨어뜨릴 수 있다(CEC, 2005). 또한 의무할당제하에서는 소규모 사업자의 시장진입이 어려운데, 이는 대규모 사업자들만이 이런 리스크를 감당할 수 있기 때문이다.

가격 리스크와 관련해서 의무할당제의 크레딧 가격은 목표량의 수준과 변화 여부, 의무대상, 목표량의 달성 여부 등에 따라 <그림 4-5>과 같이 큰 폭으로 변동될 수 있다(Mitchell et al., 2006). 목표량이 높아지거나 의무대상이 확대되면 크레딧에 대한 수요가 늘어나면서 가격이 높아지겠지만, 반대 경우에는 크레딧의 가격이 떨어질 수 있다. 또한 목표량이 달성된 경우 새로운 목표량이 설정되지 않으면 전력회사가 더 이상 재생가능에너지를 이용해 전력을 생산하려 하지 않을 수 있기 때문에 크레딧의 가격은 큰 폭으로 하락할 수 있다.¹⁷⁾

17) 이로 인해 발전사업자들 사이에서는 목표량을 달성하지 않으려는 인센티브가 존재할 수도 있다.



자료 : Wiser and Barbose, 2008.

<그림 4-5> 미국 재생가능에너지 크레딧의 거래가격 변화

경쟁 입찰 시 대부분의 발전사업자들은 전력회사와 단기계약을 체결해야 하기 때문에 발전사업자들은 심각한 발전량 리스크를 경험하게 된다. 왜냐하면 계약이 해지될 경우 자신들이 생산한 전력을 구매하는 수요처가 사라질 수 있기 때문이다. 또한 경쟁 입찰 과정에서 전력회사는 발전사업체의 경력과 입찰 가격, 부지조건, 생산능력 등을 감안해 사업자를 선정하는데, 이 과정에서 발전량이 안정적이지 못한 업체는 경쟁력이 떨어질 수밖에 없다. 따라서 한 가지 에너지로 사업을 진행하는 소규모 발전사업자의 경우에는 기상조건에 따라 발전량이 안정적이지 않을 수 있어 심각한 수준의 조화 리스크마저 경험할 수 있다.

제2절 현황 및 성과

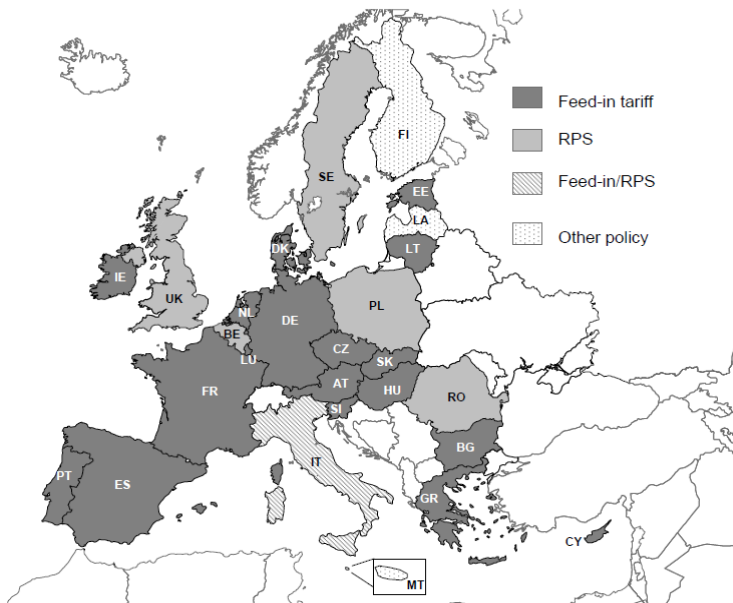
1. 현황

REN21(2009)에 의하면 현재까지 전세계적으로 발전차액지원제를 도입한 국가와 지방자치단체는 63개이며, 의무할당제를 도입한 국가와 지방자치단체는 49개라고 한다.¹⁸⁾ 2008년 이후로는 영국 등 6개 국가에서 발전차액지원제를 새로 채택했으며, 인도에서는 태양광 발전에 한해서 발전차액지원제를 채택한 바 있다. 지방자치단체 차원에서는 인도의 6개 주와 캐나다의 온타리오, 미국의 캘리포니아 등 10개 이상의 주에서 발전차액지원제가 새로 도입되고 있다. 또한 현재 일본, 이집트, 이스라엘, 나이지리아 등에서는 발전차액지원제를 도입하기 위한 논의가 활발히 진행되고 있다. 반면에 미국의 3개 주인 미시간·미주리·오하이오와 칠레, 인도 등에서는 최근에 의무할당제가 도입된 바 있다.

1) 유럽

유럽에서는 2007년 현재 <그림 4-6>과 같이 독일과 스페인을 포함한 18개 나라에서 발전차액지원제가 시행되고 있으며, 영국과 스웨덴을 포함한 7개 나라에서 의무할당제가 시행되고 있다. 한편 이탈리아의 경우에는 태양광발전에만 한해서 발전차액지원제를 시행하고 있으며, 나머지 발전원에 대해서는 의무할당제를 적용하고 있다. 개별 국가에서 실시되고 있는 재생가능에너지 지원제도는 나라마다 제도적 특징, 현황, 성과가 다를 수 있기에, 이하에서는 대표적인 국가를 중심으로 제도가 실시되는 현황과 제도적 특징들을 살펴보고자 하겠다.

18) REN21(2009) 자료에서는 미국의 개별 주와 같이 지방자치단체별로 다른 제도를 운영하는 경우 각각의 지자체를 하나의 단위로 취급했다. 또한 이 자료는 개별 제도를 도입했던 국가와 지자체의 수를 누적해놓은 것이기 때문에 현재 개별 제도를 시행하고 있는 국가 또는 지자체의 수와 다를 수 있다.



자료 : Rickerson and Grace, 2007.

<그림 4-6> 유럽의 재생가능에너지 지원제도 현황

전세계에서 재생가능에너지 시장이 가장 크게 성장한 것으로 평가받고 있는 독일은 1991년 이후 발전차액지원제를 시행해오고 있다. 초기의 발전차액지원제는 전력가격의 일정 비율을 재생가능에너지 발전사업자에게 지원하는 변동 가격 형태로 운영되었다. 그런데 1998년 전력시장 자유화로 전력가격이 하락하면서 재생가능에너지 발전사업자의 수익이 크게 줄어들고 재생가능에너지 시장의 성장이 둔화되었다. 또한 지역에서 생산된 재생가능에너지 전력에 대한 차액지원금이 지역의 전력사용자들에게 전가되도록 설계되어 있어, 재생가능에너지 발전이 많은 지역의 소비자들에게 큰 부담을 지우는 상황이 발생하게 되었다. 이로 인해 초기의 발전차액지원제는 재생가능에너지를 이용한 발전량이 전체 발전량의 10%를 넘지 못하게 되었고, 풍력발전에 대해 우선적인 지원이 이루어지면서 다른 발전원의 성장이 늦어지는 결과도 초래하게 되었다 (KEMA, 2008).

독일에서는 이 같은 문제점을 보완하기 위해 2000년에 새로운 형태로 제도를 개정했는데, 개정된 독일의 모델은 발전차액지원제를 시행하는 많은 국가에 모범이 되고 있다. 개정된 모델에서는 차액지원금을 전력가격과 별개로 고정했으며, 발전원별로 발전비용, 사업규모, 부지특성 등을 고려해 차등적으로 설정했다. 한편, 기준 가격은 기술수준과 시장상황을 고려해 정기적으로 개정하도록 했으며, 재생가능에너지 보급에 소요되는 비용은 전기요금에 포함시켜 전국의 모든 소비자에게 분배되도록 제도가 개선되었다. 네트워크 운영자들에게는 모든 재생가능에너지를 전력망에 연결하고, 발전사업자들이 생산한 모든 전력을 받아들이도록 의무가 부여되었다(Mitchell et al., 2006). 또한 에너지원별 기술개발 전망에 따라 기준가격이 매년 줄어들도록 설계되었다.

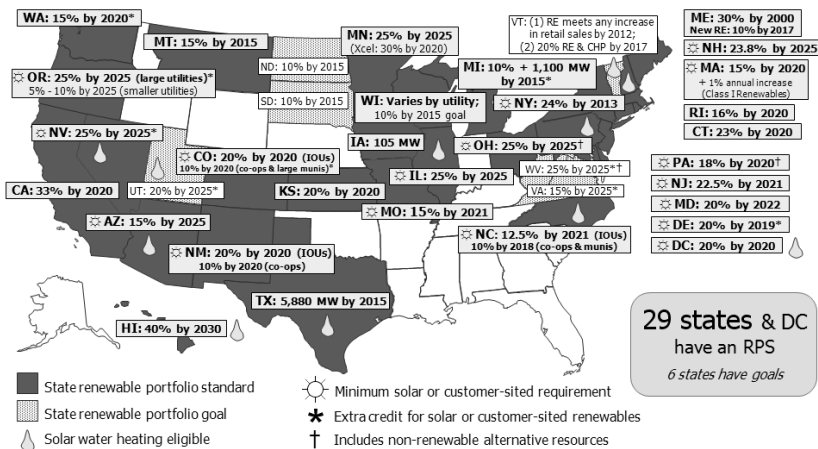
스페인에서는 1994년에 처음으로 발전차액지원제를 도입했으며, 2004년부터 2007년 사이에 제도를 개정했다. 스페인은 독일처럼 발전비용에 따라 발전원별 차액지원금을 산출하고 있지만, 독일과 달리 발전사업자가 고정가격 또는 변동가격 중 하나를 선택할 수 있도록 하고 있다. 또한 계약기간을 시스템 수명기간과 일치시키고, 발전원별 설치용량 목표치를 설정해 목표에 도달했을 때에는 차액지원금의 요율을 조정할 수 있도록 제도화했다(KEMA, 2008). 한편 변동가격을 선택했을 경우에는 차액지원금의 상한선과 하한선을 설정해 발전사업자에게 돌아갈 수 있는 초과 이윤과 과다 손실을 예방하고 있다.

영국은 2002년부터 의무할당제 형태의 재생가능에너지 의무공급 제도(Renewables Obligation)를 시행해오고 있다. 이 제도는 총 공급량의 일정 비율을 재생가능에너지로 공급하도록 전기공급자에게 의무를 부여하는 제도이며, 목표량은 2002년 3%를 시작으로 2015년에는 15.4%까지 높이도록 설정되어 있다. 전기공급자는 재생가능에너지 발전사업자에게 전기를 구매하거나 거래 시장에서 크레딧(ROC : Renewable Obligation Credits)을 구매함으로써 의무를 이행할 수 있으며, 의무량의 25% 한도 내에서는 지난해 사용하지 않은 크레딧을 이용할 수도 있다. 전기공급자들이 의무를 이행하지 못했을 경우에는 미달

분에 상응하는 벌금(buy-out)을 납부하도록 규정되어 있으며, 부과금은 2002년 30파운드/MWh를 시작으로 매년 물가 상승률에 연동되도록 설정되어 있다. 이런 벌금은 재생가능에너지 발전비용에 대한 일종의 상한선으로 작동하며, 전가될 경우 소비자가 지불해야 하는 전기요금 상승분의 상한선으로도 기능하게 된다. 왜냐하면 재생가능에너지 발전비용이나 크레딧 구매비용이 벌금보다 클 경우 전기공급자들은 벌금을 납부하는 방향으로 선택할 것이기 때문이다. 한편 벌금은 의무를 이행하기 위해 제출한 크레딧에 비례해 전기공급자에게 다시 분배될 경우 재생가능에너지 발전사업자에게 또 하나의 수입원이 될 수도 있을 것이다(Mitchell et al., 2006).

2) 미국

미국에서는 2009년 현재 <그림 4-7>과 같이 29개 주와 워싱턴 DC에서 의무 할당제가 실시되고 있지만, 그 중 버지니아를 포함한 4개 주에서는 법적으로 강제하지 않고 있다. 한편, 발전차액지원제는 <그림 4-8>과 같이 6개 주에서 시행되고 있으며, 2009년 현재 9개 주에서 검토하고 있다.



자료 : www.dsireusa.org

<그림 4-7> 미국의 주별 의무할당제 실시 현황



출처 : Farrell, 2009.

<그림 4-8> 미국의 주별 발전차액지원제 실시 현황

미국에서는 의무할당제가 1983년 아이오와 주에서 처음으로 도입되었지만, 현재 의무할당제가 시행되고 있는 주의 절반 이상은 2004년 이후에서야 입법화되었다. 즉 시행 연도를 봤을 때 단 2개 주만이 2000년 이전에 의무할당제를 도입하였고, 절반 이상의 주들은 2006년 이후에 의무할당제를 도입한 것으로 나타난다(Wiser and Barbose, 2008).

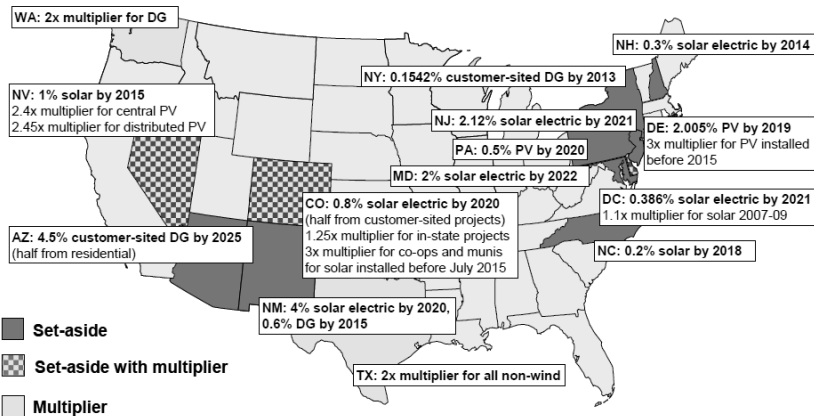
<표 4-3>은 의무할당제를 시행하고 있는 주들의 제도적 특징을 보여주고 있다. 이 표에서 확인할 수 있는 것처럼 미국의 주마다 재생가능에너지 목표량, 적용 기간 및 대상, 에너지원별 지원방식 등에서 상당한 차이가 존재하고 있다. 심지어는 수요관리의 일환인 에너지효율개선을 신·재생에너지 의무이행방식의 하나로 인정하는 주도 있다.

<표 4-3> 미국 주별 의무할당제의 특징

구분	시행	최종목표	발전원별 목표설정	가중치 차등부여
Arizona	2001	15%(2025)	분산발전	없음
California	2003	20%(2010)	없음	없음
Colorado	2007	20%(2020)	태양에너지	지역발전, 태양에너지, 지역사회소유
Connecticut	2000	23%(2020)	특정 발전원	없음
Delaware	2007	20%(2019)	태양에너지	태양에너지, 연료전지, 풍력
Hawaii	2005	20%(2020)	에너지효율	없음
Illinois	2008	25%(2025)	풍력	없음
Iowa	1999	105MW(1999)	없음	없음
Maine	2000	40%(2017)	신규/기존 구분	없음
Maryland	2006	9.5%(2022)	태양에너지, 특정 발전원	풍력, 메탄
Massachusetts	2003	9%(2014)	없음	없음
Minnesota	2002	25%(2025)	풍력, 지역사회기반 발전원	없음
Montana	2008	15%(2015)	지역사회기반 풍력, 태양에너지	없음
Nevada	2003	20%(2020)	에너지효율	태양광, 분산발전, 에너지효율, 폐기물
New Hampshire	2008	23.8%(2025)	태양에너지, 바이오매스, 수력	없음
New Jersey	2001	22.5%(2021)	태양에너지, 특정 발전원	없음
New Mexico	2006	20%(2020)	태양에너지, 풍력, 지열, 바이오매스, 분산발전	없음
New York	2006	24%(2013)	분산발전	없음
North Carolina	2010	12.5%(2021)	태양에너지, 폐기물, 에너지효율	없음
Oregon	2011	대규모 : 25%(2025) 소규모 : 5-10%(2025)	지역사회기반 소규모 발전원	없음
Pennsylvania	2001	8%(2020)	태양에너지	없음
Rhode Island	2007	16%(2019)	신규/ 기존	없음
Texas	2002	5,880MW(2015)	비풍력	비풍력
Washington	2012	15%(2020)	없음	분산발전
Washington DC	2007	11%(2022)	태양에너지, 특정 발전원	풍력, 태양에너지, 메탄
Wisconsin	2000	10%(2015)	없음	없음

자료 : Wiser and Barbose, 2008.

최근에는 의무할당제의 효과성을 높이기 위해 에너지원별 목표량과 이행 기간 등을 다르게 설정하거나 가중치를 다르게 부여하는 주들이 늘어나고 있다. <그림 4-9>는 태양에너지에 대한 개별 주의 차등지원 현황을 나타내고 있다.



자료 : Wisner and Barbose, 2008.

<그림 4-9> 미국의 주별 태양에너지 차등지원 현황

의무할당제하에서 재생가능에너지를 보급하는 데 소요되는 비용은 궁극적으로 소비자에게 전가되는데, 갑작스럽게 큰 부담이 전가되는 것을 방지하기 위해 미국의 여러 주는 전기가격 상승에 상한선(cap)을 설정해놓고 있다.¹⁹⁾

의무 불이행 시 페널티를 부과하는 방식도 주마다 다르지만, 가장 흔히 사용되는 방식은 영국의 바이아웃(buy-out)과 유사한 형태인 대체이행지불(ACP : Alternative Compliance Payment)이다. 이는 의무를 이행하지 못한 전기사업자에게 미이행분에 대해 일정한 비율(\$/MWh)의 금액을 납부하도록 강제함으로써 의무를 이행하도록 유도하는 페널티 부과 방식이다. 이렇게 납부된 페널티는 기금으로 조성되어 재생가능에너지 발전사업에 다시 투자된다. 만일 전기사업

19) 전기요금 상한선은 0.1%에서 16.3%로 주마다 다르게 설정되어 있다(Wisner and Barbose, 2008).

자가 대체이행지불도 이행하지 않을 경우에는 면허정지, 취소, 벌금 등의 처벌을 받을 수 있다.

<표 4-4> 미국 주별 의무할당제 불이행 시 페널티 부과방식

해당 주	불이행 시 페널티	비고
MA, ME, NH, NJ, RI	대체이행지불, 자동비용회수	벌금은 일반적으로 재생에너지 펀드에 적립됨. ACP를 지불하지 못할 경우, 면허정지, 폐지 또는 재정적인 벌금이 부과됨.
DE, MD, OR, DC	대체이행지불, 비용회수 가능	비용회수는 ACP가 가장 비용이 적게 드는 선택일 경우에만 허용됨. 벌금은 재생에너지 펀드에 적립됨. ACP를 지불하지 못할 경우, 면허정지, 폐지 또는 재정적인 벌금이 부과됨.
CA, CT, MT, PA, TX, WA, WI	법적 벌금, 자동비용회수 없음	CA, CT, MT, PA, TX, WA : 이행하지 못한 양에 대해 벌금이 부과됨 WA : 상황에 따라서 벌금은 일정비율로 환급될 수 있음. WI : 벌금은 5,000달러 이상 500,000달러 이하로 부과됨.
AZ, CO, HI, MN, NV	행정적 판단에 따른 벌금, 비용회수 없음	전력위원회가 재정적 페널티를 평가함. 페널티는 충분한 이유가 있는 경우 면제 가능함. MN에서는 전력위원회가 재생에너지 투자를 명령할 수 있고, 재정적인 페널티를 부과할 수도 있음.
NC, NM	전력위원회에 의한 강제	전력위원회는 이행을 강제하는 법적 권한이 있음.
IA, IL, NY	해당무	IL과 NY에서는 전력회사 대신 행정기구가 재생가능에너지를 공급하고 있음. IA의 의무할당제는 이미 목표가 충족되었음.

자료 : Wiser and Barbose, 2008.

2. 성과

1) 발전차액지원제와 의무할당제의 성과논쟁

유럽 내 재생가능에너지 지원제도의 통합에 대한 논쟁이 유럽연합의 보고서(CEC, 1999)가 발표된 직후 심각하게 진행된 바 있다. 이런 논쟁은 1990년대 이후 독일과 스페인을 포함한 유럽의 여러 나라에서 시행되던 발전차액지원제와 미국에서 실시되던 의무할당제의 장단점에 관한 연구를 활성화시키는 계기가 되었다.

초기 의무할당제의 손을 들어주었던 유럽연합 보고서(CEC, 1999)와 달리 이후의 논쟁과정에서 발간된 대다수의 문헌들은 발전차액지원제의 상대적인

우수성을 입증하는 연구결과를 보여주고 있다(Stem, 2006). 즉, CEC(1999)는 전력시장의 자유화와 재생가능에너지의 국가별 목표설정이라는 측면에서 의무할당제가 이론적으로 더 유리한 제도라고 판단했지만, 실증연구에서는 이와 반대로 발전차액지원제가 더 효과적인 것으로 나타났다. 이로 인해 유럽연합의 2005년 보고서(CEC, 2005)는 정책통합에 대한 요구 대신 두 제도의 장점을 살리는 방향으로 정책을 조합해야 한다는 방향으로 주장을 수정하였다. 따라서 최근 유럽의 연구자들은 두 제도를 어떤 방향으로 조합해 나가는 것이 좋은지에 대한 연구에 더 큰 관심을 갖고 있는 실정이다.

반면에 미국에서는 다른 의미에서 제도의 성과논쟁이 있었다. 즉, 연구개발을 위한 보조금 제도와 의무할당제의 효과에 대한 논쟁이었다. 미국에서 의무할당제가 처음으로 도입된 것은 1983년 아이오와 주였지만, 의무할당제의 성과에 대한 논쟁은 1990년대 후반에 활발히 진행되었다. 대부분의 문헌들이 의무할당제의 손을 들어준 이후 2000년대 중반부터 의무할당제를 도입하는 주들이 급격히 늘어나게 되었다(Rickerson and Grace, 2007).

한편, 미국에서는 최근에 그동안 실시해 온 의무할당제의 성과를 돌아보면, 정부의 목표를 달성하는 데 있어서 이 제도가 효과적인 정책인지에 대한 의문이 제기되기 시작했다. 의무할당제에 대한 문제의식은 유럽에서 성공적으로 운영되고 있는 발전차액지원제에 대한 관심으로 자연스럽게 옮겨지고 있다. 최근에는 캘리포니아를 비롯한 여러 주들뿐만 아니라 연방정부 차원에서도 발전차액지원제의 도입방안에 대한 연구를 진행하고 있다.

2) 유럽의 성과 분석

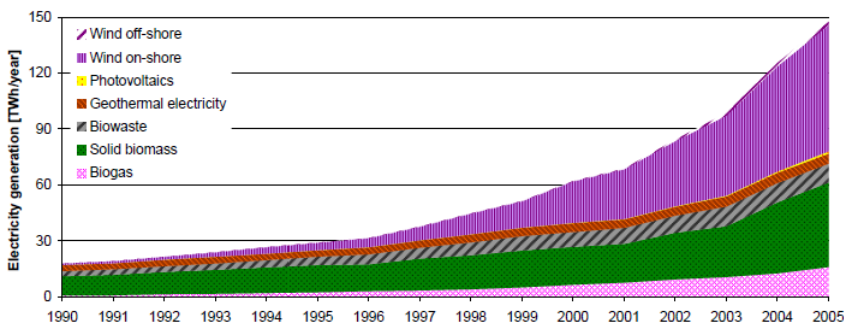
유럽에서의 성과분석은 두 제도를 대표하는 국가, 예를 들면 발전차액지원제의 독일과 스페인, 의무할당제의 영국에 대한 성과 비교가 주류를 이루고 있다. 최근에는 발전차액지원제에서 의무할당제로 제도를 변경한 덴마크에 대한 연구결과도 보고되고 있다. 따라서 이 연구에서는 유럽 내 두 제도의 성과에

관한 연구결과를 검토하고자 한다. 특히 영국과 독일을 비교한 연구문헌들이 많은 관계로 이에 대한 설명을 중심으로 두 제도의 성과를 검토해보고자 한다.

아직까지 기존문헌의 성과분석은 대체로 개별국가의 재생가능에너지를 활용한 발전량 변화 및 발전비용 변화 등에 대한 비교연구가 주류를 이루고 있다. 그렇지만 최근 들어서는 경제모형이나 설문조사를 통해서 두 제도의 가장 큰 차이점인 리스크와 경쟁에 관한 비교 연구뿐만 아니라 효과성 지표를 활용해 개별국가의 성과를 비교한 연구결과도 보고되고 있다.²⁰⁾

(1) 발전량 및 가격변화

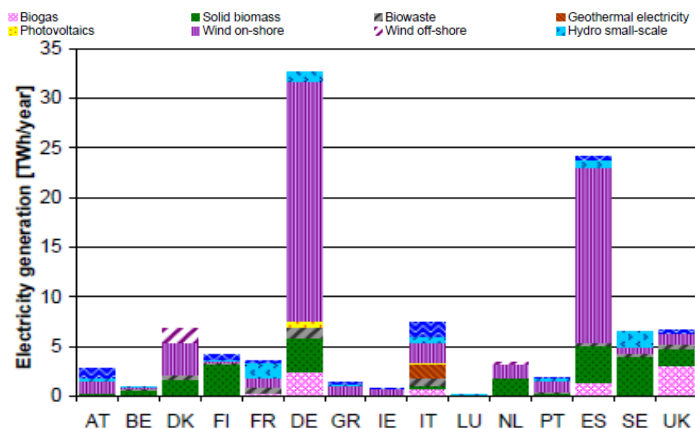
<그림 4-10>은 유럽연합 25개국의 재생가능에너지 발전량 변화를 보여주고 있다. 유럽의 재생가능에너지 발전량은 1990년대 중반 이후 급격히 증가하였는데, 이는 대부분 풍력과 바이오에너지의 증가 때문이었다. 또한 <그림 4-11>에서 확인할 수 있듯이 이런 증가의 대부분은 발전차액지원제를 시행하고 있는 독일과 스페인의 발전량 증가에 기인한 것이었다. 의무할당제를 시행하고 있는 영국, 스웨덴, 이탈리아 등은 상대적으로 바이오에너지의 발전량이 증가했지만, 총량에서는 독일과 스페인의 증가에 미치지 못했다.



자료 : Ragwitz et al., 2007.

<그림 4-10> 유럽연합 25개국의 재생가능에너지 발전량 변화

20) 보다 자세한 문헌검토는 Rickerson and Grace(2007)를 참고하라.



자료 : Ragwitz et al., 2007.

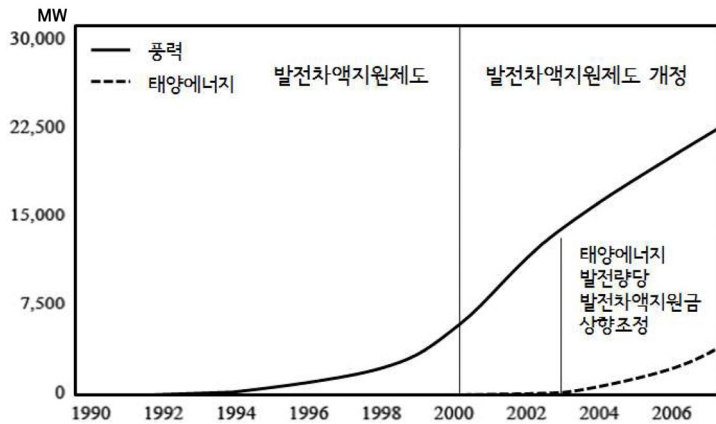
<그림 4-11> 유럽연합 15개국의 재생가능에너지 발전 증가량(1997~2004)

독일, 덴마크, 영국의 성과를 비교해보면, 흥미로운 점을 발견할 수 있다. 독일은 1991년에 발전차액지원제를 도입한 이래로 2000년에 개정작업을 거친 뒤 아직까지도 제도를 유지하고 있고, 덴마크는 1993년에 발전차액지원제를 도입했다가 2003년부터는 의무할당제로 대체한 상태이며, 영국은 2002년 이후 의무할당제를 시행해 오고 있다. 이러한 측면에서 이들 세 국가에 대한 비교는 서로 다른 제도의 성과를 이해하는 데 유용할 수 있다.²¹⁾

<그림 4-12>와 <그림 4-13>은 독일의 풍력 및 태양광 발전 설치용량과 덴마크의 풍력발전 설치용량을 제도변화와 함께 나타낸 그림들이다. 독일은 발전차액지원제가 시행된 1990년대 초반 이후 풍력발전 설치용량이 꾸준히 증가했으며, 2000년에 개정된 이후로는 설치용량이 더욱 급격히 늘어나는 것으로 나타났다. 또한 2000년대 초반 이후로는 태양에너지에 대한 발전차액지원

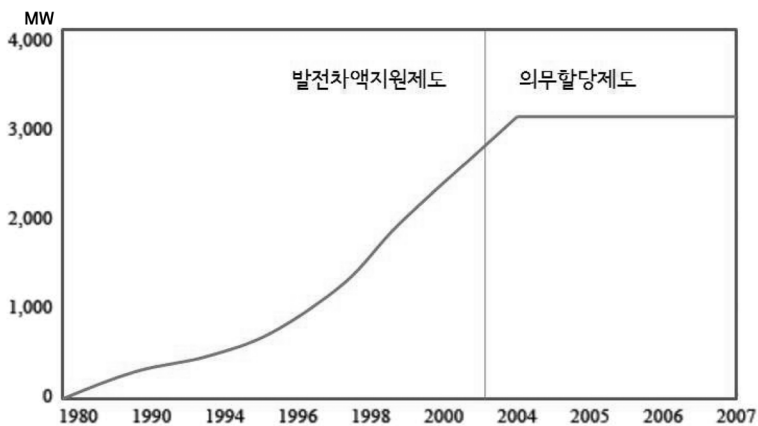
21) 덴마크는 2003년 이후 의무할당제를 시행하고 있는데, 이는 1999년에 선출된 보수당 정부가 미국과 유사한 형태의 제도를 시행하기로 결정했기 때문이다(Farrell, 2009). 한편, 2002년 이전 발전차액지원제하에서 등록한 발전사업자에게는 계약기간이 만료될 때까지 발전차액지원금을 지원할 예정이다.

금이 증가하면서 발전량 역시 늘어났다. 반면에 덴마크는 1980년대 이후 2000년대 초반까지 풍력발전 설치용량이 꾸준히 증가했지만, 이후로는 설치용량의 변화가 거의 없었다. 이 같은 변화는 발전차액지원제가 의무할당제로 바뀐 시점과 일치하고 있다.



자료 : Farrell, 2009.

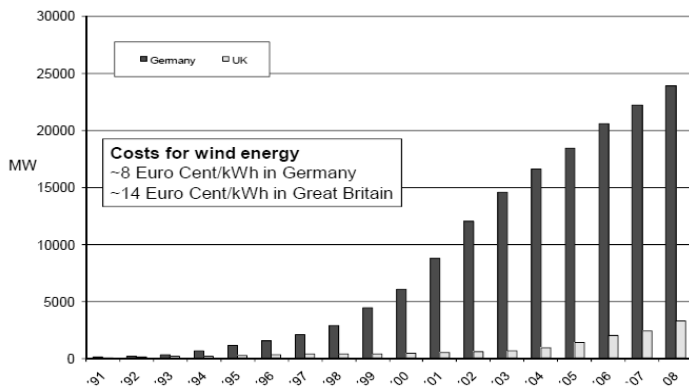
<그림 4-12> 독일의 풍력 및 태양에너지 설치용량 변화



자료 : Farrell, 2009, 수정.

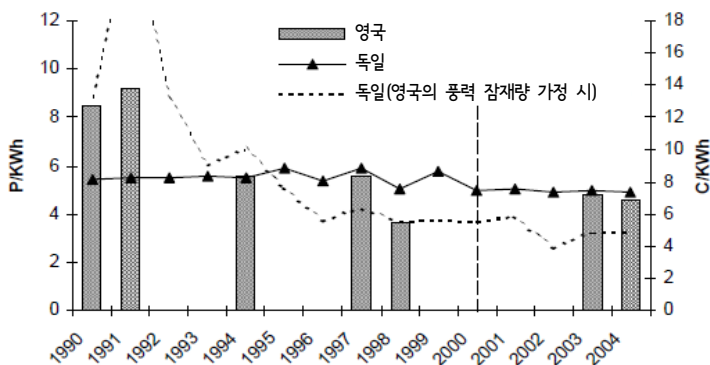
<그림 4-13> 덴마크의 풍력발전 설치용량 변화

독일과 영국의 풍력발전 설치용량과 비용을 비교한 <그림 4-14>와 <그림 4-15> 또한 흥미로운 결과를 보여주고 있다. 즉, 풍력발전 잠재량이 독일보다 영국이 더 큼에도 불구하고 실제 설치용량은 독일이 빠르게 큰 폭으로 성장한 데 반해 영국은 느리게 적은 폭으로 성장했다는 차이가 있었다(Butler and Neuhoff, 2004). 특히 독일이 영국과 동일한 풍력발전 잠재량을 갖고 있다고 가정했을 때 풍력발전 비용이 영국보다 적은 것은 두 나라에서 실시하고 있는 풍력발전 지원제도의 효율성 차이를 간접적으로 보여주는 것일 수 있다.



자료 : Fell, 2009.

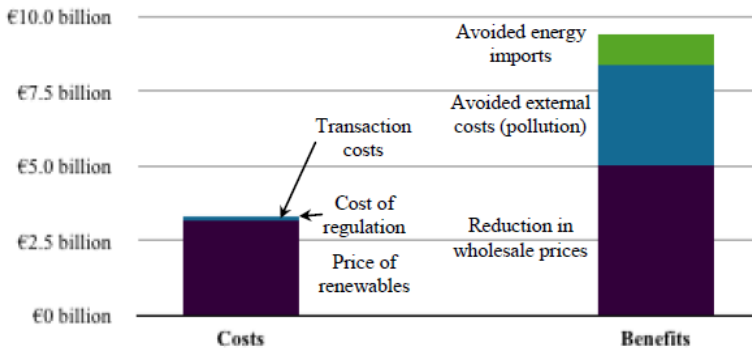
<그림 4-14> 독일과 영국의 풍력발전 설치용량 변화 및 비용



자료 : Butler and Neuhoff, 2004.

<그림 4-15> 독일과 영국의 풍력발전 가격 비교

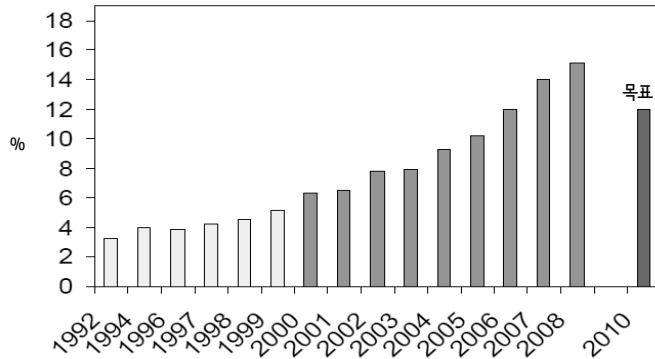
이처럼 독일의 재생가능에너지 성과는 충분히 효율적이며 효과적이었던 것으로 평가되고 있다. <그림 4-16>과 <그림 4-17>에서 확인할 수 있듯이 독일의 재생가능에너지 지원제도는 비용 대비 세 배 이상의 편익을 창출하고 있으며, 2010년 재생가능에너지 목표를 2006년에 이미 달성한 것으로 나타난다. 뿐만 아니라 재생가능에너지 산업의 성장과 더불어 독일에서는 2008년까지 28만개의 일자리가 창출되었으며, 2006년 한 해 동안 약 100만톤의 이산화탄소를 감축할 수 있었다(Farrell, 2009).²²⁾ 또한 재생가능에너지 산업의 순이익은 216억유로에 달했다. 이런 성과를 얻기 위해 독일 가정에서는 전력비용으로 단지 월 평균 1.5유로만을 추가로 지출했을 뿐이다(World Future Council, 2007).



자료 : Farrell, 2009.

<그림 4-16> 독일 발전차액지원제의 비용과 편익

22) 독일의 2008년 에너지원별 일자리 창출효과는 석탄발전 3.1만명, 원자력 3.3만명, 재생가능에너지 28만명이었으며, 재생가능에너지 산업의 2020년 일자리는 50만명에 달할 것으로 추정된다(Farrell, 2009).



자료 : Fell, 2009.

<그림 4-17> 독일의 전력소비 대비 재생가능에너지 비중변화

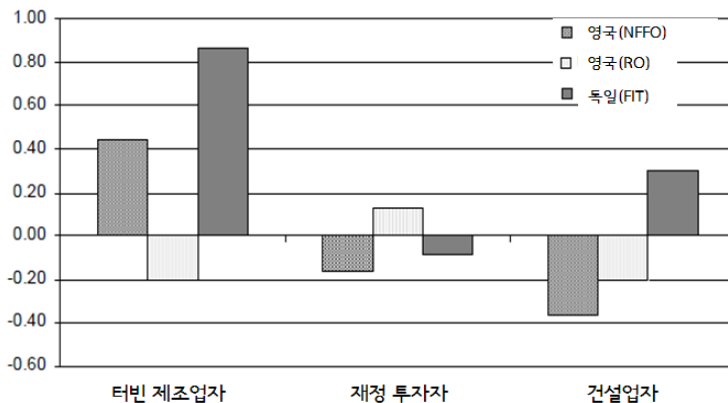
(2) 경쟁 및 리스크

리스크와 경쟁은 기술발전 및 비용절감과 직접적으로 관련되어 있다는 측면에서 개별 제도의 장단점을 비교하는 데 중요한 요소이다. Rickerson and Grace(2007)는 실제 성과와 관련해서 발전차액지원제가 의무할당제에 비해 리스크 저감뿐만 아니라 경쟁 유발에서도 뛰어났음을 보여주는 여러 가지 연구 결과들을 소개한 바 있다. 이는 4장 1절에서도 살펴보았듯이 의무할당제를 적용하는 과정에서 제도가 복잡해서 발생하는 행정비용과 리스크 회피비용 등으로 인해 재생가능에너지 발전사업자, 특히 소규모 발전사업자의 경제성을 낮추어 사업참여를 가로막을 뿐만 아니라 이런 제도적 비효율성이 기술개발 및 비용절감 효과마저 상쇄시키고 있는 것으로 나타났다.

재생가능에너지 발전사업자에 대한 설문조사 결과도 이런 연구결과를 뒷받침하고 있다. 발전차액지원제와 의무할당제가 포함된 다섯 가지 재생가능에너지 지원제도에 대한 설문조사에서 유럽연합 내 발전사업자들은 발전차액지원제를 가장 좋은 제도로, 의무할당제를 4번째 바람직한 제도로 평가했다(Morthorst et al., 2005).

경쟁과 관련해서 Butler와 Neuhoﬀ(2004)가 독일과 영국의 풍력발전 사업자

를 대상으로 각각의 제도하에서 느끼는 경쟁의 정도를 조사한 결과 의무할당제는 사업계획과정에서 높은 경쟁을 보이는 반면 입찰과정에서는 경쟁이 크지 않은 것으로 나타났다. 왜냐하면 의무할당제는 사업참여의 기회를 상대적으로 대규모 사업자에게 더 많이 부여함으로써 소규모 사업자가 진입을 포기하게 만드는 경향이 있기 때문이다. 반면에 발전차액지원제하에서는 부지구입 과정에서 높은 경쟁을 경험하는 것으로 나타났다. 왜냐하면 발전차액지원제하에서 사업자는 비용절감이 수익과 직결되기 때문에 생태적 잠재량이 높은 사업 부지를 선택하는 작업이 중요하기 때문이다. 이 같은 부지선택 과정에서의 경쟁은 지역주민들에게 이윤을 가져다 줄 수 있고, 지역주민들의 동의를 쉽게 얻을 수 있으며, 지역주민들의 발전사업 소유를 늘어나게 만드는 요인이 되고 있다 (Butler and Neuhoﬀ, 2004). 또한 <그림 4-18>과 같이 산업별로는 발전차액지원제하에서 장비 제조업자와 건설업자가 더 큰 경쟁을 경험하는 반면, 의무할당제하에서는 투자자만이 경쟁을 경험하는 것으로 나타났다. 이런 특징은 발전차액지원제가 장비제조업자들 간의 경쟁을 유발해 기술개발로 이어질 수 있다는 이론적 논의를 뒷받침하는 것이라고 할 수 있다.



자료 : Butler and Newhoﬀ, 2004.

주 : NFFO(Non Fossil Fuel Obligation)는 영국에서 Renewables Obligation(RO)이 도입되기 전에 시행되었던 제도임.

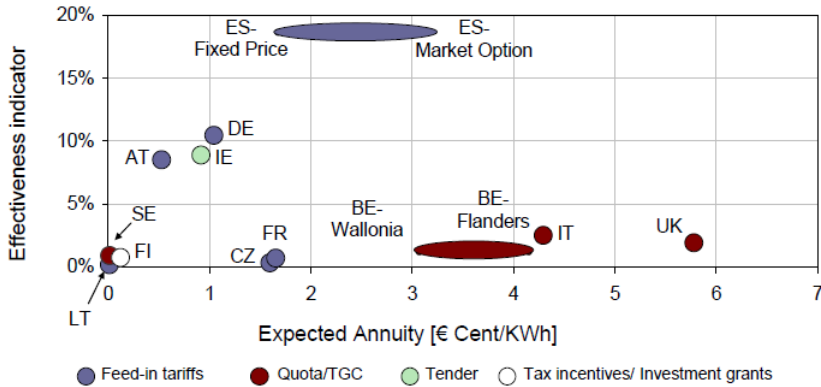
<그림 4-18> 부문별 재생가능에너지 사업자들이 경험하는 경쟁의 정도

한편, 영국과 독일의 발전사업자들이 체감하는 리스크를 가격, 판매량, 발전량 변화 등과 관련해서 정성적으로 평가한 연구결과(Mitchell et al., 2006)에 따르면 의무할당제하에서는 발전사업자들이 모두 큰 리스크를 경험하는 반면, 발전차액지원제하에서는 이런 리스크를 거의 경험하지 않는 것으로 나타났다. 한편, 최근에는 경제적 모형분석을 통해서 이런 리스크가 투자결정에 어떠한 영향을 주는지를 분석하는 연구가 발표되고 있지만, 아직까지는 의미 있는 결과를 보여주지 못하고 있다(Scatasta and Mennel, 2009).

(3) 효과성 분석

Ragwitz 등(2007)은 유럽연합 25개국의 재생가능에너지 지원정책에 대한 효과성을 분석하기 위해 효과성 지표(effectiveness indicator)를 산출한 바 있다. 이 지표는 국가별 잠재량 대비 재생가능에너지 발전량의 비율(%)을 에너지원 별로 산출한 것이다.

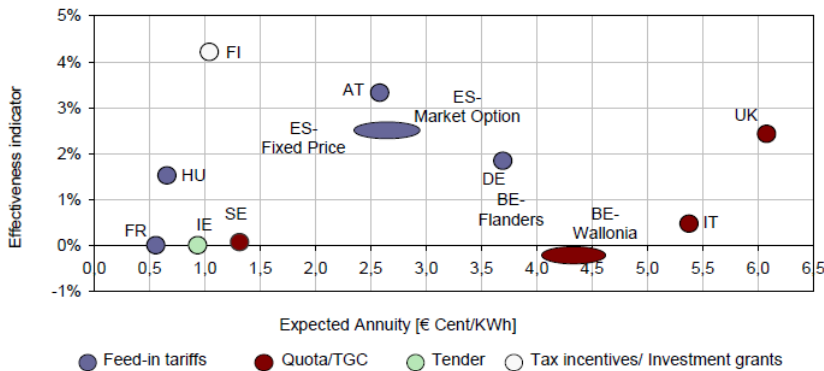
<그림 4-19>와 <그림 4-20>은 유럽 국가의 풍력과 바이오매스에 대한 효과성 지표를 각각의 에너지원에 대한 투자에서 거둘 수 있는 기대수익, 즉 재생가능에너지 발전사업자에게 제공하는 비용과 함께 표시한 그림들이다. 그림에서 좌측 상단에 위치할수록 적은 비용으로 큰 효과를 거두었고, 우측 하단에 위치할수록 많은 비용으로 적은 효과를 거두었음을 의미한다. 그림에서 확인할 수 있듯이 풍력과 바이오매스 모두 스페인, 독일, 오스트리아처럼 발전차액지원제를 시행하고 있는 나라들이 영국, 이탈리아, 벨기에처럼 의무할당제를 시행하는 나라들보다 적은 비용으로 더 큰 효과를 거두고 있는 것으로 나타났다.



자료: Ragwitz et al., 2007.

주: Quota/TGC는 의무할당제를 말하며, Tender(입찰제도)는 국가가 특정 에너지원에 대해 전기공급량을 공표한 뒤 입찰을 통해 재생가능에너지를 공급하도록 설계된 제도임.

<그림 4-19> 유럽 국가별 풍력발전의 효과성(2004년)



자료: Ragwitz et al., 2007.

<그림 4-20> 유럽 국가별 바이오매스의 효과성(2004년)

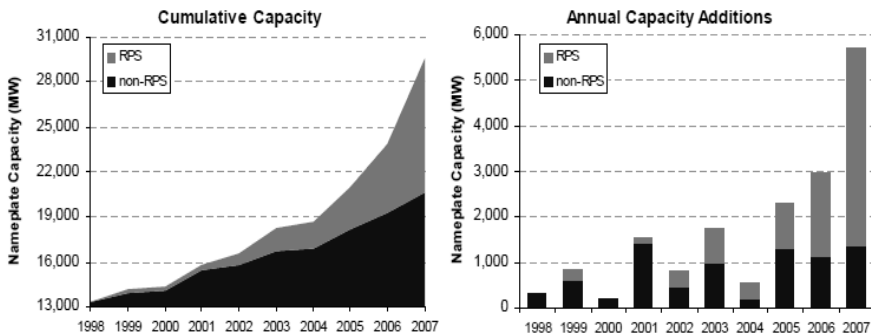
3) 미국의 성과 분석

미국에서는 에너지 잠재량과 정치적 상황 등이 주 정부마다 다르기 때문에 다양한 종류의 재생가능에너지 지원정책이 존재하는 상황이다(Menz and Vachon, 2006). 그렇지만 이 연구에서는 다양한 재생가능에너지 지원정책 중

에서 발전차액지원제와 의무할당제에 초점을 맞추고 있기 때문에 여기에서는 의무할당제를 중심으로 미국의 재생가능에너지 보급성과를 살펴보고자 한다.

앞에서도 언급한 바 있듯이 미국의 의무할당제는 대부분 2000년대 중반 이후 시작되었기 때문에 아직까지는 제도의 성과에 대한 세밀한 분석이 이루어지지 않은 상태이다. 따라서 아래에서는 설치용량 및 발전량 변화를 중심으로 미국 의무할당제의 성과를 살펴보고자 한다.

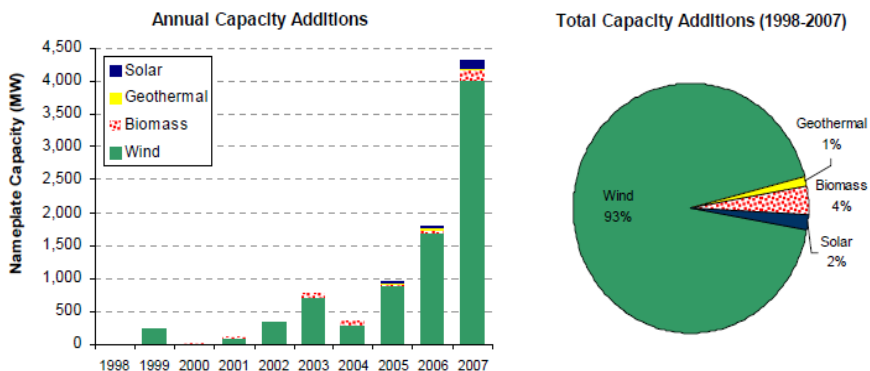
<그림 4-21>은 미국에서 수력을 제외한 재생가능에너지의 설치용량 변화를 보여주고 있다. 2007년까지 누적 설치용량은 의무할당제를 실시한 주와 그렇지 않은 주에서 큰 차이를 보이지 않았지만, 연도별 설치용량을 보면 2000년대 중반 이후 의무할당제의 도입이 활발해지면서 의무할당제를 시행하는 주에서 재생가능에너지의 보급이 빠른 속도로 증가해왔음을 확인할 수 있다.



자료 : Wiser and Barbose, 2008.

<그림 4-21> 미국 비 수력부문 재생가능에너지의 누적 및 연도별 설치용량

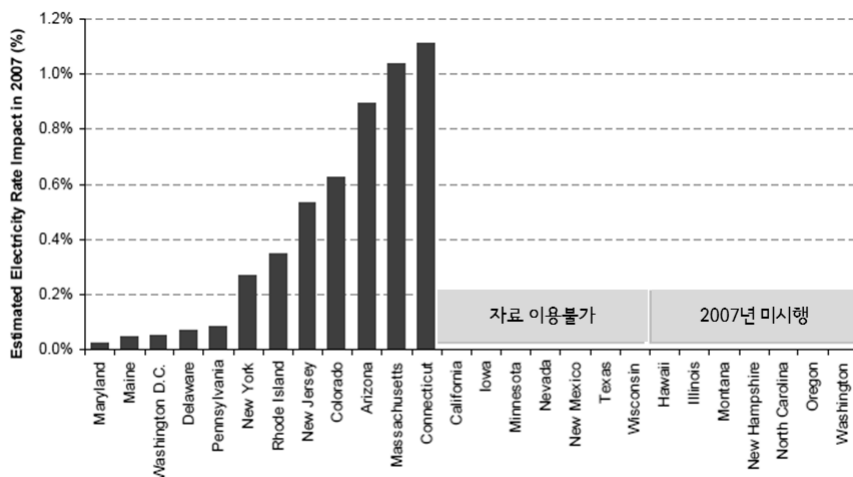
<그림 4-22>는 의무할당제가 시행되고 있는 미국의 주에서 발전원별 설치용량이 어떻게 변화되어 왔는지를 보여주고 있다. 지금까지는 재생가능에너지 원 중에서 풍력발전의 경제성이 가장 높았기 때문에, 의무할당제 내에서 풍력이 전체 설치용량의 93%를 차지하고 있다.



자료 : Wiser and Barbose, 2008.

<그림 4-22> 미국 내 의무할당제 시행 주의 발전원별 설치용량

의무할당제 도입과 관련해서 논의되는 두 가지 쟁점 중 하나는 목표 달성 가능성이고 다른 하나는 주 정부 차원의 관심사항인 소비자에게 경제적으로 어느 정도의 부담이 전가될 것인가이다. <그림 4-23>에서 확인할 수 있듯이 지금까지 의무할당제를 시행하고 있는 대부분의 주에서는 전기료 상승이 1.2% 이내에서 안정된 것으로 나타났다. Chen 등(2009)도 미국 내 대부분의 주에 의무할당제가 도입되더라도 전기료 인상이 1% 내외에 불과할 것으로 전망한 바 있다. 그렇지만 이는 의무할당제가 지금까지 대부분 비교적 저렴한 풍력발전을 통해 시행되었기 때문이라고도 볼 수 있다. 따라서 앞으로 태양광처럼 값비싼 에너지를 활용한 발전사업이 많아질 경우에는 전기료가 더 인상될 수도 있을 것이다.



자료 : Wiser and Barbose, 2008.

<그림 4-23> 의무할당제 도입에 따른 주별 전기가격 변화

제3절 정책조합 논의

1. 정책조합의 필요성

외부효과가 없는 순수한 의미에서의 완전경쟁시장이 존재한다면, 재생가능 에너지의 보급은 시장에 맡기면 간단히 해결될 수 있을 것이다. 그렇지만 현실 속의 시장은 불완전 경쟁상태이기 때문에 재생가능에너지를 보급하기 위해서는 가장 효율적이며, 가장 효과적인 정책을 선택해야 하는 문제가 발생하게 된다.

탄소세와 배출권거래제가 왜곡되지 않은 시장에서는 이론적으로는 동일한 효과를 나타내듯이 발전차액지원제와 의무할당제 역시 순수한 시장에서는 이론적으로 동일한 효과를 나타낼 수 있을 것이다(Missfeldt and Hauff, 2004). 재생가능에너지의 수요와 공급이 만나는 지점에서의 최적가격이 발전차액지

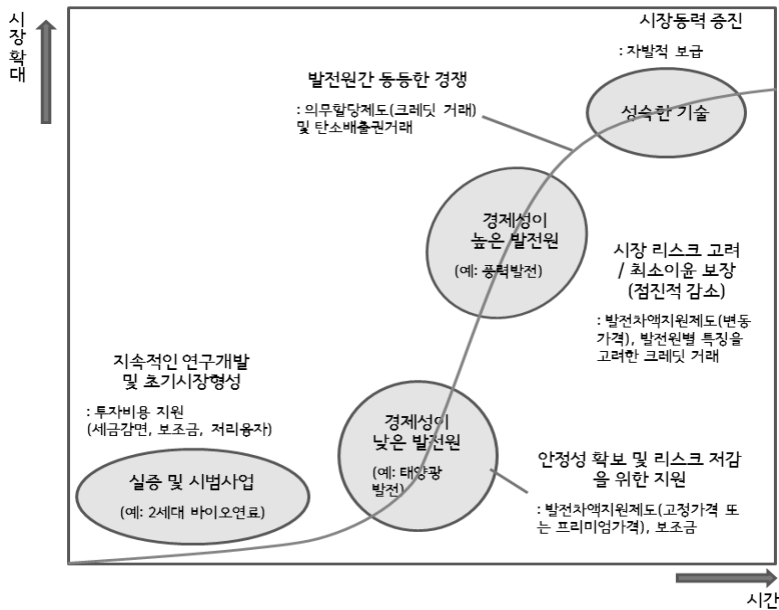
원의 단위가격이 될 것이고, 그 지점에서의 보급량이 의무할당량이 될 것이기 때문이다. 그렇지만 실제로는 탄소세와 배출권거래제의 효과가 다른 것처럼 발전차액지원제와 의무할당제 역시 현실적으로는 다른 효과를 나타내게 된다.

4장 1절에서 살펴보았듯이 발전차액지원제와 의무할당제는 고유의 장단점을 가지고 있다. 물론 독일이나 스페인처럼 발전차액지원제를 시행해 왔던 나라들이 영국이나 미국처럼 의무할당제를 시행해 온 나라들보다 아직까지는 재생가능에너지 보급에 더 큰 성과를 보인 것이 사실이다. 그렇지만 이런 실적이 발전차액지원제의 절대적인 우수성을 증명하는 것은 아니다. 나라마다 사회경제적 상황, 제도의 성숙도, 생태자원의 양과 질이 다르기 때문이다. 또한 의무할당제는 현재 도입 초기이므로 성과를 판단하기는 아직 이르다고도 할 수 있다(Ragwitz et al., 2007).

발전차액지원제와 의무할당제 모두 장단점이 있기 때문에 중요한 것은 어느 제도가 더 우수한가가 아니라, 어떻게 두 제도의 장점을 조합해서 재생가능에너지의 보급을 확대할 수 있는가이다. 왜냐하면 두 제도가 서로 배타적이지 않고, 각각의 장단점을 보완할 수 있는 가능성이 있기 때문이다. 2000년대 초반 이후 유럽에서 있었던 정책통합 논쟁은 이런 인식의 전환을 잘 보여주고 있다. CEC(1999) 보고서 이후 초기에는 발전차액지원제와 의무할당제 중 어느 제도가 더 우수한가에 대한 논쟁이 주를 이루었지만, 최근 유럽에서는 재생가능에너지의 보급확대라는 목표를 달성하기 위해 두 제도의 장점을 어떻게 조합해서 정책을 설계할 것인가에 더 큰 관심을 기울이고 있다.

유럽과 마찬가지로 미국의 여러 주에서도 최근에는 정책조합의 필요성에 대한 인식이 커지고 있다. 이는 의무할당제하에서 재생가능에너지 보급 성과가 목표량에 크게 못 미쳤기 때문이다. 이에 따라 이들 주에서는 발전차액지원제를 전면 도입하기보다는 대체로 캘리포니아처럼 소규모 사업에 한해서 발전차액지원제를 실시하거나, 플로리다처럼 의무할당제 내에서 발전사업이 원활히 진행되기 어려운 태양광 같은 발전원에 대해 별도의 발전차액지원제를 시행하는 방식의 정책조합이 늘어나고 있다.²³⁾

한편, 최근에는 정책별로 장단점이 있기 때문에 재생가능에너지의 기술시장 성숙도에 따라 지원제도를 달리하는 방안이 재생가능에너지 보급에 가장 효과적이라는 견해가 설득력을 얻고 있다. 먼저 재생가능에너지가 경쟁력이 없는 상태에서는 기술개발에 대한 투자가 우선 이루어져야 하며, 기술이 발전해 시장에 진입하는 초기 단계에서는 리스크를 줄여 진입장벽을 제거할 수 있는 발전차액지원제가 필요할 수 있다. 반면에 시장이 성숙한 상태에서는 경쟁이 기술개발 및 비용절감의 기회를 제공할 수 있기에 의무할당제가 효과적일 수 있다(Ragwitz et al., 2007). 지금까지는 이론적인 측면에서 정책조합의 필요성을 살펴보았는데, 아래에서는 이런 정책조합 논의들이 실제로 어떻게 적용되고 있는지를 영국, 미국 캘리포니아, 이탈리아의 사례를 통해 살펴보고자 한다.



자료 : Japan MOE, 2009, 수정.

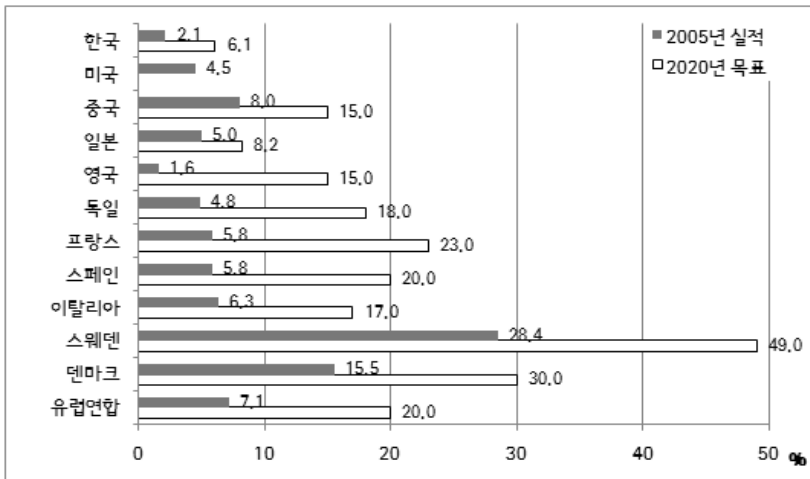
<그림 4-24> 재생가능에너지 시장 확대에 따른 지원제도

- 23) 2008년 여름 Jay Inslee 의원은 연방정부 차원에서도 발전차액지원제를 지원하기 위해 관련 법안을 하원에 제출한 바 있다(H.R. 6401. <http://frwebgate.access.gpo.gov>).

2. 정책조합 사례

1) 영국

영국은 유럽연합의 재생가능에너지 보급목표규정(EU Renewable Energy Directive)에 따라 2020년까지 최종에너지소비 대비 15%를 재생가능에너지로 공급해야 한다(<그림 4-25> 참조). 그렇지만 2005년 현재 보급량이 1.6%밖에 되지 않고 있으며, 현행 의무할당제(Renewables Obligation)하에서는 목표를 달성하기 어려울 것으로 전망된다. 특히 영국에서 실시되고 있는 의무할당제가 지금까지 풍력 같은 대규모 사업에 치중되는 결과를 낳았고 앞으로도 그렇게 될 것으로 예상되자, 2008년 영국에서는 발전사업의 다양화와 소규모 사업자의 시장참여를 유도하기 위해서 2010년부터 5MW 이하의 소규모 발전과 500 kW 이하의 가스 열병합발전(CHP)에 대해 발전차액지원제를 도입할 수 있도록



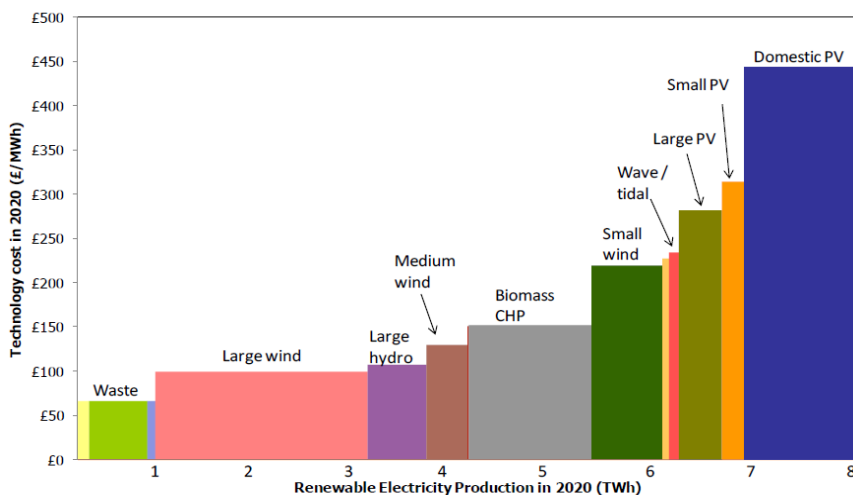
자료 : Japan MOE, 2009, 수정.

주 : 미국과 아시아 국가의 2020년 보급목표와 2005년 보급실적은 1차 에너지소비 대비 비율이며, 유럽연합 및 유럽 국가의 2020년 보급목표는 최종에너지소비 대비 비율임. 한국의 2020년 목표는 지식경제부(2008)에서 제시한 수치임.

<그림 4-25> 주요국의 재생가능에너지 보급현황 및 목표

에너지법(Energy Act)을 개정했다.²⁴⁾

영국에서는 발전차액지원제를 통해 <그림 4-26>과 같이 소규모 발전사업의 재생가능에너지 보급량이 2020년 전체 발전량의 2%인 8TWh에 달할 것으로 전망하고 있다.²⁵⁾ 현행 의무할당제하에서는 2020년 총 보급량이 2TWh 밖에 되지 않을 뿐만 아니라 대부분 풍력과 폐기물에 의존할 것이라는 전망이 제기 되는 반면에, 발전차액지원제는 발전량의 증가와 발전원의 다양화에 크게 기여할 수 있는 것으로 기대되고 있다(Element Energy and Pöyry, 2009).²⁶⁾



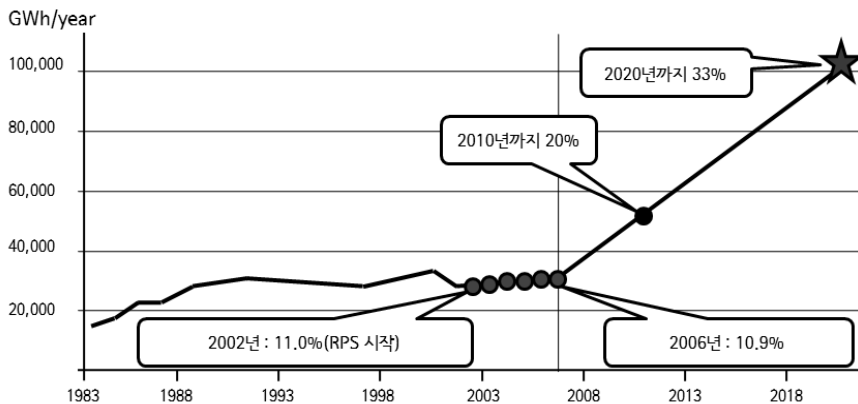
자료 : Element Energy and Pöyry, 2009.

<그림 4-26> 영국의 소규모 재생가능에너지 보급전망(2020년)

- 24) 영국의 발전차액지원제는 독일과 비슷한 방식으로 설계되고 있다. 즉, 고정가격제도를 기반으로 설정된 발전원별 차액지원 비율이 매년 인하되도록 설계되어 있다. 한편, 영국에서는 재생가능한 열에너지 보급을 촉진하기 위한 지원방안을 발전차액지원제에 포함시키려고 하고 있다. 이는 중요한 에너지원인 재생가능한 열에너지의 보급을 촉진시키는데 기존의 의무 할당제가 역부족이라고 판단되었기 때문이다(<http://www.decc.gov.uk>).
- 25) <그림 4-26>의 결과는 발전원의 다양화를 위해 지역사회 및 가정에서 사용할 수 있는 재생가능에너지에 대한 발전차액지원 비율을 상대적으로 높게 설정하는 시나리오를 바탕으로 도출된 것이다.
- 26) 이런 제도를 운영하기 위해 영국에서는 2020년까지 약 40억파운드의 추가 비용이 소요될 것으로 전망된다(Element Energy and Pöyry, 2009).

2) 캘리포니아

캘리포니아는 의무할당제를 통해 2010년까지 전체 전력판매량의 20%를 재생가능에너지로 공급한다는 목표를 갖고 있지만, 2006년 현재 재생가능에너지 비율은 10.9%에 머물고 있다. 이는 목표에 크게 미치지 못하는 수치일 뿐만 아니라 의무할당제가 시작되었던 2002년의 11%보다도 오히려 떨어진 상태이다. 그럼에도 불구하고 캘리포니아는 이미 재생가능에너지 목표를 2020년 30%로 상향조정한 바 있다. 캘리포니아에서도 현행 의무할당제만으로는 목표를 달성하지 못할 것이라는 전망이 제기됨에 따라 소규모 발전사업의 시장진입을 활성화하기 위해 2008년부터 발전차액지원제를 도입하기로 결정했다.

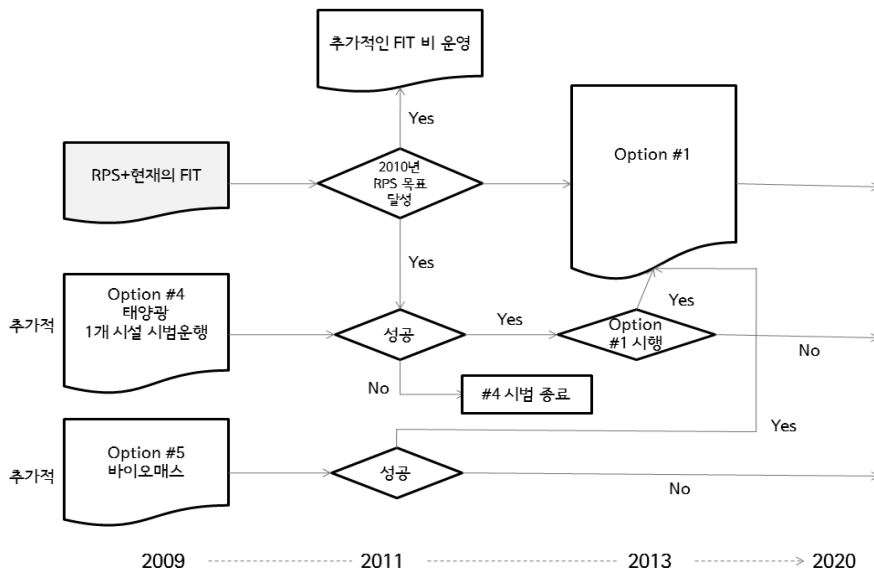


출처 : Wiser and Barbos, 2008.

<그림 4-27> 캘리포니아의 재생가능에너지 목표

캘리포니아의 발전차액지원제는 1.5MW 이하의 소규모 사업을 대상으로 하고 있으며, 총 구입 상한선은 500MW로 정해졌다. 또한 제도설계에 있어서는 독일과 달리 실제 발전비용이 아니라 회피비용을 토대로 발전차액지원금을 산정하도록 설계되어 있다(Cory et al., 2009). 최근에는 개별사업의 설치용량 상한선을 1.5MW에서 20MW로 확대하고 주의 총 구입상한선을 확대하는 등 제도를 변

경해 발전차액지원제를 더욱 확대하려 하고 있다.²⁷⁾ 이에 따라 캘리포니아에서는 독일과 스페인의 성공을 바탕으로 발전차액지원제를 설계하는 방안에 대한 논의가 활발히 진행되고 있다. <그림 4-28>은 그런 논의 중에 하나로, 캘리포니아에서 적용 가능한 발전차액지원제의 유형을 다섯 가지로 구분한 뒤 시나리오에 따라 이들을 어떻게 조합해나갈 것인지를 나타내는 흐름도이다.



자료 : KEMA, 2008.

주 : 선택지(Option) 1은 사업규모와 상관없이 독일과 비슷한 방식의 발전차액지원제를 모든 사업에 적용하는 안이며, 선택지 4는 태양에너지에 대해 한시적으로 발전차액지원제를 시범운영하는 안이다. 선택지 5는 1.5MW 이상의 바이오매스에 대해서만 발전차액지원제를 실시하는 안이다. 그림에는 표시되지 않았지만 KEMA(2008)는 총 6개의 선택지를 제안하고 있으며, 선택지 2는 20MW 이상의 모든 발전원에 대해 3년 동안 독일과 비슷한 방식의 발전차액지원제를 시범운영하는 안이며, 선택지 3은 생태잠재량이 풍부한 특정지역에 대해서만 1.5MW 이상의 발전원에 대해 발전차액지원제를 실시하는 안이다. 마지막으로 선택지 6은 독일과 비슷한 방식의 발전차액지원제를 실시하되, 적용대상을 20MW 이하로 제한하는 안이다.

<그림 4-28> 캘리포니아 발전차액지원제 적용 시나리오

27) <http://www.cpuc.ca.gov>

3) 이탈리아

이탈리아는 유럽연합의 규정에 따라 2020년까지 전력 소비량의 25%를 재생가능에너지로 공급해야 한다. 이에 따라 2002년에 의무할당제를 도입해 2010년 목표를 6.05%로 정했지만, 현행 의무할당제하에서는 목표를 달성하기 어려운 것으로 평가되고 있다. 한편, 태양에너지는 의무할당제와 별도로 설치 비용의 70%까지 지원해주는 태양광 1만호 사업(10,000 PV Roofs Program)을 통해 지원해왔지만, 2005년부터는 성과에 기반해 인센티브를 제공하는 방식의 발전차액지원제를 실시하고 있다.

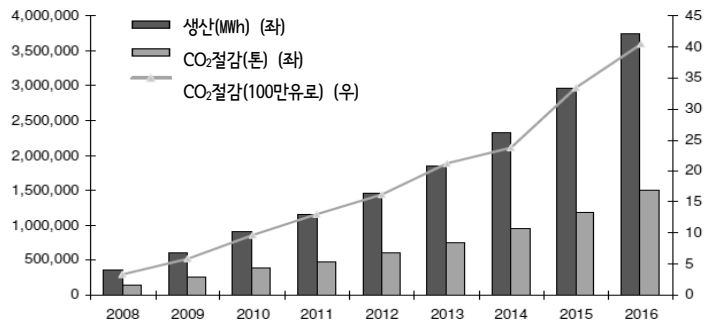
이탈리아의 발전차액지원제는 <표 4-5>와 같이 태양광 발전 설치규모와 장소에 따라 차등지원 하는 방식으로 시행되고 있다. 또한 발전차액지원금은 20년 고정가격 요금제로, 매년 2%씩 줄어들도록 설계되었다. 시행 초기에는 설치용량에 제한을 두었다가 2007년에 폐지되었다. 발전량의 70% 이상을 자가에서 소비하는 자가발전용이나 학교 같은 공공건물, 에너지효율개선 실적이 있는 건물 등에 대해서는 5%의 프리미엄을 제공하고 있다.

<표 4-5> 이탈리아의 태양광 발전 차액지원금(유로/kWh)

설치용량	일반 태양광	건물 부분통합 태양광	건물 완전통합 태양광
1 ~ 3 kW	0.40	0.44	0.49
3 ~ 20 kW	0.38	0.42	0.46
20 kW 이상	0.36	0.40	0.44

자료 : Tili et al., 2008.

이탈리아에서는 이를 통해 <그림 4-29>와 같이 태양광 발전부문에서 2016년 3.75TWh의 전력을 생산해 150만톤의 이산화탄소를 감축할 것으로 기대하고 있다.



자료 : Tili et al., 2008.

<그림 4-29> 이탈리아의 태양에너지 전망

제5장 결론·신·재생에너지 제도개선관련 제안

제1절 의무할당제 도입안에 대한 검토

제2절 서울시의 대응방향

제 5 장

결론 : 신·재생에너지 제도개선 관련 제안

제1절 의무할당제 도입안에 대한 검토

1. 현재 정책조합 방식의 문제점

4장에서 살펴보았듯이 발전차액지원제와 의무할당제라는 두 제도의 장단점을 살린 정책조합들이 이론적, 실증적인 차원에서 다양하게 진행되고 있다. 따라서 한국도 기존 발전차액지원제의 장점을 살리면서 단점을 보완하는 방향으로 의무할당제를 도입할 필요가 있다. 그렇지만 정부는 발전차액지원제를 폐지하고 의무할당제를 전면적으로 도입하겠다는 입장을 취하고 있다. 따라서 현재 국내에서 검토 중인 발전차액지원제와 의무할당제의 정책조합 방식과 관련해서는 몇 가지 측면에서 문제가 제기될 수 있다.

첫째, 획일적 조합방식이라는 문제가 있다. 기존에 시행 중이던 발전차액지원제를 의무할당제로 전환하는 한국은 이미 일종의 정책조합을 채택한 국가라고 볼 수 있다. 왜냐하면 가격을 정해주는 방식의 발전차액지원제는 시장형성 이전 단계에 유리한 제도이고 보급량을 정해주는 방식의 의무할당제는 시장메커니즘이 작동하는 성숙단계에 적합한 제도라는 판단 하에 정책조합을 채택한 것이기 때문이다. 그렇지만 정부가 지정한 11개 신·재생에너지원이 모두 동일

한 단계의 기술 및 시장 성숙단계에 있다고 볼 수는 없다. 예를 들면 풍력은 이미 경제성을 확보해 양산단계에 접어든 상태이지만, 태양광은 발전효율이 낮을 뿐만 아니라 생산단가도 여전히 높은 상태라는 차이가 있다. 이처럼 11개 신·재생에너지의 기술 및 시장 성숙단계가 다른데도 불구하고 모든 에너지원에 대해 발전차액지원제를 중단하고 의무할당제를 일괄 도입하는 획일적 조합방식은 문제가 있을 수밖에 없다.

둘째, 동일한 에너지원에 대해서도 규모를 고려한 병렬식 정책조합이 필요하다. 왜냐하면 똑같은 기술 및 시장의 성숙단계에 접어든 동일 에너지원의 경우에도 대규모 발전사업과 소규모 발전사업에는 규모의 경제에 의한 수익성 및 생산성의 차이가 존재할 수밖에 없기 때문이다. 따라서 이런 차이를 고려해서 소규모 신·재생에너지 사업자에게는 안정성이 높은 발전차액지원제를 적용하고 대규모 사업자에게는 시장메커니즘에 의한 가격 경쟁을 거쳐 선정되는 의무할당제를 통해 지원하는 방식의 정책조합이 필요하다. 실제로 4장에서 살펴본바와 같이 영국과 미국 캘리포니아에서는 규모의 차이를 고려하는 방식의 병렬식 정책조합이 추진되고 있다.

이처럼 현재 국내에서 추진 중인 정책조합은 11개 에너지원별 기술·시장 성숙도의 차이를 고려하지 않는 획일적 정책조합 방식이라는 문제뿐만 아니라 규모의 차이를 고려한 병렬식 정책조합이 도입되지 않고 있다는 문제도 있다. 현재 지식경제부는 소규모 발전사업자에 한해서 발전차액지원제를 지원할 경우 대규모 사업을 분할해서 소규모로 신청하는 도덕적 해이가 발생할 것을 우려하여 발전차액지원제의 유지를 반대하고 있는 상황이다.

2. 의무할당제의 가중치 문제

지식경제부가 소규모 발전사업자에 대한 병렬식 정책조합을 고려하지는 않고 있지만 에너지원별 기술·시장 성숙도를 감안한 정책조합은 고려하고 있으

며, 이는 의무할당제하에서 에너지원별 가중치로 나타나고 있다. 즉 2장에서 살펴본 바와 같이 지식경제부는 11개 신·재생에너지를 4개 그룹으로 구분해서 0.5, 1, 1.5, 2.0이라는 4단계의 차별화된 가중치를 부여할 계획이다(<표 2-29> 참조). 이는 11개 신·재생에너지원이 태양광이나 풍력처럼 기술·시장 성숙도가 상이하기 때문에 동일한 가중치를 가지고 보급사업을 추진할 경우에는 경제성이 떨어지는 에너지원의 보급이 축소될 수 있기에 차별화된 가중치를 부여함으로써 시장에서의 도태를 방지하기 위한 제도적 장치라고 할 수 있다. 결국 에너지원별 가중치는 목표량만 할당하면 가격이 시장메커니즘에 의해 결정되는 의무할당제의 특성을 일부 훼손하면서 발전차액지원제의 장점을 받아들인 정책조합의 일환이라고 할 수 있다.

그렇다면 새로 도입될 의무할당제의 가중치가 타당한 수준인지에 대한 검토가 필요할 수 있다. 따라서 이 연구에서는 발전차액지원제 가중치와의 비교를 통해서 의무할당제 가중치의 타당성을 검토하고자 한다. 발전차액지원제는 2002년에 도입된 이래로 10년 가까이 수차례의 개정작업을 통해서 기준가격이 변경되었고, 이렇게 조정된 기준가격이 바로 현재 국내의 에너지원별 기술·시장 성숙도를 대표하는 수치이기 때문에 의무할당제 가중치와의 비교가 의미 있을 수 있다.

먼저 두 제도하에서 상이한 가중치의 단위를 통일하기 위해 이 연구에서는 발전차액지원제의 기준가격을 가중치로 전환했다. 예를 들면 발전차액지원제 하에서는 kWh당 풍력 100원, 수소연료전지 300원, 태양광 600원 정도에 매입해주고 있기 때문에 풍력을 기준으로 본다면 태양광은 6, 수소연료전지는 3이라는 가중치로 차등 지원된다고 볼 수 있다. 따라서 이 연구에서는 가장 최근인 2009년 9월에 개정된 기준가격을 토대로 기존 발전차액지원제의 가중치를 산정했다.

<표 5-1> 발전차액지원제하의 에너지원별 가중치(2009년 9월 기준)

전원		설비용량 기준	구 분		고정요금 기준가격 (원/kWh)	발전차액 가중치
풍력		10kW 이상	-		107.29	1.62
수력		5MW 이하	일반	1MW 이상	86.04	1.30
				1MW 미만	94.64	1.43
			기타	1MW 이상	66.18	1.00
				1MW 미만	72.80	1.10
폐기물 소각(RDF 포함)		20MW 이하	-		SMP+5	1.00
바이오 에너지	LFG	50MW 이하	20MW 이상		68.07	1.03
			20MW 미만		74.99	1.13
	바이오가스	50MW 이하	150kW 이상		72.73	1.10
			150kW 미만		85.71	1.30
	바이오매스	50MW 이하	목질계 바이오		68.99	1.04
해양 에너지	조력	50MW 이상	최대 조차 8.5m 이상	방조제 유	62.81	0.95
				방조제 무	76.63	1.16
			최대 조차 8.5m 미만	방조제 유	75.59	1.14
				방조제 무	90.50	1.37
			연료전지		200kW 이상	바이오가스 이용
기타연료 이용		274.06				4.14

자료 : 지식경제부, 2009, 수정.

주 : 발전차액지원제의 가중치는 의무할당제에서 가중치 1인 기준 그룹 2군 가운데 최대 신·재생에너지원으로 변동요금 SMP+5원/kWh인 비발전용 1~5MW 규모 수력발전의 고정요금(66.18원/kWh) 대비 추정치임. 단 고정요금이 없는 폐기물 소각은 변동요금이 기준 수력가격과 동일하기 때문에 가중치 1로 산정함.

이렇게 산정된 발전차액지원제의 가중치를 의무할당제의 가중치와 비교하면 <표 5-2>와 같다. 발전차액지원제하에서 설정된 기준가격은 시장·기술 성숙도를 고려해서 10년 가까운 정책의 시행 경험을 토대로 산정된 에너지원별 차별적 지원 기준치라고 할 수 있다. 그렇지만 <표 5-2>에서 볼 수 있듯이 의무할당제는 발전차액지원제와 비교했을 때 신·재생에너지 대부분의 가중치가 큰 폭으로 축소되는 것으로 나타났다. 지금까지 가장 활발하게 보급이 확대되었던 신·재생에너지 가운데 하나인 육상풍력의 경우에도 가중치가 0.62가량 줄어들었으며, 폐기물과 수력의 경우에도 대폭 줄어든 것으로 나타났다. 그나

마 하락폭이 적은 에너지원은 바이오매스, 바이오가스, 해상풍력이었으며, 유일하게 가중치가 상승한 에너지원은 신규로 추가되는 지열, 해양에너지 등이었다. 즉 지금의 의무할당제 도입안에서는 가중치를 통해서 에너지원별 기술·시장 성숙도가 차별적으로 고려된다고 하더라도 기존의 발전차액지원제와 비교했을 때 신·재생에너지 대부분에 대한 지원이 크게 줄어들 것으로 예상된다.

<표 5-2> 의무할당제와 발전차액지원제의 가중치 비교

구분	의무할당제 가중치	대상전원	발전차액 가중치	가중치 차이	비고
1군	0.5	LFG	1.03-1.13	▽0.53-0.63	
		폐기물	1.00	▽0.5	SMP+5 변동요금 참조
		(IGCC)		▲0.50	포함여부 검토 중
2군	1	풍력	1.62	▽0.62	
		수력	1.00-1.43	▽0.00-0.43	
		바이오매스	1.04	▽0.04	
		바이오가스	1.10-1.30	▽0.10-0.30	
		조력(1)	0.95-1.16	▽0.16-▲0.05	최대 조차 8.5m 이상
		지열		▲1.00	신규
3군	1.5	해상풍력	1.62	▽0.12	신규
		조력(2)	1.14-1.37	▲0.13-0.37	최대 조차 8.5m 미만
		기타 해양에너지		▲1.50	신규
4군	2.0	연료전지	3.44-4.14	▽1.44-2.14	

자료 : 전기연구원, 2009, 지식경제부, 2009, 수정.

3. 태양광 할당문제

2004년을 신·재생에너지 원년으로 선언한 이래 가장 활발하게 보급이 확대된 에너지원 가운데 하나이고, 의무할당제 시범사업에 포함되어 치열한 경쟁의 한 가운데 위치한 에너지원이 바로 태양광발전이다. 해외사례를 보면 태양광발전에 대해 높은 가중치를 부여하거나 의무 할당량을 별도로 구분하고, 심

지어는 이탈리아처럼 발전차액지원제를 유지하는 국가도 있다. 한국도 새로 도입될 의무할당제에서 태양광발전의 의무할당량을 별도로 부여하는 방안을 검토 중이다. 이 역시 기존의 발전차액지원제하에서 수립되어온 태양광 지원 기준과 비교해서 정책의 타당성을 판단해볼 수 있을 것이다.

지식경제부는 2020년 신·재생에너지 보급목표인 발전량 대비 8% 가운데 태양광의 경우 별도로 0.24% 또는 800MW를 할당하는 방안을 검토 중이다(<표 2-28> 참조). 그렇지만 여기에는 건축물을 활용한 태양광에 대한 가중치가 고려되지 않고 있다. 가장 최근인 2009년 9월에 개정된 발전차액지원제에서는 기존 건축물을 활용할 경우 일반 부지를 활용한 태양광에 비해 가중치를 높게 설정해 지원해주고 있다. 기존 건축물을 활용할 경우에는 소규모 사업이라 경제성이 낮을 수밖에 없지만, 임야나 농지를 활용한 태양광 발전방식에 비해 환경피해가 적다는 장점을 갖고 있어 제도적 지원이 필요하다. 그렇지만 2009년에 건축물을 활용한 태양광발전이 포함된 발전차액지원제의 장점이 신규 의무할당제의 태양광 별도 할당에는 반영되지 않고 있다.

<표 5-3> 발전차액지원제하에서 태양광의 가중치(2009년 9월 기준)

적용 시점	설치 장소	적용 기간	30kW 이하	30kW 초과 200kW 이하	200kW 초과 1MW 이하	1MW 초과 3MW 이하	3MW 초과
2009년	-	15년	9.78	9.37	8.93	8.48	7.14
		20년	8.91	8.50	8.10	7.69	6.48
2010년	일반 부지	15년	8.57	8.18	7.72	7.33	6.17
		20년	7.77	7.42	7.00	6.65	5.60
	건축물 활용	15년	9.17	8.75	8.26	-	-
		20년	8.32	7.94	7.49	-	-

자료 : 지식경제부, 2009, 수정.

주 : 가동치는 1~5MW 규모 수력발전 고정요금(66.18원/kWh) 대비 추정치임(<표 5-1> 참조).

3. 의무할당제 도입 관련 제안

현재 국내에서 도입될 예정인 의무할당제는 앞에서 살펴본 바와 같이 몇 가지 측면에서 중요한 문제를 안고 있다. 첫째, 에너지원별 기술·시장 성숙도가 상이함에도 불구하고 획일적으로 발전차액지원제를 중단하고 의무할당제를 전면 도입하는 방식의 정책조합을 채택하고 있다. 둘째, 기존 발전차액지원제와 비교했을 때 의무할당제하에서 신·재생에너지에 대한 보급인센티브가 전반적으로 악화되고 있다. 특히 수소연료전지에 대한 인센티브가 가장 큰 폭으로 하락한다는 문제가 있다. 셋째, 별도 할당된 태양광 내에서도 건축물을 활용한 발전방식에 대한 구분이 명시되지 않음으로 인한 지원약화도 기존 정책의 추진방향에 역행하는 제도개선이라고 할 수 있다.

더불어 신·재생에너지의 보급확대로 인해 발생하는 환경문제라는 외부비용과 지역적 특성이 반영되지 않고 있다는 점도 문제가 되고 있다. 친환경적인 에너지, 청정에너지라는 이미지를 갖고 있는 신·재생에너지의 경우에도 대규모로 보급이 확대되면서 국내외적으로 새로운 환경문제를 일으키고 있다. 유럽에서는 육상 풍력발전이 늘어나면서 소음, 경관 등의 문제로 인해 민원이 발생하고 있으며, 국내에서는 대규모 태양광 발전사업이 허가를 얻게 되면서 중요한 생태자산인 갯벌과 산림을 난개발하는 방향으로 보급사업이 추진되고 있는 실정이다. 따라서 의무할당제 도입 시 에너지원별 가중치를 설정할 경우에는 기술·시장 성숙도뿐만 아니라 외부비용으로서 환경문제를 일으키지 않는 에너지에 대한 고려가 필요하다.

이때 에너지원별 환경성의 대리변수로 지역성이라는 변수가 사용될 수 있다. 국내외적으로 신·재생에너지와 환경문제가 충돌하는 지역은 대부분 생태자산이 풍부한 농촌 지역이다. 유럽의 육상 풍력이나 국내의 대규모 태양광 등이 모두 지역의 생태자산 감소라는 문제로 나타나고 있다. 따라서 생태자산 감소라는 환경문제를 일으키지 않는 도시에서 적용 가능한 에너지원의 친환경성을 고려한 지원제도의 수립이 필요할 수 있다. 생태자산을 침해하지 않는 대표

적인 도시형 신·재생에너지원이 바로 건축물을 활용한 태양광발전과 수소연료 전지 등이다. 이런 친환경 신·재생에너지원이 새로운 의무할당제 도입안에서는 별도로 구분되지 않거나 가중치가 대폭 삭감되는 등 역행적인 제도개선으로 인해 불이익을 받고 있다.

결론적으로 이 연구에서는 발전차액지원제와 의무할당제의 장점을 살리고 단점을 보완하는 방향으로의 ‘순차적 병렬식 정책조합’을 제안하고자 한다. 즉 제3차 신·재생에너지 기본계획에도 명시되어 있듯이 11개 에너지원별로 기술·시장 성숙도가 상이할 수밖에 없으며, 4장에서 살펴보았듯이 이론적으로나 실증적으로도 경제성이 확보되지 못하는 초기단계에는 발전차액지원제가 유리하고 육상풍력처럼 경제성을 확보한 성숙단계에서는 의무할당제가 보급확대에 유리한 제도일 수 있다. 따라서 11개 신·재생에너지원별로 경제성이 확보되는 에너지원부터 순차적으로 의무할당제를 도입하고 다른 에너지원에 대해서는 발전차액지원제를 유지하는 방식이 이상적인 정책조합일 수 있다.

그렇지만 현재 지식경제부는 정책의 추진력을 높이기 위해 11개 신·재생에너지에 대해 동시에 의무할당제를 도입하겠다는 입장이다. 더군다나 시스템 구축의 편리성 때문에 기술·시장 성숙도가 낮아서 의무할당제가 적합하지 않은 태양광을 대상으로 시범사업을 시행하고 있는 실정이다. 따라서 에너지원별 순차적 정책조합이 불가능하다면 ‘병렬식 정책조합’이 현실적인 대안일 수 있다. 여기서 병렬식이란 발전차액지원제와 의무할당제가 동시에 운영된다는 의미뿐만 아니라 의무할당제 내에서도 발전차액지원제의 특징들이 유지된다는 의미를 담고 있다.

먼저 해외사례에서 살펴보았듯이 의무할당제를 도입하고 있는 영국, 캘리포니아, 이탈리아 등은 소규모 발전사업에 대해 사업의 안정성과 경제성을 높여 주기 위해 발전차액지원제를 별도로 유지하고 있다. 지식경제부가 우려하는 대규모 사업을 분할해서 소규모 사업으로 신청하는 문제는 국내 환경영향평가 과정에서도 동일한 문제가 발생해서 이를 방지하기 위한 제도적 장치들이 마

련된 바 있다. 뿐만 아니라 해외 사례의 분할신청 방지 관련 장치들을 참고한다면 제도적 틈새를 보완하면서 소규모 발전사업을 활성화시키는 방향으로 정책을 조합할 수 있을 것이다.

다음으로 의무할당제의 세부정책을 설정하는 단계에서 경제성을 확보하지는 못했지만 친환경적이거나 미래의 성장동력으로 가능성이 높은 에너지원에 대해서는 발전차액지원제에 준하는 재정적 지원이 안정적으로 제공될 수 있도록 정책을 설계할 필요가 있다. 즉 앞서 제기했듯이 건축물을 활용한 태양광이나 수소연료전지 같은 도시형 친환경 에너지원에 대해서는 가중치를 높이고 인센티브를 강화하는 조정작업이 필요하다.

제2절 서울시의 대응방향

1. 외부적 대응

신·재생에너지 의무할당제 도입과 관련해서 서울시의 대응방향은 크게 외부적 대응, 내부적 대응, 장기적 대응으로 구분할 수 있다. 먼저 외부적 대응과 관련해서는 중앙정부도 신·재생에너지를 보급하기 위한 지방정부 역할의 중요성을 인식하고 있으며, 이를 제도화시켜 나갈 예정이다. 구체적으로 중앙정부는 제3차 신·재생에너지 기본계획을 통해서 신·재생에너지 보급을 확대하기 위한 지자체의 역할을 지속적으로 강화해나가겠다고 선언한 바 있다. 즉 중앙정부만으로는 2030년 신·재생에너지 보급목표를 달성할 수 없기에 지역의 신·재생에너지 잠재량을 가장 정확히 파악하고 사업을 추진해나갈 수 있는 주체로서 지방정부의 협력이 필요하고 이를 강화해나간다는 계획이다. 따라서 16개 지자체를 선도하는 서울시로서는 2012년에 새로 도입될 의무할당제에 대한 지방정부 차원의 입장을 밝히고 지역의 신·재생에너지 보급을 확대하는데 필

요한 제안을 적극적으로 제시하는 등의 외부적 대응을 할 필요가 있다.

특히 제3차 기본계획에서는 신·재생에너지를 건축과 도시계획 단계에서부터 반영해나갈 예정이다. 이처럼 도시적 환경에서 신·재생에너지 보급을 확대 하겠다는 국가전략을 추진하기 위해서는 도시 지방정부의 대표자인 서울시의 의견이 중요할 수밖에 없다. 마찬가지로 서울시 입장에서 도시에 적합한 신·재생에너지 지원제도가 성립되도록 영향력을 행사할 필요가 있다. 즉 새로 제도가 성립된 이후에 목표를 달성하기 위한 사업들을 적극적으로 추진하는 것이 지방정부의 역할이기도 하지만, 제도가 형성되는 단계에서 지역에 유리한 방향으로 정책을 미리 제안하는 것도 지방정부의 중요한 역할일 수 있다. 한마디로 게임에서 이기는 것도 중요하지만 게임 시작 전에 이길 수 있는 방향으로 게임의 규칙을 설정하는 작업이 더 중요할 수 있다.

그렇다면 결국 의무할당제 도입, 더 나아가서는 신·재생에너지 보급확대와 관련해서 서울시가 중앙정부에 요구하고 제시해야 하는 외부적 대응의 방향은 무엇인가라는 문제로 귀결될 수 있다. 단기적으로는 의무할당제 도입과 관련해서 5장 1절에서 검토했듯이 지방정부를 대변해서, 좁게는 도시정부를 대표해서 경제성을 확보하지는 못했지만 성장산업으로 육성이 가능할 뿐만 아니라 친환경적인 도시형 에너지원으로 고려되는 건축물 활용 태양광과 수소연료전지 등에 대한 지원을 강화하고 소규모 발전사업자에 대한 안정성을 높여주는 방향으로의 정책보완을 요구할 필요가 있다.

의무할당제 도입과 관련해서 이 같은 방향으로 서울시의 외부적 대응이 필요하기는 하지만, 현실적으로 지방정부의 외부적 대응은 한계를 지닐 수밖에 없다. 왜냐하면 중앙정부는 기본적으로 정책을 결정한 뒤, 일방적으로 이를 지역에 전달하는 하향식 의사결정방식을 택하고 있기 때문이다. 따라서 제3차 기본계획에 반영된 지자체의 역할 강화도 현실적으로는 중앙정부가 결정한 정책 틀 안에서 제한된 지방정부의 역량 강화로 진행될 가능성이 크다. 실제로도 의무할당제 도입과 관련해서 오랜 기간 동안의 연구작업과 공청회를 통한 의

견수렴이 진행되고 있음에도 불구하고 지방정부의 참여나 의견수렴 절차는 거의 찾아보기 힘든 실정이다. 따라서 지방정부 입장에서도 정책이 결정되기만을 기다리는 소극적인 대응을 할 수밖에 없는게 현실이다.

따라서 의무할당제 도입, 신·재생에너지 보급정책 관련 지방정부의 의견 개진 및 외부적 대응은 주로 공식·비공식적인 통로를 활용해서 간접적으로 진행할 필요가 있다. 즉 서울시정개발연구원 같은 연구기관의 연구보고서, 논문 등을 통한 학술적인 차원에서의 의견 제시, 지방연구원과 국책연구기관 간의 연구교류를 통한 비공식적인 의견 조율, 서울시가 참여하는 C40 기후변화리더십 그룹 등을 통한 국제적 논의 활성화, 7개 도시 지방정부 또는 16개 지자체를 대변하는 신·재생에너지 정책토론회 등의 통로를 활용해서 대응해나가야 할 것이다.

2. 내부적 대응

의무할당제 도입과 관련해서 서울시가 외부적으로는 공식·비공식적인 통로를 활용하는 소극적인 대응에 머무를 수밖에 없지만, 내부적으로는 보다 적극적인 대응을 취할 수 있을 것이다. 서울시는 2007년 4월 2일 친환경에너지선언을 통해서 2020년까지 신·재생에너지 이용률을 10%로 확대하겠다는 목표를 제시한 바 있다. 또한 제3차 기본계획에 맞춰서 2030년까지 최종 에너지 소비량의 20%를 신·재생에너지로 공급하겠다는 계획을 발표한 바 있다. 따라서 이 연구에서는 의무할당제 도입 관련 서울시의 내부적 대응으로 서울시가 수립한 2030년 신·재생에너지 공급계획이 받게 될 영향과 대응방안을 제시하고자 한다.

<표 5-4> 서울시의 신·재생에너지 공급계획

구분		2015년		2020년		2030년	
		설비용량	공급량 (천TOE/년)	설비용량	공급량 (천TOE/년)	설비용량	공급량 (천TOE/년)
수소	연료전지차	-	1.1	-	2.3	-	11.5
	연료전지	100MW	107.9	300MW	411.2	700MW	866.9
태양	태양광	89.8천kW	9.9	253.5천kW	27.9	1,400천kW	153.8
	태양열	46.1천m ²	2.7	54.6천m ²	3.1	160천m ²	9.2
열펌프	지열냉난방	1,055천kW	185.1	2,585천kW	453.7	5,485천kW	962.7
	하수열 · 하천수열	110천kW	41.4	700천kW	263.7	1,545천kW	582.0
폐기물	자원회수시설 (이용률)	900톤/일 90%	209.2	900톤/일 90%	209.2	900톤/일 90%	209.2
바이오	바이오가스	-	55.5	-	55.5	-	55.5
	매립가스	-	6.7	-	6.7	-	6.7
	성형탄	-	1.8	-	1.8	-	1.8
풍력	풍력	-	0.04	-	0.04	-	0.04
신·재생에너지 공급 합계		-	621.3	-	1,435	-	2,859.3

자료 : 서울특별시, 2009.

주 : 서울시의 2030년 에너지원별 목표치는 「서울시 저탄소 녹색성장 마스터플랜 (2009)」과 일부 차이가 있을 수 있으며, 이 연구에서는 2007년 친환경에너지 선언의 목표치를 2030년으로 연장한 「서울 친환경에너지 기본계획 2030 (2009)」을 기준으로 분석함.

2012년 도입될 의무할당제에 대한 서울시의 내부적 대응은 다음 세 가지 원칙을 고려해서 제시하고자 한다. 첫째, 중앙정부의 2030년 신·재생에너지 보급 목표인 제3차 기본계획과의 비교를 통한 국가 차원의 보급계획 틀 안에서 서울시의 보급전략을 수립한다. 둘째, 2012년부터 도입될 예정인 의무할당제의 원칙들을 고려한다. 셋째, 광역시와 도 지역이라는 지역적 특성, 더 나아가 서울시의 지역적 특성을 고려해서 대응전략을 제시한다. 결론적으로는 이런 세 가지 원칙을 고려해서 2007년에 발표되고 2009년에 수정된 서울시의 2030년 친환경에너지 선언의 신·재생에너지 보급계획을 검토하고자 한다.

먼저 중앙정부의 제3차 기본계획은 신·재생에너지를 앞으로 세분화해서 국제기준 및 국내 정책목적과 부합되는 방향으로 분류를 체계화해나가겠다는 계획이다. 즉 화석연료가 포함된 기존의 모순적인 신·재생에너지 개념을 미활용

에너지, 자연에너지 등으로 세분화해서 장기적으로는 자연재생에너지 중심의 보급정책을 추진해나가겠다는 계획이다. 이 때문에 제3차 기본계획에는 자연 재생에너지가 아닌 수소연료전지에 대해 기술개발 로드맵만 제시되어 있을 뿐 목표치는 설정되지 않은 상태이다.

다음으로 의무할당제 도입안을 살펴보면 2007년 현재 서울시 신·재생에너지 공급량의 43%를 차지하는 폐기물에너지에 대해서는 지원이 지속적으로 축소될 전망이다. 왜냐하면 제3차 기본계획에서도 밝히고 있듯이 장기적으로는 자연재생에너지 중심으로 지원될 예정이며, 의무할당제 도입안에서도 폐기물에너지의 가중치는 0.5로 크게 축소되기 때문이다. 따라서 서울시는 현행 폐기물 중심의 신·재생에너지 공급구조를 새롭게 재편할 필요가 있다. 특히 도시정부를 대표하는 지자체로서 도시적 특성이 반영된 친환경 에너지, 즉 건물통합형 태양광, 수소연료전지, 지열 등에 대한 보급지원정책을 추진해나갈 필요가 있다.

끝으로 2030년 기준 신·재생에너지 보급에 대한 국가목표와 서울시목표를 비교해보면, 서울시는 수소연료전지를 포함하더라도 국가 총 신·재생에너지 목표의 9%만을 담당하는 것으로 나타난다. 그렇지만 세부적으로 살펴보면 서울시 신·재생에너지 보급목표의 대부분은 지열과 하수열이라는 열펌프 및 수소연료전지가 차지한다는 사실을 확인할 수 있다. 즉 2030년 서울시의 지열 목표는 국가 신·재생에너지 보급목표의 76%를 차지하며, 하수열 등의 미활용 에너지를 유사한 열펌프에 포함시킬 경우 국가 목표를 상회하는 122%에 달하는 것으로 나타났다. 수소연료전지의 경우 국가 목표가 제시되지 않아 직접적인 비교는 불가능하지만 서울시 신·재생에너지 보급목표의 30%를 차지하고 있음을 고려할 때 상당한 수준의 목표량일 것으로 추정된다.

<표 5-5> 국가 목표 대비 서울시의 신·재생에너지 보급목표

	2015년			2020년			2030년		
	서울시	국가	비율*	서울시	국가	비율*	서울시	국가	비율*
태양열	2	63	4%	3	342	1%	9	1,882	0%
태양광	9	313	3%	27	552	5%	153	1,364	11%
풍력	0	1,084	0%	0	2,035	0%	0	4,155	0%
바이오	64	2,210	3%	64	4,211	2%	64	10,357	1%
지열	185	280	66%	453	544	83%	962	1,261	76%
열펌프**	226	280	81%	717	544	132%	1,544	1,261	122%
폐기물	209	6,316	3%	209	7,764	3%	209	11,021	2%
수소 연료전지	109	-	-	413	-	-	866	-	-
합계	621	11,731	5%	1,435	17,520	8%	2,859	33,027	9%

자료 : 서울특별시, 2009, 지식경제부, 2008, 수정.

* 비율(%)=서울시/국가.

** 열펌프=지열+하수열·하천수열(가정).

이처럼 서울시에서 적극적으로 확대해나갈 계획인 지열, 하수열 등의 열펌프와 수소연료전지는 자연재생가능에너지 기준에 부합되지 않는다는 문제가 있기는 하지만, 도시에서 생산이 가능한 친환경 청정에너지라는 측면에서 보급확대가 필요한 에너지이다. 그렇지만 서울시가 국가 보급목표의 대부분을 담당하거나 심지어는 초과할 정도로 이들 에너지원을 적극적으로 보급하기 위해서는 해결해야 할 과제들이 산적해 있다.

먼저 지열, 하수열 등의 열펌프는 제3차 기본계획에 따르면 장기적으로 신·재생에너지가 아닌 미활용에너지로 분류되어 지원될 가능성이 있다. 그렇지만 이들 열펌프는 현재 경제성이 부족할 뿐만 아니라 보급에 장애물이 되고 있는 인프라 미비, 기술·제도적 문제 등을 먼저 해결할 필요가 있다. 즉 신축 건축물 설계 시에는 지열 냉난방 시스템이 포함될 수 있도록 제도적 장치를 마련하고 기존 건축물에 대해서는 지열 냉난방 시스템으로 전환할 수 있도록 경제적 인센티브를 제공해 주어야 할 것이다. 또한 열에너지에 대한 수요와 공급이 일치해서 경제성이 확보되는 지역을 중심으로 사업을 점진적으로 확대해나가는 전

략도 필요하다.

다음으로 수소연료전지는 제3차 기본계획에 목표치가 반영되지 않았을 뿐만 아니라 신규 도입되는 의무할당제에서는 가중치가 기존 발전차액지원제에 비해 절반 이하로 줄어들 예정이다. 따라서 서울시가 2030년까지 전체 신·재생 에너지의 30%에 달하는 수소연료전지를 확대보급하기 위해서는 비용절감을 통한 경제성 확보와 지자체 차원의 지원방안 마련이 필요하다. 즉 수소연료전지 제조업체들과의 협력을 통해서 시범사업을 활발히 추진하고 이를 통해서 생산비용을 절감하며 운영비용을 절감하는 등의 계획이 필요할 수 있다.

3. 장기적 대응

앞에서는 신·재생에너지 의무할당제 도입과 관련해서 서울시의 대응을 내외부로 구분해서 제시하였다. 구체적으로는 의무할당제가 도입된 이후 신규 정책을 활용해서 서울시의 신·재생에너지 보급량을 확대하는 내부적 대응도 중요하겠지만 정책이 형성되는 단계에서 서울시의 의견을 제시해 반영시키는 방향으로 정책을 형성하는 외부적 대응이 더욱 중요함을 제안한 바 있다. 그렇지만 장기적으로는 신·재생에너지 보급확대와 관련해서 근본적인 패러다임의 전환이 훨씬 더 중요할 수 있다.

기존의 신·재생에너지 보급정책은 주전종열(主電從熱) 방식이라고 할 수 있다. 즉 전력생산 중심으로 사업을 추진하고 남은 잉여열을 지역에서 처리하는 방식이었다. 의무할당제의 경우에도 대표적인 전력중심의 보급목표와 지원제도라고 할 수 있다. 이처럼 전력 중심으로 지원제도가 추진될 경우 한국전력이라는 대규모 공기업을 운영하는 중앙정부가 주도적으로 사업계획 및 지원정책을 제시하고 부수적인 열처리만을 지역에서 담당하는 방식으로 사업이 진행될 수밖에 없다.

그렇지만 한국처럼 전력 송배전망이 전국적으로 구축되어 있어서 쉽게 전력

을 판매할 수 있는 나라에서는 전력보다 열에너지 중심의 보급계획을 세우고 잉여 전력을 판매하는 방식으로 즉, 주열종전(主熱從電) 방식으로 정책의 패러다임을 전환할 필요가 있다. 왜냐하면 국내에는 태양열, 지열, 바이오, 폐기물, 수소연료전지처럼 전력생산과 열생산이 병행해서 이뤄지는 신·재생에너지원이 많기 때문이다. 따라서 쉽게 판매할 수 있는 전력이 아닌 소비, 저장, 판매가 어려운 열에너지 중심으로 신·재생에너지 보급에 대한 계획 및 지원이 이뤄질 수 있도록 정책 패러다임의 전환이 필요하다.

열에너지 중심으로 신·재생에너지 정책의 패러다임이 전환된다면 보급사업 역시 기존의 한국전력공사 주도형에서 지역의 열에너지 소비처와 공급처를 잘 알고 있는 지방정부가 주도하는 형식으로 바뀌게 되어 지방정부의 위상이 강화될 것으로 예상된다. 열에너지 중심의 신·재생에너지 보급은 지방정부뿐만 아니라 중앙정부차원에서도 바람직한 제도적 전환이라고 할 수 있다. 왜냐하면 신·재생에너지 보급을 확대하기 위해서는 전력생산이 어려운 낮은 수준의 에너지원에 대한 개발도 촉진되어야 하며, 처리가 어려운 열에너지의 잠재량이 전력으로 생산이 가능한 에너지원보다 더 풍부하기 때문이다. 또한 최근에 지식경제부가 고민하고 있는 겨울철 전력부족 문제도 궁극적으로는 주전종열 방식의 에너지정책으로 인해 난방조차 전력으로 공급하면서 물량이 부족해지는 문제가 발생했기 때문이다. 따라서 에너지정책의 패러다임을 기존의 전력 중심에서 열에너지 중심으로 전환할 경우 중앙정부 차원에서도 지금 같은 겨울철 전력부족 문제를 예방할 수 있을 것이다.

실제로도 현재 추진 중인 전력중심의 의무할당제뿐만 아니라 열에너지 중심의 의무할당제, 즉 재생가능 열에너지 의무할당제(RHO : Renewable heat obligation)에 대한 제안이 국내외적으로 진행되고 있다(<부록> 참조). 반면에 영국의 에너지기후변화부는 최근에 2011년 4월부터 재생가능열에너지를 대상으로 차액지원제(FIT)를 적용하겠다는 정책을 발표한 사례가 있다. 이처럼 열에너지 중심의 신·재생에너지 보급정책으로 패러다임을 전환하기 위해서는 지

방정부 차원에서도 적극적으로 준비할 필요가 있다. 즉 지역 내 열에너지의 소비처와 공급처에 대한 공간배치를 파악해 이를 열에너지 지도로 표기하고, 중장기적인 차원의 열에너지 보급개발계획 등을 수립해야 한다. 한마디로 서울시는 열에너지 마스터플랜을 수립해 관리함으로써 기존의 패러다임을 뛰어넘는 신·재생에너지 보급확대를 주도해나갈 수 있을 것이다.

결론적으로 이 연구에서는 2012년에 새로 도입될 의무할당제와 관련해서 선제적인 차원에서의 외부적 대응과 신·재생에너지 보급확대를 위한 내부적 역량강화를 제안하고 있으며, 장기적으로는 중앙정부에서 주도하는 전력 중심의 보급정책을 뛰어넘어 지방정부 차원에서 열에너지 중심으로 정책패러다임의 전환이 필요함을 제안하고 있다. 이처럼 의무할당제에 대한 서울시의 내외부적 대응과 장기적인 측면에서 열에너지 중심의 보급정책을 통해서 한국과 서울이 저탄소 녹색성장을 향해 진일보할 수 있을 것으로 기대된다.

참 고 문 헌



참 고 문 헌

- 고영선 외, 2004, 「공공부문의 성과관리」, 한국개발연구원.
- 국무조정실, 2006, 「성과지표 개발·관리 매뉴얼」, 국무조정실.
- 국회예산정책처, 2007, 「사업평가방법론 연구」, 국회예산정책처.
- 권영한 외, 2008, 「환경성을 고려한 태양광, 풍력발전소 입지선정 가이드라인」, 한국환경정책·평가연구원.
- 김유진·김수덕, 2008, “국내 신재생전원 보급지원제도의 평가 및 개선방향”, 『한국경제연구』, 제20권 3호, pp.107-133.
- 김준한, 1999, “정책평가 개념의 재정립”, 『한국행정학보』, 제33권 4호, pp.225-241.
- 노화준, 2001, 「정책평가론」, 서울 : 법문사.
- 산업자원부, 2003, 「제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획(2003~2012)」.
- 서세욱·허무열, 2004, “재생가능에너지보급배경과 보급지원책”, 『EU학 연구』제9권 2호, pp. 139-163.
- 서울시, 2009, 「서울 친환경에너지 기본계획 2030」.
- 에너지관리공단, 2005~2008, 「신·재생에너지 보급통계」.
- 윤순진, 2002, “지속가능한 발전과 21세기 에너지정책”, 『한국행정학보』, 제36권 3호, pp.147-166.
- 이창호, 2008, “신재생에너지발전 정책동향 : 발전차액지원제도와 RPS”, 국회에너지포럼 발표자료, 2008. 9. 29.
- 지식경제부, 2008, 「제3차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획(2009~2030)」.

- 지식경제부, 2009, 「신·재생에너지이용 발전전력의 기준가격 지침」, 고시 제 2009-207호.
- 진상현·한준, 2009, “신·재생에너지의 개념 및 정책적 타당성에 관한 연구”, 『한국 정책학회』, 제18권 1호, pp. 187-209.
- 진상현·황인창, 2009, “지수분해분석을 이용한 지자체의 에너지 소비특성에 관한 연구”, 『자원·환경경제연구』, 제18권 4호, pp. 557-586.
- 진상현·황인창·이정현, 2010, “전환기 신재생에너지 보급정책의 지역별·에너지원별 성과분석”.
- 최현경, 2009, “신재생에너지 의무할당제도(RPS)와 발전차액지원제도(FIT)의 비교와 시사점”, 『KIET 산업경제』, 2009년 1월, pp.26-38.
- 한국전기연구원, 2008, 「신재생에너지 발전차액지원사업 성과평가 및 사업운영체계 개선을 위한 기획조사연구」, 지식경제부.
- 한국전기연구원, 2009, “신·재생에너지 의무할당제도(RPS) 국내운영방안 수립연구”.
- Beck, F. and E. Martinot, 2004, “Renewable energy policies and barriers”, in C. Cleveland (Ed.) *Encyclopaedia of Energy*, London : Elsevier Science.
- Butler, L. and K. Neuhoﬀ, 2004, “Comparison of Feed in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development”, Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0503.
- CEC, 1999, *Electricity from renewable energy sources and the internal electricity market*. Brussels : CEC.
- CEC, 2005, *The support of electricity from renewable energy sources*. Brussels : CEC.
- Chen, C. et al., 2009, “Weighing the Costs and Benefits of State Renewables Portfolio Standards in the United States : A Comparative Analysis of State-level Policy Impact Projections”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, pp.552-566.

- Cory, K. et al., 2009, *Feed-in Tariff Policy : Design, Implementation, and RPS Policy Interactions*, Technical Report to the National Renewable Energy Laboratory.
- Defra, 2006, *The Government's Response to the Biomass Task Force Report*.
- Earnst and Young, 2007, *Renewable Heat Support Mechanisms*.
- Element Energy and Pöyry, 2009, *Qualitative Issues in the Design of the GB Feed-in Tariffs*, UK DECC.
- Farrell, J., 2009, *Feed-in Tariffs in America*, Heinrich Böll Foundation North America.
- Fell, H., 2009, "Feed-in Tariff for Renewable Energies : An Effective Stimulus Package without New Public Borrowing", available at <http://www.fitcoalition.com>.
- Fouquet, D. and T. B. Johansson, 2008, "European Renewable Energy Policy at Crossroads? Focus on Electricity Support Mechanisms", *Energy Policy*, 36(11), pp.4079-4092.
- Huber, C. et al., 2004, *Action Plan for Deriving Dynamic RES-E Policies*, Available at www.green-x.at.
- IEA, 2009, *Cities, Towns and Renewable Energy : Yes in my Front Yard*, IEA.
- IPCC, 2007, *Climate Change 2007 : Mitigation*, available at <http://www.ipcc.ch>
- Japan Ministry of the Environment, "A Proposal of a Renewable Energy Promotion Policy for Achieving a Low-carbon Society", Conference on Renewable Energy Promotion Policy for Achieving a Low-carbon Society. Febuary 10, 2009.
- KEMA, 2008, *California Feed-in Tariff Design and Policy Options*, California Energy Commission.
- Lauber, V., 2004, "REFIT and RPS : Options for a Harmonised Community Framework, Energy Policy", 32(12), pp.1405-1414.
- Lipp, J., 2007, "Lessons for Effective Renewable Electricity Policy from Denmark,

- Germany and the United Kingdom”, *Energy Policy*, 35(11), pp.5481-5495.
- McDavid, J. and L. Hawthorn. 2006, *Program Evaluation and Performance Measurement : An Introduction to Practice*, SAGE Publications.
- Menz, M. and S. Vachon, 2006, “The Effectiveness of Different Policy Regimes for Promoting Wind Power : Experiences from the States”, *Energy Policy*, 34(14), pp. 1786-1796.
- Missfeldt, F. and J. Hauff, 2004, “The Role of Economic Instrument”, in A. Owen. and N. Hanley (Eds.), *The Economics of Climate Change*, London : Routledge.
- Mitchell, C. et al., 2006, “Effectiveness Through Risk Reduction : A Comparison of the Renewable Obligation in England and Wales and the Feed-in System in Germany”, *Energy Policy*, 34(3), pp.297-305.
- Morthorst, P. et al., 2005, *RE-Xpansion- Evaluation of Renewable Support Schemes*. NREL, 2009, *Feed-in Tariff Policy : Design, Implementation, and RPS Policy Interaction*, US DOE Office of Scientific and Technical Information.
- OECD, 1999, “Improving Evaluation Practices : Best Practice Guidelines for Evaluation and Background Paper”, *PUMA/PAC(99)*, 1, January 1999.
- Plater, S., 2009, “An Initial Analysis of Options for a UK Feed-in Tariff for Photovoltaic Energy, from an Array Owner’s View”, *Environmental Research Letters*, 4.
- REN21, 2009, *Renewables Global Status Report 2009 Update*, Paris : REN21 Secretariat.
- Ragwitz, M. et al., 2007, *Assessment and Optimisation of Renewable Energy Support Schemes in the European Electricity Market*, European Commission.
- Rickerson, W. and R. C. Grace, 2007, *The Debate over Fixed Price Incentives for Renewable Electricity in Europe and the United States : Fallout and Future Direction*, The Heinrich Böll Foundation.

- Scatasta, S. and T. Mennel, 2009, "Comparing Feed-In-Tariffs and Renewable Obligation Certificates : The Case of Wind Farming", Preliminary version.
- SCOPE, 2008, "Biofuels : Environmental Consequences and Interactions with Changing Land Use", International Biofuels Project Rapid Assessment, Gummersbach, Germany.
- Stern, N., 2006, *Stern Review Report on the Economics of Climate Change*, available at <http://www.hm-treasury.gov.uk>
- Tilli, F. et al., 2008, "The Feed in Tariff Scheme in the Italian Case", ISES-AP - 3rd International Solar Energy Society Conference - Asia Pacific Region (ISES-AP-08), 25-28 November 2008 Sydney Convention & Exhibition Centre.
- van Erck, R., 2008, "Update National Feed-in Schemes : The Netherlands," presentation to the Feed-in Cooperation : 6th workshop in Brussels, Belgium in November 2008.
- Wiser, R. and G. Barbose, 2008, *Renewables Portfolio Standards in the United States*, Lawrence Berkely National Laboratory.
- Wolfe, Philip, 2005, "Renewable heat : Why it's important and how to support it", *Refocus*, 6(2), pp.44-46.
- World Future Council, 2007, *Feed-in Tariffs : Boosting Energy for our Future*, available at <http://www.worldfuturecouncil.org>.

<http://www.decc.gov.uk/>(영국 에너지기후변화부)

<http://dsireusa.org/>(미국 재생가능에너지 및 에너지효율 인센티브 DB)

<http://www.cpuc.ca.gov/>(미국 캘리포니아 전기위원회)

<http://energyvision.org/160/>(에너지전환 홈페이지)

부 록

재생가능 열에너지 의무할당제

1. 재생가능 열에너지의 필요성

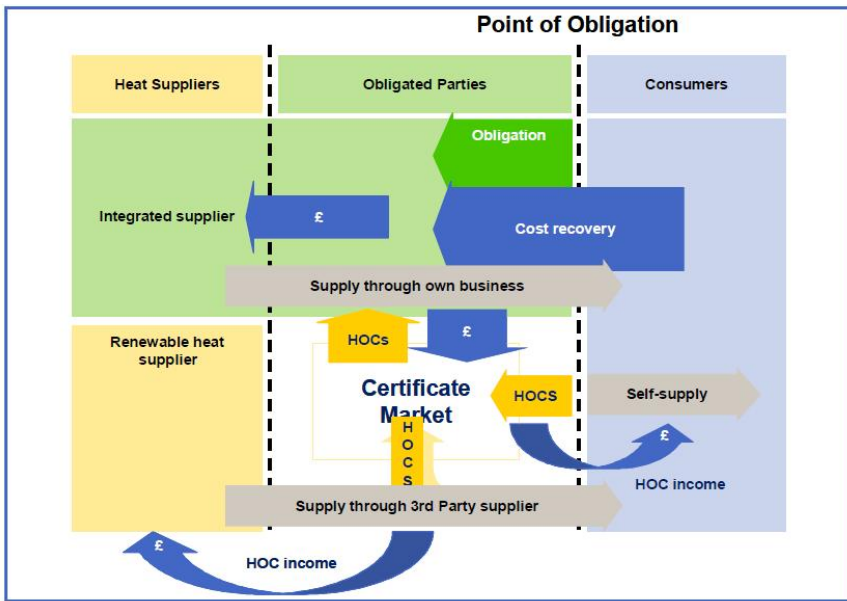
현재 신·재생에너지 정책은 대부분 전력생산에 국한되어 있는 실정이다. 국내외적으로 재생가능에너지 보급의 효과성에 있어서 논란을 일으키고 있는 발전차액지원제와 의무할당제 역시 전력생산 관련 지원제도이다. 그렇지만 온실가스 배출과 관련해서 전력만큼이나 큰 비중을 차지하는 부문이 바로 주거용 열에너지 부문이다. 따라서 주거부문에서 온실가스 배출을 줄이기 위해서는 소비측면에서의 에너지 효율개선과 더불어 공급측면에서 재생가능한 열에너지에 대한 지원이 필요하다는 주장이 늘어나고 있다(Wolfe, 2005). 재생가능 열에너지는 최근 들어서 잠재량 및 가능성을 인정받기 시작했다. 특히 국내외적으로 바이오매스를 이용한 난방과 열병합발전(CHP : Combined Heat and Power)에 대한 관심이 늘어나고 있다(Defra, 2006).

2. 재생가능 열에너지 의무할당제의 운영방안

재생가능 열에너지 의무할당제(RHO : Renewable Heat Obligation)는 열공급자들이 재생가능 열에너지 공급비율을 할당받는 것으로 기본적인 시스템은 4장에서 살펴본 신·재생에너지 의무할당제(RPS : Renewable Portfolio Standards)와 유사하다. 즉 에너지사업자가 열에너지 소비량의 일정 비율을 재생가능 열에너지로 공급함으로써 정부가 제시한 에너지 소비량 대비 비율을 기한 내에 만족시키는 제도이다. 그렇지만 재생가능 열에너지는 전력과 달리 열에너지의 생산이 대부분 소비지와 가까운 곳에서 진행된다는 측면에서 원거

리 공급자에 의존하지 않아도 된다는 차이가 있다.

재생가능 열에너지 공급의무대상자로 선정되면 직접 재생가능 열에너지를 생산해서 공급비율을 달성하거나 의무할당량을 채우지 못했을 경우 재생가능 열에너지 거래시장에서 인증서(Heat Obligation Certificates)를 구입해서 충당하거나 페널티를 납부하는 방법을 선택할 수 있다. 페널티로 조성된 기금은 할당량을 채운 다른 공급자에게 지급될 수 있다. 따라서 재생가능 열에너지의 생산자는 수요자에게 직접 공급할 수 있고 아니면, 인증서 거래시장에서 판매할 수도 있다.



자료 : Eamst & Young, 2007.

<그림 부록-1> 열에너지 의무할당제의 운영방안

인증서 거래는 열에너지 의무할당제를 탄력적으로 운영할 수 있게 만들어줄 뿐만 아니라 세금제도 같은 기존의 지원제도와 병행해서 시행될 수 있다는 장점이 있다. 그렇지만 인증서 거래제는 중대형 규모에 적합할 뿐 소형 규모에서

는 기술 및 관리 측면에서 경제성이 결여된다는 문제가 제기되고 있다. 또한 열에너지 시장이 확립되지 않았을 경우에는 안정적인 가격이 형성되기 어렵다는 단점도 지적되고 있다. 따라서 Earnst와 Young(2007)은 재생가능 열에너지 의무할당제를 도입하려면 전력 부문의 의무할당제에 비해 정책적으로 고려해야 할 변수가 많기 때문에 시스템을 가급적 단순하게 구축할 것을 권유하고 있다.

재생가능 열에너지 의무할당제는 현재 독일을 비롯한 재생가능에너지 선진국에서 도입이 검토되고 있다. 그렇지만 열에너지의 특성상 거래 규모를 파악하기 어렵고 계량화하는 데 있어서 거래비용이 클 뿐만 아니라 중대형 시설이 대기업에 의해 독점될 수 있다는 문제가 지적되고 있다. 이런 단점에도 불구하고 미활용 에너지를 활용한 화석에너지 대체, 온실가스 저감, 새로운 부가가치 창출 등의 긍정적인 효과가 기대되어 공공기관 등을 대상으로 한 시범사업이 제안되고 있다.

3. 국내에서의 도입 논의

국내에서도 도시가스업체를 중심으로 열에너지 의무할당제에 대한 도입이 검토된 바 있다. 의무할당제의 핵심이 시장형성에 의한 자율적 가격결정 방식이라고 할 때 국가적인 차원의 재생가능 전력시장은 형성이 쉽지만 지역적인 차원의 열에너지 시장은 현실적으로 형성이 어려울 수밖에 없다. 따라서 재생가능 열에너지 의무할당제는 적합한 지역과 시기를 고려해서 적절한 제도설계가 수반되어야 성공적인 도입이 가능할 것이다. 실제로도 재생가능열에너지 의무할당제를 검토했던 영국이 재생가능열에너지 차액지원제(FIT)를 발표했듯이 제도관련 논란이 여전히 진행 중이다. 그렇지만 5장에서 언급했듯이 장기적인 차원에서는 신·재생에너지 보급정책의 패러다임이 열에너지 중심으로 전환될 수밖에 없다. 따라서 중앙정부는 반드시 열에너지 의무할당제 형식이

아니더라도 열에너지 관련 정책적 지원방안을 마련하고, 지방정부는 지역의 열에너지 관리에 대한 마스터플랜을 수립하는 등 적극적으로 준비해나갈 필요가 있다.

영문 요약 (Abstract)



Response Strategies of Seoul for the Introduction of Renewable Portfolio Standard

Sang-Hyeon Jin · In-Chang Hwang

Seoul pronounced that it will extend the rate of the new and renewable energy from 1.3% in 2007 to 10% by 2020 and to 20% by 2030 in the environment-friendly energy declaration on 2nd April 2007. The central government has also taken a strategy to extend it by using various supporting policies since 2004.

Feed-in Tariff (FIT) is the most important policy among the new and renewable energy policies. FIT is the government's policy that sets the prices of the new and renewable energies and the quantity is decided in the market. It was introduced in Korea in 2000.

But the central government pronounced that it will substitute FIT with Renewable Energy Portfolio (RPS) in 2012, because the burden of finances has been increasing since 2002. On the other hand, the RPS is the government's policy that sets the national quantity of new and renewable energies and the prices is decided in the market unlike FIT. So the goal of Seoul in 2030 must be influenced, because the RPS has the character that supports the economical energy preferentially.

So this report will check the current state of the new and renewable energy policies in Korea. And also it will analyze the regional effectiveness of these policies in the respective energies and review these two policies theoretically and empirically. After then, it will suggest the response strategies of Seoul in the three dimensions; the internal response, the external response and the long term response.

At first, externally, it is necessary for Seoul to present its views in the step of setting the policy and demand institutional improvement proactively. In other words, setting the rule of game in one's favor is more important than winning the game. Concretely, it is necessary to improve the multipliers of environment-friendly urban energies, hydrogen and building integrated photovoltaic. Also it is necessary to demand parallel policy mix that keep FIT for small scale electricity suppliers.

Internally, Seoul has to reform the current supply structure concentrated in waste energy which takes 43% of its total new and renewable energy, because the central government will reduce the incentive for waste energy under the 3rd new and renewable energy master plan. Moreover, Seoul has to set the plan for activation of environment-friendly urban energy and resolve the technical and institutional obstacles for its diffusion.

At last, this report will suggest the fundamental paradigm shifting in new and renewable energy policy. It is necessary to replace the current 'electricity first and heat second' policy with the new 'heat first and electricity second' policy. The reason is why heat is useful to achieve the goal of new and renewable energy than electricity. And another reason is why there is low level energy more than high level energy which is able to produce electricity. Like this, shifting of policy paradigm with heat as the center will enhance the status and role of local government, because it knows the distribution of heat consumer and supplier more than the central government. So Seoul has to understand the spatial composition of local heat energy and mark it on the heat energy map. Namely, it has to set the master plan for heat energy in the long term.

Table of Contents

Chapter I Introduction

1. Background and Purpose
2. Framework and Method

Chapter II Current Status and Policy of New and Renewable Energy

1. Supporting Policy of New and Renewable Energy
2. Performance of These Policy
3. Arguments on These Policy

Chapter III Effectiveness Analysis of New and Renewable Energy in Seoul

1. Outline of Analysis
2. Regional Effectiveness of New and Renewable Energy
3. Effectiveness of New and Renewable Energy in Seoul

Chapter IV Institutional Characteristics of FIT and RPS

1. Theoretical Review
2. Empirical Review
3. Necessity of Policy Mix

Chapter V Conclusion: Suggestion on Policy of New and Renewable Energy

1. Suggestion on the Introduction of RPS
2. Response Strategies of Seoul

References

Appendices

시정연 2009-PR-49

산재생에너지 의무할당제 도입 관련 서울시의 대응방안

발 행 인 정 문 건

발 행 일 2010년 1월 13일

발 행 처 서울시정개발연구원

137-071 서울특별시 서초구 서초동 391

전화 (02)2149-1234 팩스 (02)2149-1025

값 6,000원 ISBN 978-89-8052-698-7 93530

본 출판물의 판권은 서울시정개발연구원에 속합니다.