



신재생에너지 공급의무화제 2012년 시행·점검 및 향후 정책제언

삼성경제연구소 기후변화센터장 **강 희 찬**
(hckang@seri.org)



1. 서론

2012년부터 신재생에너지 시장에 큰 변화가 예상된다. 신재생에너지를 이용한 발전이 화석에너지 발전에 비해 발전단가가 높아 시장경제성이 없다는 것은 주지하는 사실이다. 그래서 정부는 2001년부터 발전차액지원제도(FIT: Feed-in Tariff)를 시행했는데, 이에 따라 정부는 발전단가가 높은 재생가능 전력을 고정된 가격으로 매입해 주었다. 그런데 이 제도가 2011년이면 끝나고 2012년부터는 신재생에너지 공급의무화제도(RPS: Renewable Portfolio Standards)가 도입된다. 본고에서는 향후 신재생에너지 시장의

새바람을 몰고 올 RPS제도는 무엇인지, 이에 따른 신재생에너지 시장의 영향에 대해 살펴보고, 정책효과 극대화와 시장 부담 최소화를 위해서 어떤 점을 고려해야 하는지를 살펴보고자 한다.

2. RPS제도의 시행내용 및 점검사항

가. 신재생에너지 공급의무화(RPS)제도¹⁾의 시행내용

먼저, RPS²⁾는 국내 13개 전기사업자들³⁾이 전력공급의 일정 부분을 의무적으로 풍력, 태양광 등 신재생

〈표 1〉 전기공급자의 신재생에너지 공급의무 비율

(단위: %)

연도	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
의무비율	2.0	2.05	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0

자료: 에너지관리공단 홈페이지(www.kemco.or.kr)

1) RPS는 미국에서 처음 시작한 제도인데, 2000년대 초반부터는 영국, 이탈리아, 스웨덴, 일본 등 몇몇 국가도 신재생에너지 공급목표 달성을 위한 목적으로 도입하고 있음. 현재 OECD 30개국 중 9개 국가가 이 제도를 도입하고 있음.

2) RPS는 정부가 2010년 12월 30일「신재생에너지 공급의무화제도 관리 및 운영 지침」을 통해 결정되었음.



에너지원으로부터 생산해야 하는 제도다. 도입 첫해인 2012년부터 지정된 전기공급자는 총 공급량의 2%를 신재생에너지 전력으로 충당해야 하며, 2022년에는 이 비율을 10%까지 늘리도록 의무화하고 있다.

정부는 RPS의 효율적 운용을 위해 시장메커니즘을 도입하였는데, 바로 REC(Renewable energy Certificates) 거래제도의 도입이다. REC는 발전사들이 신재생에너지 설비를 이용해 전력을 생산했다는 증명으로 인증기관⁴⁾이 발전사업자의 신재생에너지 설비와 발전량을 검증하고, 이를 기준으로 발전량에 따라 배포해 줄 수 있다. RPS 대상 발전사업자는 직접 신재생에너지 발전설비를 도입하거나 다른 발전사업

자의 REC를 구매해 할당 의무를 충당해야 한다. RPS에 REC 거래제도가 더해짐으로써 신재생에너지를 구매자와 판매자 간에 서로 사고팔 수 있는 시장이 형성되어 할당량 달성에 유연성이 제고될 전망이다. 예를 들어, 온실가스 총량규제에 시장메커니즘인 배출권 거래제를 도입하는 것처럼 RPS에서는 의무공급량을 채우기 위해 REC 거래제도를 동시 운영한다고 보면 된다.

특히 정부는 REC를 발급할 때 발전단가, 특정 산업의 조속한 산업화와 환경훼손 정도를 고려하여 신재생에너지별로 가중치를 상이하게 부여할 계획이다. 예를 들어, 정부가 배포하는 REC는 신재생에너지

〈표 2〉 신재생에너지원별 가중치

구 분	RECs 가중치	대상 에너지와 기준		
		설치유형	지목유형	용량 기준
태양광	0.7	건축물 등 기존 시설물을 이용 하지 않는 경우	5개 지목(밭, 논, 과수원, 목장용지, 임야)	
	1.0		기타 23개 지목	30kW 초과
	1.2			30kW 이하
		1.5	건축물 등 기존 시설을 이용하는 경우	
기타 신재생 에너지	0.25	IGCC, 부생가스		
	0.5	폐기물, 매립지가스		
	1.0	수력, 육상풍력, 바이오에너지, RDF 전소발전, 폐기물 가스화 발전, 조력(방조제 있음)		
	1.5	목질계 바이오매스 전소발전, 해상풍력(연계거리 5km 이하)		
	2.0	해상풍력(연계거리 5km 초과), 조력(방조제 없음), 연료전지		

자료: 지식경제부(2010.12.30), “신재생에너지 공급의무화제도 세부방안에 대한 고시 제정,” 보도자료.

3) RPS 대상 전력공급업체는 한국수력원자력, 남동발전, 중부발전, 서부발전, 동서발전, 지역난방공사, 수자원공사, 포스코파워, K-파워, GS EPS, MPC올존전력 등 13개 국내 발전회사임.

4) 공급 인증기관은 에너지관리공단 신재생에너지센터임.

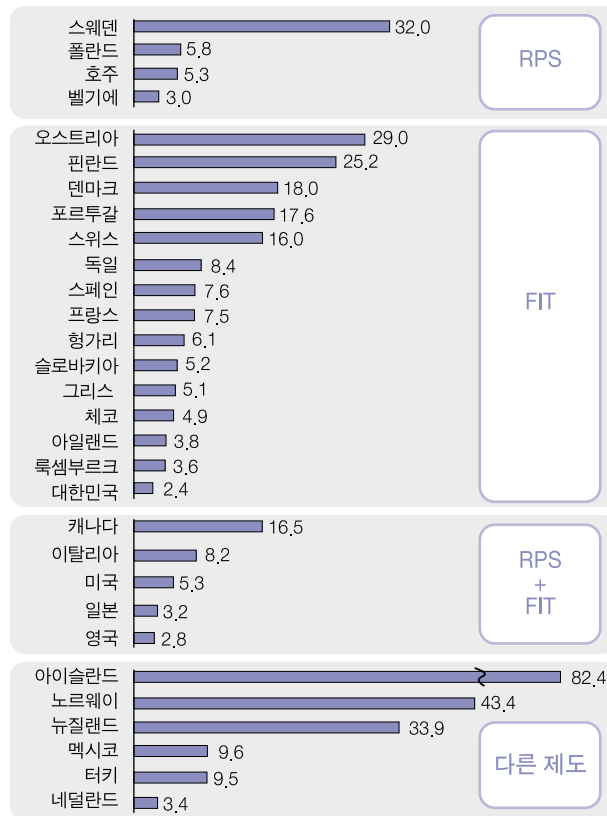


발전량에 국가가 정한 가중치를 곱한 양만큼 발급하게 되어 있는데, 가중치는 신재생에너지원별 발전단가, 환경훼손 정도, 향후 시장성 등을 종합적으로 고려하여 결정하도록 되어 있다⁵⁾. 특히 정부는 향후 태양광 및 해상풍력 분야의 조기 산업화와 시장 확대 등을 고

려하여 높은 가중치를 부여할 계획이다. 이는 정부가 가중치를 조정하여 특정 산업의 투자 매력도, 일자리 창출 및 산업화 속도 등을 바꿀 수 있기 때문이다.

세계적으로 정책목표 달성의 용이성 때문에 2000년대 초반부터 미국, 영국, 이탈리아, 스웨덴, 일본

[그림 1] 국가별 신재생에너지 시장촉진제도 현황과 신재생에너지 공급 비중



자료: REN21(2010), Renewables 2010 Global Status Report.

5) 예를 들어, 가중치가 1일 때 신재생에너지 발전량 1kWh에 대해 1kWh의 인증서가 발급된다면, 가중치가 0.5일 때는 신재생에너지 발전량 1kWh에 대해 0.5kWh의 인증서가 발급됨.



등 몇몇 국가들이 RPS를 도입하여 운영하고 있다. OECD 30개 국가 중 9개 국가가 RPS를 도입하였고, 20개 국가가 FIT를 운영 중에 있다.⁶⁾ FIT나 RPS나 의 선택은 국가별 상황에 따른 것으로, 신재생에너지 시장의 확대만을 위해서는 어느 것이 더욱 효과적인 지 판단하기 어려운 부분이 있다. 실증적으로도 신재생에너지 공급 비중이 높은 아이슬란드(82.4%), 노르웨이(43.4%), 뉴질랜드(33.9%) 등은 FIT나 RPS 그 어떤 제도도 아닌 투자세액 공제, 직접보조, 리베이트 제도 등을 운영하고 있기 때문이다.

정부의 발표에 따르면, 2001년부터 한국에 도입된 발전차액지원제도⁷⁾가 신재생에너지 초기 시장 창출을 견인했다면, RPS제도를 통해 보다 안정된 시장이 확대될 것으로 기대하고 있다. 정부 전망에 따르면 도입 첫해인 2012년 4조 1,000억원의 시장이 형성되고, 2022년에는 54조원 규모의 시장이 형성된다고 하니

신재생에너지 시장에 큰 변화가 예상된다.

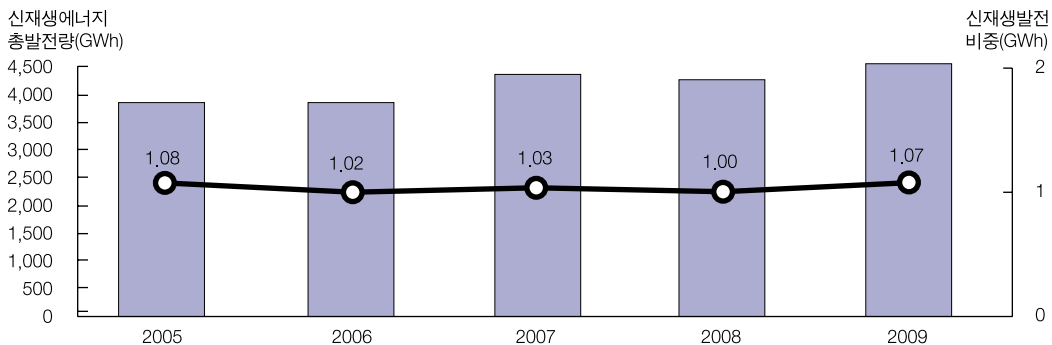
그러나 RPS제도와 같이 신재생에너지 정책의 근본적인 변화는 신재생에너지 시장의 큰 변화를 예고하고 있다. 신재생에너지 시장에 긍정적인 영향은 물론, 몇몇 우려되는 점도 존재한다. 이에 RPS제도 도입으로 인한 긍정적인 효과와 우려되는 점을 구분하여 살펴보고자 한다.

나. RPS 제도 도입에 따른 긍정적 효과

1) 효율적 신재생에너지 공급목표 달성 가능

RPS제도 도입으로 인해 한국 정부는 상대적으로 적은 비용으로 신재생에너지 공급을 확대할 수 있어 정책목표 달성에 용이하다. RPS제도에서는 정부가 의무공급량만 정해 주고 이를 달성하지 못하면, 과태

[그림 2] 신재생에너지 발전량 비중 추이



자료: 에너지관리공단 신재생에너지센터(2010), 『2009년 신재생에너지 보급통계』를 토대로 재구성

6) OECD 30개 국가 중 RPS만을 운영하는 국가는 4개국, FIT만을 운영하는 국가는 15개국, 두 제도를 동시에 운영하고 있는 국가는 5개국에 달함.

7) 2011년 말에 만료되는 발전차액지원제도(FIT)는 신재생에너지 발전에 의하여 공급한 전기의 거래가격이 지식경제부 장관이 고시한 기준가격보다 낮은 경우에 그 차액을 지원하는 제도로 2001년부터 시행 중에 있음.



료를 부과하는 구조라서 기존 제도처럼 정부가 예산을 마련해 발전차액을 보전해 줄 필요가 없다. 또한 새로운 제도는 가격을 지원해주는 것이 아닌 양적 목표를 국내 전력회사에 할당하는 것이므로, 국가 신재생에너지 보급 목표를 달성하는데도 유리하다. 사실 그동안 정부의 끊임없는 노력에도 불구하고, 한국의 신재생에너지 발전량은 전체 전력공급의 1% 수준에서 큰 진전이 없었다. 국가 목표가 공급비율을 2030년에 7.7%까지 올리는 것⁸⁾인 만큼, 신재생에너지 공급의무화제도가 이 목표 달성에 큰 역할을 할 것으로 기대된다.

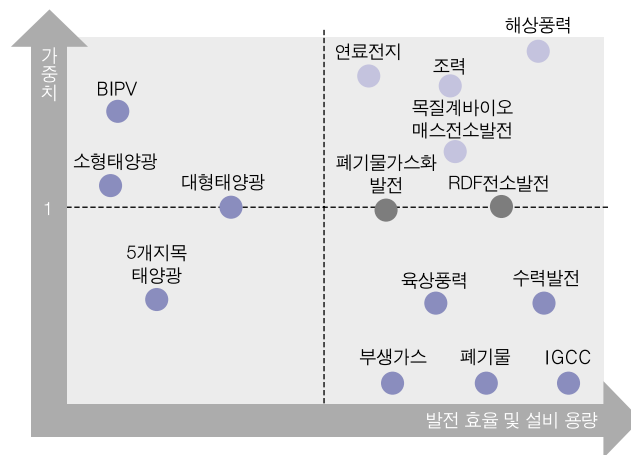
이러한 예산 절약의 장점 뿐만이 아니라 RPS제도의 가장 큰 장점은 시장에서 재생에너지 간에 경쟁을 유도하여, 가장 발전단가가 낮은 기술부터 시장에서 선택된다는 점이다. 시장 메커니즘적인 접근방식이

유발하는 긍정적인 효과는 사회적 비용을 최소화할 수 있다는 점이다. 단기적으로 소비자들이 부담해야 하는 전기요금도 FIT에 비해 낮아질 수 있다. RPS 제도에서는 현재 가장 비용 효율적인 기술이 우선적으로 사용되고, 덜 성숙된 기술(태양광, 연료전지, IGCC 등 즉, 비용-비효율적인 기술)은 점차적으로 시장 매력도가 떨어지게 될 것이다.

2) 신재생에너지 시장의 다양화

그동안 태양광, 풍력 등 특정분야에 집중되었던 국내 신재생에너지 시장이 다양화될 것으로 기대된다. 향후 신재생에너지 시장은 설비 및 운영비용이 낮고, 발전 용량도 넉넉하며, 생산되는 전력의 품질도 우수한 순서로 선택을 받아 성장할 전망이다. 이러한 기준

[그림3] 신재생에너지 분야별 투자 매력도



8) 정부의 "제3차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획(2009~2030)"에 따르면 2030년까지 전체 전력의 7.7%를 신재생에너지 전력으로 공급(지식경제부, (2008.12.31), "3차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획 확정," 보도자료)



으로 보면, 향후 제도가 도입되는 2012년부터 해상풍력, 조력, 바이오매스발전 등의 시장이 각광을 받을 전망이다. 해상풍력, 조력 등의 분야는 발전사가 공급의무량을 채우기 위해 발전용량을 대형화할 수 있다는 장점이 있어 투자 매력도가 높다. 특히 서남해안에 2030년까지 2.5GW 규모의 해상풍력발전단지가 건설될 예정이며,⁹⁾ 2011년 시화호 조력발전 준공을 시작으로 총 5곳의 조력발전소가 조성될 예정이다. 연료전지 발전과 목질계 바이오매스 전소발전도 발전효율이나 전력품질이 우수하여 국내 발전사들의 선택을 받을 가능성이 높다.

다. RPS제도 도입에 따른 우려 상황

1) 설비형 신재생에너지분야 경쟁력 약화 가능성

기존 태양광, 풍력 등 설비형 신재생에너지 분야의

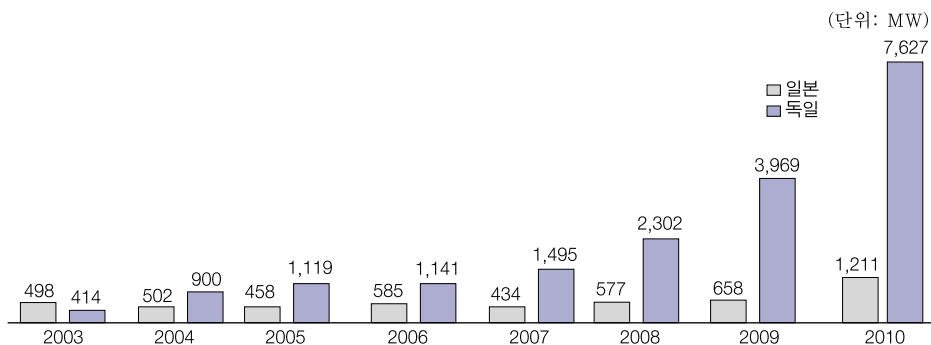
경쟁력이 약화될 수 있다. RPS를 도입하면 다양한 신재생에너지 전력이 하나의 시장에서 거래되기 때문에 발전단가가 높은 설비형보다는 저렴한 연료형 신재생에너지가 선택될 가능성이 높다. 특히 일본의 경우에도 폐기물연료나 바이오매스 등 연료형 신재생에너지원을 기존 화력발전소에 혼합하여 연소하는 방식으로 의무량을 충족시키려는 유인이 존재한다.

발전차액지원제도를 운영하는 대표적인 국가인 독일의 태양광 및 풍력 분야 시장은 빠르게 증가한 반면, 2003년부터 RPS제도를 도입한 일본의 경우 시장 성장세가 미미했다.

태양광 시장만을 놓고 보더라도 FIT를 운영하는 독일과 RPS를 시행하는 일본 간에 명암이 엇갈리고 있는데, 독일이 2003년 태양광 글로벌 시장점유율 14%를 2010년에도 유지한 반면, 일본의 시장점유율은 같은 기간 중 50%에서 14%로 감소했다.

풍력발전 분야에서도 전 세계 상위 10개 기업의 시

[그림 4] 독일과 일본의 태양광과 풍력 시장 추이 비교



자료: BP(2011), Statistical Review of World Energy 2011

9) 지식경제부(2010.12.16), “2.5GW 규모의 서남해안 해상풍력단지 개발을 위한 지식경제부 해상풍력 추진단 발족,” 보도참고자료.



〈표 3〉 기업별 · 국가별 풍력발전 시장 점유율(2009년)

순위	기업명(소재 국가)	생산량(MW)	시장점유율(%)
1*	베스타스(덴마크)	4,766	12.5
2	GE 윈드(미국)	4,741	12.4
3	시노벨(중국)	3,510	9.2
4*	에너콘(독일)	3,221	8.5
5	골드윈드(중국)	2,727	7.2
6*	가메사(스페인)	2,546	6.7
7	둥팡(중국)	2,475	6.5
8	수즐론(인도)	2,421	6.4
9*	지멘스(독일)	2,265	5.9
10*	리파워(독일)	1,297	3.4

주: *가 표시된 국가는 FIT만을 운영

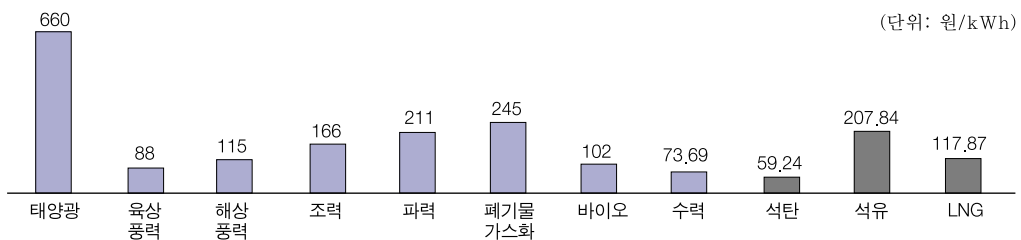
자료: 지식경제부(2010.10.13), “신재생에너지산업 발전전략-성과와 향후 추진과제,” 보도자료.

장점유율을 살펴보면, 다섯 개 기업의 해당 국가가 FIT제도를 운영하고 있고, FIT와 RPS제도를 동시에 운영하는 국가의 기업은 1개에 불과하다.

주지하는 바와 같이 신재생에너지의 높은 발전단가가 전력인상 요인으로 작용할 수 있다. 신재생에너지 기술은 기술개발과 시장 확대에 의한 규모의 경제로 가격경쟁력이 개선되고 있으나 아직 화석에너지에 비해 발전단가가 높은 것이 사실이다.

2) 전기요금 상승 가능성

[그림 5] 발전단가 비교



주: 건설비용, 운영비용, 자금비용을 제외한 발전비용만 계상

자료: 한국전력(2011), “한국전력통계속보”,; Enviro Consulting Ltd.(2005), The Costs of supplying Renewable Energy를 바탕으로 재구성



그동안 화석에너지 가격 상승 등으로 인해 국내 발전사들의 경영악화가 심각한 상황에서, 발전단가가 높은 신재생에너지 기술을 도입할 경우 전기요금 상승 요인으로 작용할 수 있기 때문이다. 이미 한국전력은 원가상승 부담을 해소하지 못해 2010년 기준 1조 7,875억 원의 영업손실과 614억 원의 당기순손실을 보았다.¹⁰⁾ 물론 한국의 공공요금체제에서 요금인상은 미국이나 일본처럼 비용상승을 전기가격에 바로 반영할 수는 없지만 요금인상 압력은 더 거세질 전망이다. 전력 생산지역과 소비지역이 상이한 한국 전력시장에서는 RPS 도입에 따른 전기요금 인상 반대여론이 전개될 수 있다. 신재생에너지 생산을 통해 얻게 되는 환경적 편익을 직접적으로 누리지 못하는 원거리 소비자가 전기요금 상승을 받아들이기는 쉽지 않기 때문이다. 일반적으로 신재생에너지원에서 전력이 생산되는 지점은 자연자원이 풍부한 지역인 반면, 소비되는 지역은 대부분 도시 등 원거리에 위치하고 있다.

특히 전기요금에 이미 신재생에너지원 개발 등을 위한 전력산업기반기금이 포함되어 있는 상황에서 추가 요금인상은 이중부담을 초래할 가능성이 있다. 국내 소비자들은 전기사업법 시행령 제36조에 따라 매월 전기요금의 1,000분의 37에 해당하는 금액을 납부하고 있는 상황이다.

3) 자금 확보의 어려움

중소 발전사업자의 경우 RPS제도 하에서 금융기

관으로부터 자금확보에 어려움을 겪을 소지가 있다. 정부가 중소 발전사업자에 대한 융자사업을 통해 설치비 및 운영비의 일부를 지원하고 있으나, 최종 자금 지원의 결정은 민간 금융기관의 몫이다. 발전차액지원제도(FIT)의 경우, 중소 발전사업자가 향후 15~20년 동안 매달 정부로부터 받는 일정한 발전차액지원금을 담보로 융자를 받아 설치 및 운영자금에 활용하는데, RPS제도에서는 이러한 일정한 자금을 기반으로 융자를 받을 수 없는 문제가 발생한다. 가장 큰 이유는 REC의 가격 변동폭이 크기 때문이다. 민간 금융기관의 경우, 융자의 기준을 시장의 크기 보다는, 확보가능한 안정적 자금회수 방법으로 적용하기 때문이다. REC의 가격의 평균치 혹은 최저치를 기준으로 한다고 해도 일반 중소기업자의 융자금 확보는 어려울 전망이다. 이를 위해 다음을 살펴 보자.

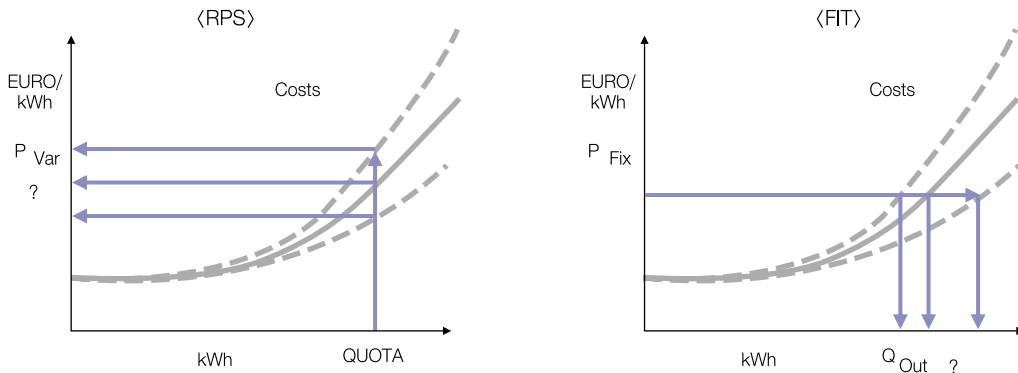
FIT제도의 경우 가격을 고정해 높은 제도이기 때문에, 시장이 목표 시점에 어느 정도까지 성장할지를 정확하게 예측 가능하다. 그러나 FIT제도에서는 매년 시장 성장에 맞추어 가격을 조절하여 국가 목표에 근접하도록 조정해야 하는 단점이 존재한다.

이에 반해 RPS제도의 경우 국가 목표 달성여부를 한 눈에 파악하고, 향후 노력 수준을 계획할 수 있다는 장점이 있으나, 민간 투자자의 입장에서 가격을 예측할 수 없다는 단점이 존재한다. 금융기관으로부터의 대출 등 금융제도를 이용해야하는 투자자의 입장에서는 가격 변동성 보다는 수량 변동성을 더 선호할 수밖에 없는 이유이다.

10) 금융감독원, 금융통계정보시스템



[그림 6] RPS와 FIT의 수량변동성과 가격변동성 비교



라. 온실가스 목표관리제와의 효율적 정책 Mix

한국은 2011년부터 온실가스·에너지 목표관리제도를 시행하고 있다. 본 제도는 470여개 온실가스 다배출 기업을 대상으로 감축 목표를 배분한 후 이의 이행 실적을 사후적으로 관리하는 제도이다. 특히 한국은 2020년까지 BAU(Business As Usual) 대비 온실가스 배출량을 30% 감축하기로 목표를 설정하였고, 이를 달성하기 위해 온실가스 배출량의 많은 부분을 차지하는 산업분야를 중심으로 제도를 시행 중에 있다. 온실가스·에너지 목표관리제 대상기업(targeting entities)은 한국의 온실가스 배출량의 70%, 산업분야 전체 배출량의 90%를 차지할 정도이며, 기업별로 살펴보면 산업 및 발전분야 대상기업이 전체 대상 기업의 79.9%를 차지할 정도로 대부분이다.

이제 2012년부터 RPS제도가 도입되어 두 제도가 동시에 운영될 것인데, 제도 상 상호 어떤 영향을 미칠지에 대한 논의가 아직 없다는 것을 문제로 지적하고자 한다. 가장 성공적인 시나리오는 두 제도가 상호 시너지 효과를 내어 정책 목표를 달성함은 물론, 경제

에 가장 적은 부담(비용)을 야기하는 것이라 할 수 있다. 그러나 만일 하나의 제도가 다른 제도에 부정적인 영향을 미치든지 혹은 두 제도가 양립될 수 없는 상황에 놓이게 되면, 두 제도 동시 시행은 전면적으로 재고해야 한다.

우선 정부의 효과적인 국가 온실가스 감축 측면에서, 온실가스 목표관리제도는 직접적인 감축수단이 될 수 있으며, RPS는 발전사들로 하여금 신재생에너지 설비와 같은 저탄소형 발전설비를 확대하게 함으로써 간접적으로 온실가스를 줄일 수 있게 된다. 이런 측면에서 두 제도를 효과적으로 시행할 경우, 제도 혼합의 타당성을 갖게 된다.

그런데 정부로부터 차액지원금을 받는 FIT제도와는 달리 RPS제도에서는 발전사들이 추가적인 비용을 지불하여 설비를 구축해야 한다는 부담이 있다. 이로 인해 온실가스 목표관리제가 시행되는 상황에서 RPS제도가 추가로 도입되면, 이는 발전사들에게 이중 부담이 될 여지가 존재한다. 문제는 여기에 그치지 않는다. 발전사의 경우, 온실가스 목표관리제만 운영될 경우와 온실가스 목표관리제와 RPS가 동시에 운영될 경우, 선택



할 수 있는 배출 감축수단이 달라진다는 점이다. 온실가스 목표관리제만 운영될 경우 선택할 수 있는 더 저렴한 감축수단 이외에 RPS제도를 이행하기 위해 추가적으로 높은 비용을 지불하고 더 비싼 감축수단을 선택해야 한다는 점이다. 일반적으로 한계감축비용이 우상향하는 상황에서, 추가적인 감축수단 선택은 발전사들의 평균발전단가를 필연적으로 더 높이는 결과를 초래할 것이며, 이는 발전사들의 경영악화로 나타나고 장기적으로는 전기요금의 상승 압력으로 작용할 수 있다. 온실가스 목표관리제는 배출권의 거래를 허용하지 않기 때문에 발전사의 입장에서는 RPS제도 도입으로 인한 추가 비용 인상분을 hedging할 방법이 없다. 반면 배출권거래제도가 시행되면, 발전사의 입장에서는 추가 비용 인상은 배출권거래소를 통해서 낮은 가격에 배출권을 확보할 수 있어 추가 비용 부담을 줄일 수 있다.

이러한 효율성 감소와 더불어, 공정성에도 문제가 발생할 수 있다. 온실가스 목표관리제도는 발전업자 이외에도 다른 온실가스 다배출 사업장이 포함된다. 그런데 RPS제도가 도입되면, 발전사들은 추가적인 감축부담을 떠안게 되고, 사회 전체적인 입장에서는 공평하지 않은 부담 배분 문제가 발생한다. 물론 발전사들이 역사적인 온실가스 배출원이었기 때문에 다른 분야에 비해서 상대적으로 높은 부담을 담당하는 것이 공정성 측면에서 문제가 없을 수 있으나, 발전사 이외에도 철강, 석유화학, 시멘트 등 역사적 온실가스 다배출원은 얼마든지 있지만 발전사에 대해서만 유달리 강한 부담을 지우는 것에 대한 명확한 설명이 안 되는 문제가 발생한다.

일반 전기이용자들에게도 불공평한 배분 문제가 발생할 수 있다. 발전사의 입장에서는 두 가지 제도의 동시 시행에 따른 발전단가 상승을 전체는 아니지만 일부분을 일반 국민에서 전가시키게 될 가능성이 높다.

3. 향후 정책제언

가. 불확실성 최소화

지금까지 RPS제도 도입에 따른 시장 영향에 대해 살펴봤다. 무엇보다도 정부는 RPS제도 도입에 따른 시장의 불확실성을 최소화하고, 엄격한 제도 운영을 통해 부당한 피해나 이익을 최소화하기 위해 노력해야 한다. 특히 민간 신재생에너지 발전사업자가 신재생에너지원별 시장 규모를 예상할 수 있도록 각각의 목표치와 REC's 가격의 예상 변동 범위를 제시해야 할 것이다¹¹⁾. 따라서 모든 신재생에너지원들이 하나의 시장에서 경쟁하는 만큼 각각의 에너지원들의 시장 규모나 가격 범위에 대해 목표치를 설정해야 할 것이다. 그리고 혹시 발전사들이 독점적 지위를 이용하여 민간 중소 신재생에너지발전업자들에게 물량이나 가격을 불공정하게 요구하는 폐단을 제거해야 할 것이다.

나. 국민적 공감대 형성

또한 정부는 전기요금 상승을 막기 보다는 국민에

11) 일본은 RPS를 도입한 2003년 REC's 가격이 최대 10원/kWh에서 최소 2원/kWh까지 변동(이수철, 박승준(2008), "한국의 신재생에너지전력 지원정책: EU와 일본의 제도 비교분석을 통한 지원정책의 현상과 과제," 『환경정책연구』, 7(4), 1-34.)



게 요금상승에 대한 동의를 어떻게 얻을 수 있을지를 고민해야 할 것이다. 구체적으로는 현행 전기요금에 포함된 전력산업기반기금 부담금의 요율을 인상하고, 기금의 지출은 신재생에너지 보급에만 한정하도록 하는 것을 고려해 볼 수 있다. RPS 도입에 따라 추가로 요금을 인상하기보다는 이미 납부하고 있는 전력산업기반기금 부담금의 요율을 인상하는 방안을 고려해야 한다. 그리고 기금의 지출을 화석에너지 전력 보급에서 신재생에너지 보급 확대로 전환해야 할 것이다.¹²⁾ 상승된 요금이 신재생에너지 보급 확대에만 주로 이용된다면 국민적 합의 형성에도 유리할 것으로 기대된다.

다. Green Pricing제도 도입 고려

전력사용자가 자발적으로 신재생에너지에 대해 높은 가격을 지불하는 녹색가격제도(Green Pricing) 도입을 고려해볼 필요가 있다. 현재 미국, 독일 등에서 운영되고 있는 녹색가격제도는 신재생에너지 전력을 소비자가 자발적으로 높은 가격으로 구매하도록 하는 제도로, 신재생에너지 사용의 직접적 수혜자인 소비자를 대상으로 보급을 확산시키려는 정책수단이다. 이를 위해 전력시장을 지역별로 구분하고 지역형

중소 규모 신재생에너지 설비를 확충하여 ‘지역생산-지역소비’를 정착해야 할 것이다. 이 경우 신재생에너지에서 발생한 전력을 지역 내에서 소비하면 혜택을 직접 누리는 지역민들이 자연스럽게 높은 가격을 받아들일 수 있을 것으로 기대된다.

라. 태양광 등에 대한 별도의 제도 마련

태양광 등 설비형 신재생에너지 등 특정 분야의 경쟁력 약화에 대비한 보완책을 마련하고, 지속적 기술개발 등을 통해 내수시장 확대가 국내 산업 육성으로 이어지는 선순환 구조를 만들어 가야 할 것이다. 2012년부터 시행되는 RPS제도 하에서 매년 8% 정도로 확대되는 대형 태양광 시장이 효과적인 발전단가 하락을 유도할 수 있을지 의문시 된다. 정부는 RPS제도에 따라 태양광 분야에 별도의 의무공급량을 할당하여 2012~2016년 사이 연간 8% 정도로 태양광 시장을 확대할 계획이다. 선진국이 태양광 발전 시장을 매년 45%씩 확대시키는 것에 비하면 8%의 시장 확대는 턱없이 부족한 부분이다. 독일은 2008~2010년 동안 연간 68%, 일본도 연간 30%의 내수 시장을 확대해 왔다는 점이 한국에 시사하는 바가 크다.

〈표 4〉 RPS제도에 태양광발전 연도별 별도 의무 공급량

연도	2012	2013	2014	2015	2016
신규설비용량(MW)	200	220	240	260	280
누적설비용량(MW)	200	420	660	920	1,200

자료: 이창호(2011), “RPS시행제도 및 REC거래시장,” 『풍력산업 특별세미나』, pp. 1-47, 한국전기연구원 전력산업연구센터

12) 2010년 현재 전체 전력산업기반기금의 26.7%만이 신재생에너지 보급에 이용되고 있음.



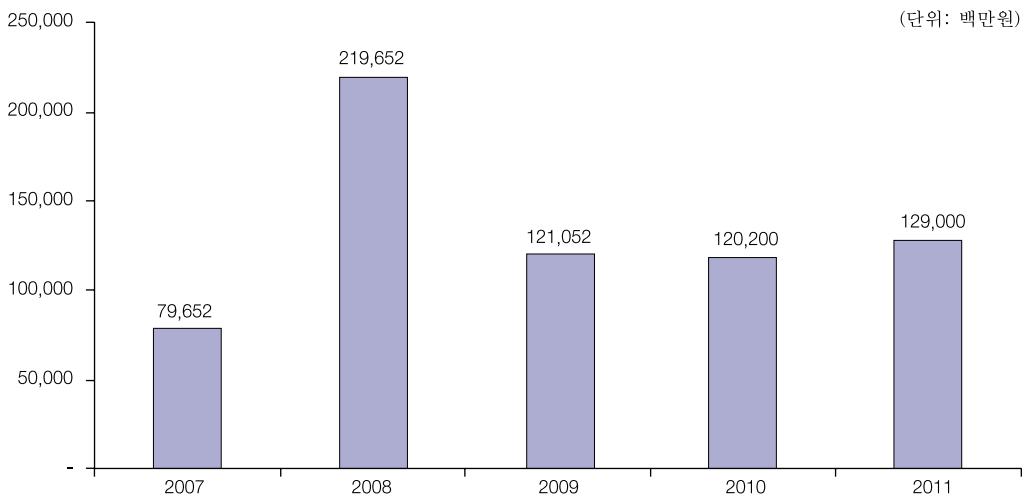
향후 정부는 관련 계획 및 법령을 개정하여 태양광 분야 의무공급량 할당 폭을 확대할 필요가 있다. 특히 대형 태양광 설비의 단점을 보완할 수 있도록 내대지, 유희토지 등을 적절히 활용한 시장 확대전략을 취할 필요가 있다.

이와 더불어, 대형 태양광 발전 이외의 가정용 및 건물용에 대해서는 별도의 제도마련을 고민해야 할 것이다. 왜냐하면 발전차액지원제도 폐기와 RPS제도 도입에 따라 가정용 및 건물용 태양광 발전 시장은 위축될 가능성이 높다. 가정용 및 건물용에 적용되는 100만호 보급사업, 일반보급사업, 지방보급사업 등으로는 충분한 규모의 중소형 태양광 발전 시스템 보급이 확대될 수 없다. 신재생에너지 보급사업¹³⁾에 대한

정부 예산이 2008년 이후 감소하고 매년 비슷한 수준임을 확인할 수 있다.

이러한 문제를 보완하기 위해서 일본 등 다른 국가에서 시행하고 있는 잉여전력 구매제도 도입을 고려해볼 수 있다. 잉여전력 구매제도는 가정용 및 건물용 태양광 설비에서 생산-소비된 전력에 대해서 정부가 일정가격에 구매해 주는 제도이다. 잉여전력 구매제도는 Feed-in tariff제도의 일종으로, 본 제도의 도입은 발전차액지원을 가정용 및 건물용에 대해서 제도를 부활하는 것을 의미한다. 일본의 경우 2002년까지 및 2010년부터 잉여전력 구매제도를 시행¹⁴⁾하는 일본의 태양광 발전은 2009년에 비해 비약적으로 태양광 시장이 확대된 것을 확인할 수 있다.

[그림 7] 신재생에너지 보급사업 예산 추이



자료: 에너지관리공단(2011)

13) 신재생에너지 보급사업은 발전차액지원제도를 제외한 그린홈 100만호 보급사업, 일반보급사업, 지방보급사업이 포함됨.

14) 일본은 2003년 잉여전력 구매제도를 일몰하고 RPS제도만을 운영하였으나, 태양광 시장이 위축되자 2010년부터 잉여전력 구매제도를 부활시켰음.



〈표 5〉 일본의 잉여전력 구매제도

- 일본의 잉여전력 구매제도는 민간전력회사에 의해 자발적으로 운영된 제도로 1992년에 최초로 시행되어 2002년까지 유지됨
- 민간전력회사는 고객의 신에너지 발전설비(태양광, 태양열, 풍력, 연료전지, 폐기물발전) 등에서 잉여 발전량이 발생할 경우, 이를 계통연계하여 높은 비용을 고려한 가격에 구매하였음
- 2003년부터 2009년까지는 잉여전력 구매제도를 대체한 RPS제도로만 운영됨
- 태양광 내수 시장의 침체를 우려하여 2010년부터 주택용(10kW 이하)과 비주택용(10~500kW)에 대해서 잉여전력 구매제도를 부활하여 시행(주택용은 kW당 48엔, 비주택용은 kW당 24엔으로 구매)
- 2012년 7월부터는 주택용 및 건물용뿐만 아니라 500kW 이상의 대형 태양광 설비 외에도 모든 재생에너지원으로 잉여 전력 구매제도를 확대할 계획

마. 전기공급자에 대한 지원책 마련

전 경쟁체제가 아닌 경우 고가의 신재생에너지 투자로 인해 전기공급자가 지불해야 하는 비용이 증가하여 RPS제도가 도입되면, 한국과 같이 전력시장이 완고 이를 전력가격에 온전히 전가하지 못하게 되어 경

〈표 6〉 PTC 적용을 받는 재생에너지

재생에너지	적용기간	세금공제
풍력	2012년 12월 31일	2.2센트/kWh
바이오에너지(에너지작물)	2013년 12월 31일	2.2센트/kWh
바이오에너지(농업및임업부산물)	2013년 12월 31일	1.1센트/kWh
지열에너지	2013년 12월 31일	2.2센트/kWh
매립지 가스	2013년 12월 31일	1.1센트/kWh
생활고형폐기물	2013년 12월 31일	1.1센트/kWh
축정 수력발전	2013년 12월 31일	1.1센트/kWh
해양에너지(조력, 파력)	2013년 12월 31일	1.1센트/kWh

자료: Ryan Wiser(2008), Renewable Portfolio Standards in the United States

15) 미국의 PTC의 경우 Energy Policy Act(1992)에 근거를 두고 시행되고 있으며, 2011년까지 6번의 연장과 소멸이 있었음. 특히 2009년 부터는 PTC 이외에도 투자세액공제(ITC)를 선택할 수 있을 뿐만 아니라 미국 재무부로부터 현금 보조도 받을 수 있음.



영악화가 예상된다. 이 경우 정부에서는 전기공급자에 대한 별도의 지원책을 마련해야 할 것이다. 예를 들어, 정부가 전기공급자의 신재생에너지 설비 분야 투자금액에 대해서는 투자세액을 공제해 주거나 투자보조금(investment subsidies)을 제공하는 방안을 고려해 볼 수 있다. 미국의 RPS가 전세계적으로 가장 성공한 사례로 꼽히는 이유는 생산세금공제(Production tax credit, PTC)이나 투자세액공제(investment tax credit, ITC)제도를 병행해서 추진해 왔기 때문이다. 발전사업자나 전력공급업자들이 전력생산설비 도입이나 이에 대한 투자 결정을 할 경우, 정부가 이러한 자금들에 대해서 PTC나 ITC를 취사 선택할 수 있게 대안을 제시해 줌으로써, 사업자들의 경영악화 문제를 해결해 주고 있다. 특징적으로 미국의 PTC⁴⁵⁾의 경우 적용대상으로 선정되고 나면 향후 10년 동안 세금공제 혜택을 받을 수 있다. 적용기간별로는 풍력의 혜택이 2012년에 일몰되는 반면, 다른 신재생에너지원은 2013년까지 세금혜택을 받을 수 있다. 세금공제 혜택의 단위는 풍력과 에너지자물을 이용하는 신재생에너지 설비의 생산에 대해서는 2.2센트/kWh의 세금공제 혜택을 받으며, 그 외의 신재생에너지 설비에 대해서는 1.1센트/kWh 혜택을 받게 된다.

바. 효율적인 정책 혼합 고려

온실가스 목표관리제도가 2011년부터 시행되고 있는 상황에서 2012년부터 RPS제도가 도입되어 발전사들에게 추가적인 감축 의무가 지워질 경우 두 제도를 어떻게 운영할 것인지에 대한 논의가 뜨겁게 전개될 것이다. RPS제도 도입초기에는 신재생에너지 공급의무 비율이 2%로 낮기 때문에 발전사들의 반발도

적고 정부 측에서도 효율적인 정책혼합을 위한 고민을 심각하게 할 필요도 없지만, 2022년까지 지속적으로 발전사의 신재생에너지 공급부담이 가중될 경우 발전사들의 감축비용 증가가 심각할 전망이다.

두 제도간 효율적인 정책혼합을 위해서는 장·단기적인 접근방식이 필요하다. 또한 2015년 이후로는 배출권 거래제도가 도입될 가능성이 높아 이에 대한 별도의 고려도 필요하다. 논의를 단순화하기 위해 2015년 이후 배출권 거래제도가 도입되고 온실가스 목표관리제도가 일몰되던지 아니면 두 제도가 병행되던지 간에 우선 논의를 2015년 전과 후로 나누어 진행해 보자.

우선 2015년까지 단기적으로는 온실가스 목표관리제도와 RPS제도가 동시에 운영될 것이고 두 제도가 상호 시너지 효과를 내기 위해서는 다음을 고려해야 한다.

첫째, 정부는 RPS제도로 인한 발전업자들의 간접적인 온실가스 감축효과를 고려하여 온실가스 목표관리제 상의 발전사에 대한 매년 온실가스 감축목표를 할당해야 할 것이다. 물론 RPS제도가 온실가스를 줄이기 위한 목적과 더불어 에너지안보 측면에서 국내에서 생산 가능한 에너지원의 확대라는 정책목표도 포함하고 있지만, 두 제도 모두의 정책 대상이 되는 발전사의 입장에서 온실가스 감축에 대한 과도한 부담은 경영악화와 장기적으로는 전기요금 인상으로 이어지면서, 일반 소비자에게로 부담이 전가될 수 있기 때문이다.

둘째, 발전사가 두 제도 간에 취사선택할 수 있도록 유연성 장치를 마련해야 할 것이다. 발전사의 입장에서 두 가지 제도 중에 정부의 부과된 의무에 더 비용 효율적으로 이를 달성할 수 있는 제도를 선택할 수 있도록 해야 할 것이다. 이러한 유연성 장치가 원활히



작동하기 위해서는 두 제도의 연계가 필수적이다. 구체적으로는 RPS제도의 신재생에너지 이용실적에 해당하는 RECs를 온실가스 목표관리제도 상의 감축 실적으로 인정하는 것을 고려해 볼 수 있다. 물론 이는 적용한 신재생에너지 설비에 따라 발전단위당 온실가스 감축량이 상이하기 때문에 RECs를 1:1로 온실가스 목표관리제도에 대한 감축실적으로 적용하기는 어렵다. 그러나 RECs가 시장에서 거래되기 때문에 두 제도를 연계만 해줄 경우, RECs와 감축실적 간의 적절한 교환비율도 시장에서 결정될 수 있을 것이다.

이제 장기적으로 2015년 이후를 고려해 보자. 앞선 경우에 비해 배출권의 거래가 허용되면, 발전사의 입장에서 선택할 수 있는 대안이 늘어난 점에서 시장효율성은 향상될 수 있다. 그러나 이 경우에도 발전사에 대한 배출권 배분 시 RPS제도에 따른 효과를 고려하지 않을 경우 과도한 온실가스 감축 부담을 피하려는 발전사가 배출권시장에서 배출권을 다량 구매하게 될 것이고, 이 경우 배출권의 가격이 과도하게 높아질 수 있는 문제가 발생한다. 물론 초기 배출권 시장의 효율적 작동을 위해 배출권가격이 높게 형성되는 것은 바람직한 일이지만, 이러한 높은 배출권가격은 발전사업자에 대한 이중 부담으로 인한 왜곡된 가격시그널이라는 점에서 사회 전체적인 비효율성 문제는 해결될 수 없다. 그러나 사실 더 큰 문제는 발전사업자들이 온실가스 배출량을 허위로 보고할 때 발생한다. 예를 들어, 발전사업자가 RPS제도를 통해 감축한 온실가스 감축분을 배출량 보고 시에 누락해서 보고할 경우, 초기 과도한 배출권이 발전사업자들에게 배분될

것이다. 이 경우 발생한 잉여 배출권은 배출권시장에 나오게 되고, 결과적으로 배출권 가격은 폭락할 가능성이 존재한다. 실제로 이러 비슷한 일이 독일에서 발생하였는데, Rathmann(2007)¹⁶⁾에 따르면 2005년도에 독일에서 발전차액지원제도를 도입하면서, 독일의 발전사업자와 공급업자들이 발전차액지원제도로 인한 온실가스 감축분을 숨긴 채 EU-ETS에 따른 배출량 보고를 과장해서 허위로 함에 따라 배출권 가격이 2004년에 비해 27% 하락하는 문제가 발생했다. 문제는 여기에 그치지 않는다. 한 국가 전체의 배출권 가격이 급락하게 되면 발전사 이외의 다른 영역(다른 제조업 등)을 포함한 전체 온실가스 감축 의무자들이 자체적인 감축 투자 보다는 더 많은 부담을 값싼 배출권을 구매하여 감축 의무를 달성하려는 유혹에 빠지게 되고, 배출권 거래제가 효율적으로 작동하지 못하는 결과를 초래하게 된다.

따라서 이러한 두 가지 문제를 해결하기 위해서는, 배출권 거래제도의 초기 배출권 할당에 있어 RPS제도로 인한 간접적인 온실가스 감축분을 정확하게 고려해야 한다. 발전사업자들의 배출량 보고 시, RPS제도로 인한 감축분을 분명히 산정하여 보고하도록 의무화해야 하며, 매년 증가하는 감축의무에 따른 추가적인 온실가스 감축분도 외부검증과정을 통해 정확히 보고 받도록 배출량 보고제도를 명문화해야 할 필요가 있다. 특히 발전사업자들이 과도한 부담을 회피하려는 시도를 차단하기 위해, 두 제도의 동시 운영과 함께, 세금혜택 등 직·간접적 지원도 함께 고려해야 할 것이다. 또한 배출권 가격의 급작스런 폭등과 폭락

16) M. Rathmann(2007), Do support systems for RES-E reduce EU-ETS-driven electricity prices?, Energy Policy 35, 342-349



을 조정하기 위해, 배출권 가격의 상한선과 하한선을 설정하고, 도입 초기에 예상치 못한 배출권 가격 변화에 대해서는 배출권 거래장지 명령 등의 보완장치도 고려해야 할 것이다.

참고 문헌

〈국내 문헌〉

- 김현제, 조경엽(2010), “신재생에너지 의무할당제의 국내산업에 대한 파급효과,” 「자원환경연구」, 19(4), 805-826
- 에너지관리공단 신재생에너지센터(2010), 「2009년 신재생에너지 보급통계」
- 이수철, 박승준(2008), “한국의 신재생에너지전력 지원정책: EU와 일본의 제도 비교분석을 통한 지원정책의 현상과 과제,” 「환경정책연구」, 7(4), 1-34
- 이창호(2011), “RPS 시행제도 및 REC 거래시장,” 「풍력산업 특별세미나」, pp.1-47, 한국전기연구원 전력산업연구센터
- 지식경제부(2008.12.31), “3차 신재생에너지기술개발 및 이용 · 보급 기본계획 확정,” 보도자료
- 지식경제부(2010.10.13), “신재생에너지산업 발전전략-성과와 향후 추진과제,” 보도자료
- 지식경제부(2010.12.16), “2.5GW 규모의 서남해안 해상풍력단지 개발을 위한 지식경제부 해상풍력 추진단 발족,” 보도참고자료
- 지식경제부(2010.3.18), “`12년부터 RPS 도입키로 확정,” 보도참고자료
- 한국전력(2011), “한국전력통계속보”

〈외국 문헌〉

- BP(2011), Statistical Review of World Energy 2011
- Enviros Consulting Ltd.(2005), The Costs of supplying Renewable Energy
- M. Rathmann(2007), Do support systems for RES-E reduce EU-ETS-driven electricity prices?, Energy Policy 35, 342-349
- REN21(2010), Renewables 2010 Global Status Report
- Ryan Wiser(2008), Renewable Portfolio Standards in the United States