

## 현행 신재생전력 촉진제도의 재검토 및 개선방향

김유진, 김수덕  
아주대학교 에너지학과

### A Review of Current Renewable Power Promotion Policy and Suggestion for Improvement

Yujin Kim, Suduk Kim  
The Department of Energy Studies, Ajou University

#### 1. 서론

시장의 합리화와 효율화 달성을 목표로 2001년 4월 전력산업구조개편이 제한적으로 이루어졌다. 전력구조개편을 통한 시장의 경쟁원리의 도입은 전통에너지원에 비해 경제성이 떨어지는 신·재생에너지 이용 전력의 생산을 저해할 가능성이 높으며, 특별한 조치가 마련되지 않는 한 전력산업의 친환경성 문제가 우선순위에서 배제되는 결과를 가져올 수 있다.

이에 따라 신·재생에너지의 부족한 경제성을 보완하고 이를 이용한 전력의 보급을 촉진하기 위해 유럽 및 선진국에서는 Green Pricing 프로그램, 요금상계(Net Metering)제도, FITs(Feed-in tariffs), RPS(Renewable portfolio standards), PTC(production tax credit), 경쟁입찰제도 등을 추진하고 있다. 이 중 FITs는 정부가 계통운영자에게 지역 내 신·재생에너지 발전전력을 전량 구매하도록 의무를 부과하면, 계통운영자는 의무에 따라 정책적으로 책정된 고정가격수준에서 근거리 지역 신·재생 에너지 발전사업자로부터 신·재생전력을 전량 구매하여 비용 상승분만큼 최종소비자에게 전가시켜 판매가 이루어지는 제도이다. 현재 우리나라에서 시행 중인 발전차액지원제도의 기본 원형이 되고 있는 제도이다. 우리나라가 장기적으로 차용을 검토하고 있는 RPS는 정부가 발전사업자나 전기판매사업자에게 총발전량 또는 판매량의 일정비율 또는 일정량을 신·재생에너지로 충당하도록 의무화하는 제도로 거래가능한 신·재생에너지 인증서(Tradable Renewable Energy Certificates: TRECs) 제도를 동반하게 된다. 공급측면에서 운영되는 위 두 제도와 달리 수요측면에서 운영되는 Green Pricing 프로그램은 신·재생에너지 발전전력을 자발적으로 구입하려는 수용가에게 일반 전기요금에 프리미엄을 부과하여 신·재생전력을 판매 및 공급하는 제도이다. 소비자가 자발적으로 '친환경 에너지'를 구매함으로써, 소비자의 저항을 완화할 수 있고, 기존의 제도들에서의 일괄전기요금 인상을 통한 추가비용의 처리 대신 자발적인 특정 소비자집단에 추가비용을 부과하여 평균전기요금의 인상을 둔화시킬 수 있다는 점이 장점으로 언급되고 있다[12].

현재 신·재생에너지 전력의 보급촉진을 위해 과도기적으로 시행되고 있는 한국의 신·재생에너지 발전차액지원제도는 필요한 재정적 지원을 전력산업기반기금을 통해 지원하고 있으며, 2003년 이후 3년 동안 전체 전력기반기금에서 신·재생 에너지지원에 소요될 예산은 총기금의 0.68%에 불과하기 때문에, 현재의 전력기반기금에서는 지속적인 지원이 어려울 가능성이 있다는 문제가 지적되고 있다[16]. 이러한 차원에서 정부의 지원을 통한 지속적인 지원 가능성에 대한 고려와 함께, 비용을 소비자에게 간접적으로 부담시키는 현재의 방법에 대한 검토가 필요하다. 또한 전력산업구조개편이 다시 진행되어 판매부문에 경쟁이 도입될 경우, 앞서의 논의와 같이 소비자가 자발적으로 신·재생에너지의 환경보전비용을 부담할 수 있는 방안을 모색할 필요성이 있다.

본 논문에서는 현재의 전력산업구조 내에서 운영되고 있는 신·재생에너지 발전차액지원제도 하에서 장기적으로 예상되는 발전차액지원금의 규모를 추정, 현 제도 하에서 차액지원제도

의 지속가능성을 평가해보고, 이에 대한 대안들을 살펴보고자 한다.

## 2. 현행 신·재생에너지 발전차액지원제도의 평가

### 가. 분석의 모형과 가정

발전차액지원제도는 기준가격과 계통한계가격(SMP, System Marginal Price)간의 차액을 “전력산업기반조성기금”<sup>10)</sup>을 통해 지원함으로써 간접적으로 소비자에게 비용을 부담시키고 있다. 본 연구에서는 우선 원별-년도별 차액지원금을 산정한 후 각 원별로, 또 전체 에너지원의 합으로 누적 차액지원금을 추계한다. 그리고, 전력판매량을 고려하여 전력산업기반기금의 향후 규모를 예측하고, 기금 중 차액지원금이 차지하게 될 비중을 분석해 본다. 차액지원금의 산정식과 분석을 위해 사용한 기본적인 가정은 <표 1>에 요약, 정리하였다.

$$S = \sum_j S_j = \sum_j \sum_{i=2005}^{2020} S_{ij} = \sum_j \sum_{i=2005}^{2020} (P_{ij} - SMP_i) RE_{ij}$$

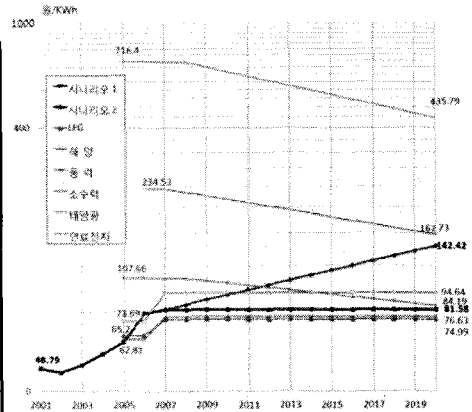
- S: 모든 신·재생에너지원을 이용한 전력생산에 대한 누적차액지원금
- S<sub>j</sub>: j번째 신·재생에너지원에 대한 2005-2020년 기간 동안의 누적지원금
- S<sub>ij</sub>: j번째 신·재생에너지원에 대한 i 년도의 차액지원금
- P<sub>ij</sub>: j번째 신·재생에너지원의 i 년도 기준가격
- RE<sub>ij</sub>: j번째 신·재생에너지원의 i 년도 연간발전량

본 연구에서 상정한 SMP 시나리오와 기준가격을 그래프로 표시하면 [그림 1]과 같다. [그림 1]의 [시나리오 1]과 같이 SMP가 증가할 경우 대부분의 신·재생에너지 이용 전력은 2012년에 정부의 차액지원 없이 시장가격으로 전력을 판매함으로써 기존 에너지원과 경쟁할 수 있게 된다. 이 경우 차액지원은 태양광과 연료전지를 보급하는데 지원됨을 알 수 있다. [시나리오 2]와 같이 SMP가 결정되는 경우에는 해양(조력)에너지와 LFG만이 시장가격으로 판매됨으로써 차액지원을 받지 않게 된다.

<표 1> 분석의 기본 가정

항목	적용기간	가정
년 평균 SMP 가정	2005-2007년 평균 SMP	• 전력거래소(2007.5)의 2001년 4월 - 2006년 12월 평균 SMP 실적자료
	2008-2020년 평균 SMP	• 전력거래소(2007.7)의 2007년 1월-6월까지의 실적자료, 2007년 7월 - 12월까지의 예측자료
원별 기준가격 (<표 1> 참조)	2007년 이전	• 시나리오 1 = 년 평균 4.4%의 증가 <sup>11)</sup>
	2007년 이후	• 시나리오 2 = 2007년 가격 유지(81.58/KWh) • 대체에너지이용 발전전력의 기준가격 지칭의 기준가격 이용(2006년 10월 11일까지 적용) • 신·재생에너지이용 발전전력의 기준가격 지칭 이용, (조정요율 이용, 변동요율은 고려하지 않음)
전력판매수량	2007-2020년	• 전력판매단가 × 전력판매량
전력판매량	2007-2020년	• “제3차 전력수급기본계획”의 판매량 전망 자료 <sup>12)</sup> 에 근거하여 2020년까지의 년 별 전력판매량 산정
전력판매단가	2005-2006년 전력 판매단가	• 전력통계수보(2007.5)의 평균 전력판매단가 실적 자료 이용
	2007년-2020년 가격 시나리오	• 2007년 1월 15일 전기요금 2.1%인상조장 <sup>13)</sup> 에 따라 2006년보다 2.1%로 상승한 78.04원 적용 • 시나리오 3 = 2007년부터 매년 전력 판매단가 4.4% (시나리오 1)의 SMP의 평균증가율과 동일하게 2020년 까지 증가 <sup>14)</sup> • 시나리오 4 = 전력판매단가 2007년부터 2012년까지 78.04원으로 고정적으로 적용 <sup>15)</sup>
전력산업기반기금	2005년 전력산업기반기금	• 전력판매수량 × 0.04591
	2006-2020년 전력산업기반기금	• 전력판매수량 × 0.037

주: 전력수요의 기준은 모든 경우 “제3차 전력수급기본계획”을 기본으로 함.



[그림 1] 년도 별 평균 SMP 가격 시나리오와 기준가격

- 자료: 산업자원부(2006.8.30), 전력거래소(2007.5), 전력거래소(2007.7)
- 주: 1) 조력의 기준가격은 최대조차 8.5m 이상의 방조제가 없을 때 적용되는 가격임
- 2) 바이오의 기준가격은 2008 미만의 LFG 심비의 적용가격
- 3) 소수력의 기준가격은 1MW 미만의 설비(일반)의 적용가격

10) 전력산업기반기금은 2001년 6월 전기사업법 제48조에 의거 전력산업의 지속적인 발전과 전력산업의 기반조성에 필요한 재원을 확보하기 위해 설치되며, 전기사업법시행령 제36조에 따라 2005년 12월 28일 이전까지는 전기사용자의 전기요금에 4.591%를 전력기반조성기금으로 부과하였으나, 2005년 12월 28일 이후부터는 부과기율을 낮추어 전기사용자의 전기요금에 3.7%를 곱한 값으로 소비자에게 부과하여 재원을 마련하고 있다.

11) 2001-2006년까지 평균 SMP 실적자료의 평균 증가율을 산정하여 도출하였음. 계산시 2004년과 2005년의

**나. 분석의 시나리오**

분석을 위한 시나리오를 구성하기 위하여, 발전량은 「제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획」(이하 기준 시나리오로 명명)에서 제시하고 있는 목표발전량을 그대로 전제하였다. 다만 2007~2012년까지의 총 신·재생발전량 및 원별 발전량은 그대로 사용하되, 총발전량의 경우, 2005년과 2006년의 실제 발전량이 [기준 시나리오]보다 크게 증가했으므로, 「제3차 전력수급기본계획」에서 계획하고 있는 발전량을 이용하여 각 년의 총 발전량을 산정하였다.

**<표 2> 분석의 시나리오**

분 야	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
태양광	14	31	158	262	410	767	1,365	1,993	1,877	1,972	2,069	2,515
풍 력	130	239	920	1,445	2,696	3,526	5,246	6,639	6,949	7,300	7,661	9,311
소수력	179	185	681	918	1,194	1,470	1,796	2,140	2,239	2,353	2,469	3,001
IGCC	0	0	79	79	79	218	435	636	6,631	6,967	7,311	8,886
LFG	130	155	3,081	3,384	3,698	4,000	4,314	4,616	4,832	5,076	5,327	6,474
연료전지	2	4	13	42	175	894	1,711	2,622	2,744	2,883	3,025	3,677
태 양	0	3	3	573	573	843	1,726	1,726	1,806	1,898	1,992	2,421
소 계	455	616	4,935	6,703	8,739	13,638	20,503	25,871	27,078	28,448	29,854	36,283
총발전량(기준)	311,005	321,179	330,453	339,453	347,652	355,321	362,924	369,975	-	-	-	-
총발전량(예측)	364,639	381,181	398,194	416,114	434,839	454,292	461,107	468,022	475,044	482,170	489,403	518,333
총발전량 비중(%) - 기준	0.8%	1.1%	1.5%	2.0%	2.5%	3.9%	5.6%	7.0%	-	-	-	-
총발전량 비중(%) - 예측	0.1%	0.2%	1.2%	1.6%	2.0%	3.0%	4.4%	5.5%	5.7%	5.9%	6.1%	7.0%

단 : \*는 제3차전력수급기본계획(2006)의 발전량  
 기준은 제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획(2003.12)의 자료에 의함  
 2005년과 2006년 데이터는 실적치임.  
 총발전량 비중은 총발전량 중 신·재생에너지 발전량(소계)이 차지하는 비중을 의미함.

**<표 3> 차액지원금의 규모**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
전력판매량 (GWh)	332,413	348,719	365,456	383,000	401,384	420,656	429,278	438,088	447,064	456,222	465,800	492,655
평균 판매단가 (원/KWh)	74.46	76.43	79.79	83.3	86.97	90.8	94.79	98.96	103.32	107.86	112.61	139.66
시나리오1	74.46	76.43	79.79	79.79	79.79	79.79	79.79	79.79	79.79	79.79	79.79	79.79
시나리오2	74.46	76.43	79.79	79.79	79.79	79.79	79.79	79.79	79.79	79.79	79.79	79.79
차액지원금(원)	247,515	266,526	291,614	319,053	349,080	381,938	406,918	433,531	461,888	492,005	524,528	688,032
시나리오1	247,515	266,526	291,614	305,607	320,276	335,654	342,533	349,559	356,722	364,038	371,676	393,102
시나리오2	247,515	266,526	291,614	305,607	320,276	335,654	342,533	349,559	356,722	364,038	371,676	393,102
차액지원금(원/년)	10,064*	13,402*	10,790	11,835	12,916	14,132	15,056	16,041	17,090	18,207	19,408	25,457
시나리오1	10,064*	13,402*	10,790	11,835	12,916	14,132	15,056	16,041	17,090	18,207	19,408	25,457
시나리오2	10,064*	13,402*	10,790	11,835	12,916	14,132	15,056	16,041	17,090	18,207	19,408	25,457
차액지원금(원/년)	74**	100**	176	289	442	794	1,549	1,719	1,794	1,834	1,889	2,049
시나리오1	74	173	613	1,246	2,150	3,424	5,223	7,251	9,223	11,231	13,292	24,036
시나리오2	3.4	38	214	503	945	1,739	3,088	4,807	6,582	8,415	10,305	20,286
시나리오1	37.19	92	298	577	973	1,691	1,826	1,849	1,849	1,849	1,849	1,849
시나리오2	23.52	30	85	144	193	214	214	214	214	214	214	215
시나리오1	9.57	12	14	16	18	21	24	27	31	35	40	71
시나리오2	0	0	2	5	20	86	206	377	547	717	884	1,614
시나리오1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
시나리오2	74**	100**	440	701	1,138	1,759	2,724	3,434	3,968	4,371	4,846	6,335
시나리오1	74	173	613	1,314	2,452	4,210	6,934	10,368	13,936	17,647	21,493	42,273
시나리오2	3.4	38	214	505	952	1,761	3,147	4,927	6,781	8,714	10,725	21,731
시나리오1	37.19	92	298	622	1,184	1,917	2,940	4,173	5,448	6,764	8,117	15,193
시나리오2	23.52	30	85	166	278	421	598	815	1,042	1,283	1,536	2,978
시나리오1	9.57	12	14	16	17	19	20	22	23	25	27	34
시나리오2	0	0	2	5	21	93	229	431	641	860	1,089	2,336
시나리오1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
전력판매량당 차액지원금의 비중 - 시나리오 1	0.73%	0.74%	1.63%	2.45%	3.43%	5.62%	8.96%	10.71%	10.38%	10.07%	9.73%	8.05%
시나리오2	0.73%	0.74%	4.08%	5.94%	8.81%	12.45%	16.09%	21.41%	20.88%	20.38%	19.82%	17.03%
전력판매량당 차액지원금의 비중 - 시나리오 2	0.73%	0.74%	1.63%	2.56%	3.73%	6.39%	10.65%	13.29%	13.44%	13.62%	13.74%	14.69%
시나리오1	0.73%	0.74%	4.08%	6.20%	9.60%	14.16%	21.49%	26.55%	27.03%	27.55%	27.97%	29.80%

단 : 2005년과 2006년은 모두 실적치이며, 2007년 이후부터는 분석결정된 차액지원금은 누계액이 아닌 년도별 차액 지원금도임.  
 \*은 전력판매량당 차액 지원금(원/년)에 대한 비율이며, \*\*은 에너지관리공단(2007.6)의 실적 자료임.  
 기준가격이 SMP보다 낮은 경우 지원금액은 0으로 표시함.

2012년 이후 부터는 매년 0.2%씩 신·재생에너지 발전 비중이 증가하는 것으로 가정하여 2020년에 일차에너지 발전량의 7%(대수력 제외)에 도달하도록 신·재생발전량 시나리오를 잡아보았다. 다만 원별 구성비는 분석의 편의를 위하여 2012년의 구성비가 2020년까지 그대로 적용되는 것으로 가정하였다. 이러한 계산의 결과는 <표 2> 분석의 시나리오에 제시되어 있다.

그 외에 에너지관리공단(2007.6)의 실제 차액지원 실적을 보면, 정부보조금 30%이상의 설비와 미가동중인 설비는 차액지원 대상에서 제외하고 있다. 이에 대해서는 명확한 정보가 있을 수 없기 때문에, 2006년의 실적치를 기준으로 발전량실적과 실제 차액지원 발전량과의 지원비율을 계산하여 2020년까지 일괄 적용하였다.

증가율을 제외하였는데, 이는 이 기간 동안 발전용 LNG 가격(Cost)은 상승하는 반면 소매가격은 고정되어 있었기 때문에 전력수요가 상승하여 SMP가격이 크게 상승하였음. 이로 인해 전체 추계가 과도하게 왜곡되지 않도록 제거하였음.

- 2006년 실적, 2010년, 2015년, 2020년 계획(수요관리전)자료의 각 기간 사이의 평균증가율을 계산하여 원별 전력판매량을 산정하였음.
- 요금수준 평균 2.1% 인상(산업용 평균 4.2%인상, 가동등 4.2%인상, 심야전력 9.7%인상, 나머지는 동결)
- 위에서 가정한 시나리오1의 SMP 가격과 동일한 인상률을 적용하는 것으로 가정하였음.
- 전력판매단가가 규제가격으로 2001년부터 2006년까지 73.88~77.06사이를 유지하고 있기 때문에 장기에도 크게 인상되거나 인하되지 않을 것으로 가정하여 고정적으로 적용하였음.
- 에너지관리공단(2007.6)에 의거, 차액 미지원 및 미가동 비율을 고려하여 발전량을 재추계하였음. 2005년과 2006년은 지원 및 가동된 신·재생설비의 실적 발전량이며, 2007년 부터는 2006년의 지원 및 가동 발전비율을 근거로 2020년까지의 지원 및 가동 발전량을 산정하여 적용하였음.

#### 다. 원별 차액지원금의 분석 결과 및 차액지원금의 규모 비교평가

지속가능한 차액지원금의 지원이 가능한 지 평가해 보기 위해 앞서 가정을 통해 계산한 전력산업기반기금 중 차액지원금의 비중을 계산해 보았다. 계산결과는 <표 3>과 같다.

총 전력산업기금 중 차액지원금의 비중을 분석해 보면, 전력판매단가 [시나리오 3]에서 산정된 전력산업기금 중에서 [시나리오 1]에 따른 차액지원금의 비중은 2011년에 8.96%, 2012년에 10.71%로 정점을 이룬 후 점차 감소하여 2020년 8.05%에 달하는 것으로 분석되었다. 2012년 이후 비중이 점차 감소하는 것은 [시나리오 1]의 가정 하에서 태양광과 연료전지를 제외한 나머지 신·재생에너지원의 기준가격이 SMP보다 낮아져 차액지원 대상에서 제외되기 때문이다([그림 1]참조). 규제가격인 전력판매단가가 2020년까지 인상 없이 2007년 수준을 유지하는 [시나리오 4]의 전력산업기반기금 중 차액지원금의 비중은 2011년에 [시나리오 1]이 10.65%, [시나리오 2]는 21.49%로 위 [시나리오 3]의 경우보다 모두 높게 나타났다.

위 표에는 언급되어 있지 않으나, 본연구의 분석결과를 기존의 연구들의 분석결과와 비교해 보았다. 산업자원부(2003.12)의 「제2차 신·재생에너지기본계획」에서 전망하고 있는 차액지원금의 규모와 비교해보면, 2011년에 7천 643억원으로, 총 전력산업기반기금 중 차액지원금의 비중은 [시나리오 3]의 경우 50.76%, [시나리오 4]의 경우 60.31%로, 본연구의 분석결과보다 전력산업기금에서 높은 비중을 차지하는 것으로 나타난다. 이는 산업자원부(2003.12)의 계획상의 규모가 어떻게 산정되었는지에 대한 정확한 근거는 알 수 없어 비교근거로 삼기 어려우나, 본 연구의 경우 차액지원금의 미지급비율을 고려하였고 현재의 SMP가 높은 수준을 유지하고 있기 때문에 이와 같은 차이가 발생하는 것으로 생각된다.

또한 「2차 전력수급기본계획」에 반영된 신·재생이용 전력 생산규모에 따라 차액지원금을 재추계한 아주대학교 김수덕(2005)의 미발표된 내부 연구 자료와 비교해보았을 때에도 본 연구에서 추계한 비중보다 높게 나타났는데, 이는 세가지 이유로 정리할 수 있다. 첫째는 김수덕(2005) 연구의 경우 SMP를 본 연구에서 가정한 시나리오 1,2 보다 낮은 2003년과 2004년의 실적 평균치인 52.9원으로 일괄 적용하고 있기 때문이며, 둘째는 기준가격도 본 연구의 경우 연차별로 가격이 조정된 2006년 8월 발표된 새로운 기준가격을 근거로 삼는 반면, 김수덕(2005) 연구는 2006년 8월 이전에 적용된 기준가격을 이용하고 있기 때문이다. 마지막으로 본연구의 발전량은 미지급비율을 고려하여 조정되었기 때문에 발전량의 기준면에서도 차이가 나기 때문이다.

새로운 기준가격 지침을 산정하기 위한 연구과제로 수행된 한국전기연구원(2006)의 연구는 새로운 기준가격 지침에 따른 차액지원금의 규모를 산정하고 있다. 이 연구에서 가정하고 있는 산업자원부(2003.12)의 보급목표에 따른 발전량 시나리오 1를 중심으로 SMP의 세가지 가정<sup>17)</sup>에 따라 산정된 차액지원금의 규모와 비교해본 결과도 본 연구에서 산정한 비중의 결과보다 모두 높게 나타났다. 이는 본 연구에서는 2005년 이후 화석연료가격의 상승으로 인해 높은 수준을 유지하고 있는 SMP를 고려하여 시나리오를 산정하는 데 비해 한국전기연구원(2006)의 SMP 가정들은 2005년 당시의 SMP 실적을 토대로 매우 낮은 수준의 SMP 전망을 하고 있기 때문에 이 같은 차이가 나타나는 것으로 보인다.

본 연구의 분석 결과를 개정지침 하에서 발전차액지원제도가 지속가능할 것인지의 관점에서 도 평가해 보았다. [시나리오 3 - 시나리오 1]과 [시나리오 4 - 시나리오 1]의 경우에는 기금 중 비중의 2007~2020년까지의 평균 수준이 각각 7.63%, 10.66%로, 전력산업기반기금 투자 실적(2006년 신·재생에너지발전차액지원 0.83%<sup>18)</sup>)과 비교할 경우 다소 큰 비중을 차지하는 것으로 나타나나 기금 내에서 지원하는 데, 큰 무리는 없을 것으로 판단된다. 가장

17) 2005년 말 수준인 61.55원/kWh으로 고정적으로 2012년까지 유지하는 가정 1, 매년 SMP가 2%씩 단순 증가하는 가정 2, 물가상승률(연 2%)을 반영하여 유가변동을 고려하는 가정 3

18) ETEP 홈페이지(전력기반조성사업센터) 참조

보수적인 가정을 한 [시나리오 4 - 시나리오 2]의 경우에는 기금 중 비중의 2007~2020년 까지의 평균 수준이 22.19%로 전력산업기반기금 투자 실적(0.83%)과 비교할 경우 신·재생 에너지발전지원 항목의 비중이 크게 증가하지 않는 한 문제가 발생할 수 있는 것으로 나타난다. 즉, 시장가격이 현재와 같은 수준을 유지하고 전력판매가격이 큰 폭으로 상승하지 않을 경우, 신·재생에너지원이 기존 에너지원과 경쟁하는 것이 어려워진다는 것을 나타낸다. 그러나 이 경우도 전력산업기반기금에서 차액지원금의 지원 비중을 증가시키면 해결될 수 있는 문제이기 때문에 발전차액지원금의 지속가능한 지원의 관점에서는 큰 무리가 없을 것으로 분석된다.

### 3. 결론

본 연구에서는 차액지원의 관점에서 현 발전차액지원제도에 따른 지원이 지속가능한가를 평가해보고, 기존의 연구들과 비교하여 살펴보았다. 차액지원 규모를 평가해 보고 있는 기존 선행 연구들과 본 연구에서 가정한 시나리오 하에서의 차액지원 규모를 비교 평가 해 본 결과, 2011년의 기존 연구들의 전력산업기반기금 중 차액지원금의 비중이 50.76%~105.46% 수준을 나타내는 데 비해, 본 연구에서 추정한 비중은 8.96%~21.49%수준으로 도출되어 장기적으로 현 발전차액지원제도 하에서 차액지원금을 지원하는 데 큰 무리가 없다는 결론에 이르렀다.

그러나 장기적으로 총 기금 중 차액지원금의 비중이 높아질 경우 현재 전력산업기반기금에서 지원되는 타지원항목에 영향을 미칠 수 있다. 이는 일률적인 전기요금 인상요인으로 작용하여 신·재생전원으로 인한 추가비용을 용도별 소비자 중 일부 소비자에게 무차별적이고 강제적으로 전가시키는 문제를 야기할 수 있다. 따라서 장기적으로는 지금과 같이 발전사업자에게 보조금을 지원하여 전기요금의 일률적인 인상을 통해 소비자에게 추가비용을 전가시키는 방법대신에 시장에서 해결할 수 있는 방안을 강구해야할 필요성이 있다. 이와 같은 문제의 대안으로 RPS와 Green Pricing 프로그램을 살펴볼 수 있다.

RPS는 시장의 기능에 따라 가격이 책정되어 가격결정에 정부개입을 최소화하고, 신·재생에너지 생산자에게 시장경쟁을 통한 지속적인 비용절감의 유인을 제공한다는 점, 그리고 최종 소비자가 추가비용을 부담하게 됨으로써 차액보전을 위한 자금 확보 등이 문제되지 않는다는 점이 긍정적인 효과로 평가되고 있다[3]. 이런 장점으로 해외에서도 기존에 FITs나 입찰 제도를 시행하던 국가들이 점차적으로 RPS제도로 전환하고 있다. 그러나 성공적인 추진을 위해서는 일반 전력시장과 Credit시장이 존재해야하며, 각종 복잡한 제도적인 기반과 규정이 필요하다. 필요한 관련 규정 및 제도적 기반에는 (1) 에너지원별로 적절한 목표량의 설정 (2) 의무대상자의 선정 (3) 의무불이행에 따른 패널티의 적정수준결정 (4) 인증서 및 크레딧의 거래가능성 규정 (5) 인증서 발행기관의 선정 (6) 거래기간과 거래가격 설정 (7) 인증서의 발급 및 통제, 인증서 거래의 감시 및 감시기관의 설정 등의 여러 복잡한 절차가 필요한 것으로 나타나고 있다[6]. 따라서 RPS는 이와 같은 과제들을 방안을 마련하면서 현재 운영 중인 발전차액지원제도의 개선과 함께 장기적으로 추진될 필요가 있다.

Green Pricing 프로그램은 신·재생에너지 전력에 대한 소비자들의 지불의사를 토대로 적정 수준의 프리미엄을 설정하여 일반전기요금에 합산하여 참가한 소비자에게 부과하여 운영된다. 소비자에게 자발적인 선택항목을 제시함으로써 전력 생산 결정에 소비자들이 참여할 수 있는 기회를 제공한다는 점이 가장 큰 장점으로 미국의 설문지 조사결과 나타나고 있다. 그 밖에 신·재생에너지 전력을 제공하는 유틸리티가 환경적으로 책임감 있는 것으로 대중적인 이미지를 개선시켜 프로그램을 참여하지 않는 고객들에게도 호감을 주어 고객 충성도를 높일 수 있기 때문에 경쟁전력시장에서 소비자의 이탈을 막을 수 있다는 점, 지역 환경단체와의 관계를 강화한다는 점, 프로그램의 운영을 통해 신·재생에너지의 “친환경성”의 사회적 공

론화를 이룰 수 있는 효과적인 교육 및 홍보수단으로 작용할 수 있다는 점, 정부의 재정적인 부담이 줄어든다는 점 등이 도입의 근거로 지지되고 있다[5]. 이러한 특성에 따라 현제도와 같이 소비자가 전력산업기반기금을 통해 무차별적으로 추가비용을 부담하는 대신에 Green Pricing과 같이 소비자가 자발적으로 참여하여 추가비용을 직접적으로 부담하는 방법을 모색해보는 것이 대안이 될 수 있을 것이다. 특히 Green Pricing은 소비자에게 발전사를 선택할 수 있는 옵션을 주는 것이기 때문에, 전력산업의 구조개편이 어느 정도 진행된 후에 검토될 수 있는 프로그램이다. 따라서 장기적으로 전력산업 구조개편이 추이와 함께 장기적인 대안으로 검토될 수 있을 것이다.

#### 4. 참고문헌

- [1] AWEA(American Wind Energy Association), "Green Pricing Resource Guide", 2004
- [2] Berry, David., "The market for Tradable Renewable Energy Credits", *Ecological Economics*, 2002, 42(3), 369-379.
- [3] Berry, T. and Jaccard, M., "The Renewable Portfolio Standard: Design Considerations and an Implementation Survey", *Energy Policy*, 2001, Vol.29, pp.263-277.
- [4] BWE(Bundesverband Windenergie e.V.), "www.wind-energie.de".
- [5] PRP(Public Renewable Partnership), "Green Pricing at Public Utilities: A How-to Guide Based on Lessons Learned to Date", 2002, <http://www.resource-solutions.org>
- [6] Sawin, J.L; Flavin, C., "National Policy Instruments: Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World", 2003, International Conference for Renewable Energies, Bonn 2004.
- [7] 김수덕, 문춘걸, "RPS(Renewable Portfolio Standards) 도입의 경제적 효과", *자원환경경제연구*, 2005, Vol.14, No.3, pp.751-773
- [8] 산업자원부, "제2차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획", 2003.12.
- [9] 산업자원부, "2005년 신·재생에너지 백서", 2006.8,
- [10] 산업자원부, "신·재생에너지이용발전전력의 기준가격지침"-산업자원부 고시 제2006-89호, 2006.8.30
- [11] 에너지경제연구원 "CEO Energy Brief's; 전력산업 구조개편과 녹색전력마케팅", 2001
- [12] 에너지경제연구원 "신·재생에너지 전력시장 활성화 방안", 2005, 산업자원부 연구보고서
- [13] 에너지경제연구원 에너지기술연구원 "신·재생에너지 원별 경제성 분석과 통계체계 개선방안 연구", 2004,
- [14] 에너지관리공단 "2006년 신·재생에너지 통계", 2007
- [15] 에너지관리공단 "신·재생에너지 발전사업 운영실적 보고서", 2007.6
- [16] 윤순진, "재생가능에너지 확대를 위한 법제도 개선", 에너지대안센터, 에너지정책 심포지엄, 2003.5
- [17] 장한수, 최기련, 김수덕, "신·재생에너지 의무비율할당제(Renewable Portfolio Standards) 국내 도입시 고려사항에 관한 연구", 2005, 에너지공학, 제14권 제2호
- [18] 전력거래소, "2006년도 전력시장통계책자", 2007.5, <http://www.kpx.or.kr/>
- [19] 전력거래소, "2007년 6월 시장실적보고서", 2007.7
- [20] 전력기반조성사업센터 홈페이지, <http://www.etep.re.kr>
- [21] 조인승, 이창호, "신·재생에너지를 이용한 발전 전력의 적정구매가치 산정방안, 에너지공학회, 2004, 추계학술대회 발표 논문집, pp.189~194
- [22] 한국전기연구원 "신·재생에너지 발전 차액지원제도 개선 및 RPS제도와 연계방안", 2006, 산업자원부 연구보고서
- [23] 한국전력공사, "2006년도 한국전력통계", 2007.5
- [24] 한국전력공사, "전력통계속보", 2007.5