

# 태양광 발전시장 확대를 위한 용량요금제의 도입



송정호  
고려대학교  
그린스쿨



서근원  
L&S 이노베이션



강윤묵  
고려대학교  
그린스쿨

## 초 록

기후환경 변화에 대한 대응과 친환경에너지로의 전환으로 우리나라는 새로운 재생에너지 정책을 추진하고 있다. 2030년에 재생에너지 비중을 20%까지 확대한다는 정책목표를 달성하기 위해서는 지속적인 면서도 경제성을 갖출 수 있는 대형 태양광 발전소의 건설이 필요하나 현재의 제도와 가격구조로는 투자 유치의 한계가 있다. 용량요금제는 기존의 석탄, 가스 발전소 사업의 안정성과 수익성을 보장하여 큰 규모의 투자를 유치하기 위하여 시행되었던 만큼, 투자 규모가 큰 대형 태양광 발전소의 투자유치를 위해서도 적용이 필요하다. 이는 태양광 발전이 기존 석탄, 석유 발전시장으로부터 독립된 전원으로의 위치를 찾고 투자유치, 규모의 경제 실현, 수익성 상승, 재투자의 선순환 구조를 만드는데 기여할 것으로 기대된다.

## 서 론

기후환경 변화에 대한 전 세계적인 대응으로 2015년 파리협정체제가 출범하였으며, 국내에서도 미세먼지로 인한 우려가 높아지면서 석탄발전에 대한 제한이 촉구되고, 일본의 후쿠시마 원전 사고 이후 국내의 원자력 발전에 대하여도 사회적인 논의가 활발히 진행되고 있다.

이러한 범지구적인 문제의 해법으로 여러 나라에서 재생에너지의 확대가 추진되고 있으며, 최근 태양 전지 가격의 급격한 하락으로 태양광 발전은 다른 재생에너지원 대비 가장 빠르게 성장하며 재생에너지 확대를 주도하고 있다.

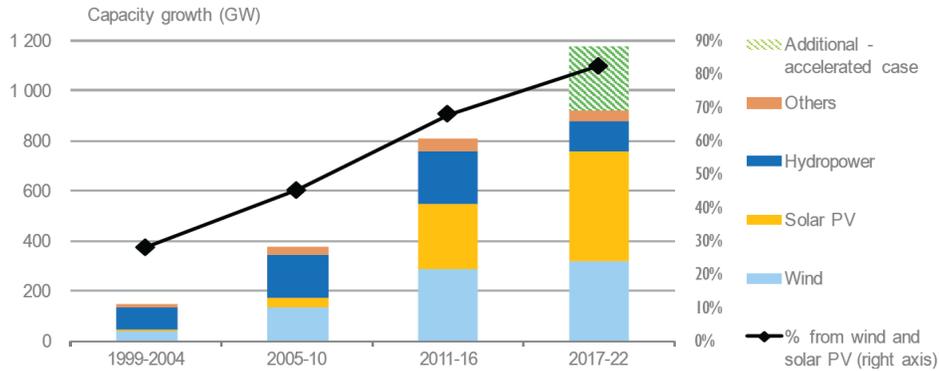


그림 1. 글로벌 재생에너지 설비용량 증가 추이와 전망(출처: IEA)

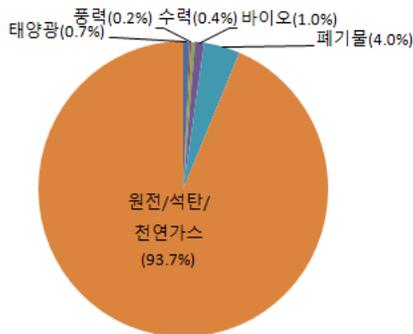


그림 2. 2015년 국내 전원별 전력 생산비(출처: 에너지 관리공단)

IEA는 2017~2022년 전세계의 신재생에너지 발전설비 용량이 920GW 이상 증가하고, 이중 가장 많은 비중을 차지하는 태양광은 전체의 30% 이상을 차지할 것으로 예상하고 있다. 발전량으로는 2022년에 신재생에너지가 천연가스를 제치고 석탄화력의 발전량에 근접할 것으로 전망하고 있다(그림 1).

세계적인 재생에너지의 확산에도 불구하고 국내 재생에너지의 위상은 아직 미미한 수준이다. 2015년 기준으로 전

체 발전설비 용량 중 재생에너지의 비중은 4.6%에 불과하며, 전력생산 비중은 1%에 불과하다(그림 2).

정부는 재생에너지 발전 비중을 2030년까지 20%로 확대하는 계획을 수립하고 도시 및 농가 태양광, 대규모 프로젝트 등을 목표로 RPS(신재생에너지발전의무비율) 상향 조정, 인허가 제도 개선, 민간 자본 유치 등 다양한 제도를 준비하고 있다(그림 3). 이러한 목표를 달성하기 위해서는 2030년까지 약 48GW 규모의 발전 설비투자가 이루어져야 하며 투자 금액은 약 92조원에 이를 것으로 전망하고 있다.

RPS 제도는 2030년 신재생에너지 보급 목표 11%를 달성하기 위하여 2012년에 도입되었고, 2017년에는 태양광 사업의 안정성을 위하여 SMP+REC 고정가격계약 경쟁입찰 제도가 시행되고 있다(그림 4).

RPS제도는 기본적으로 기존 전력시장의 가격에 연동하여 재생에너지의 가격을 적절히 제어하고 과도한 투자를 방지하며 재생에너지 확대를 견인해 왔다. 하지만, 태양광



그림 3. 2030년 재생에너지 비중 20% 달성 목표(출처: 재생에너지 3020 이행계획안)

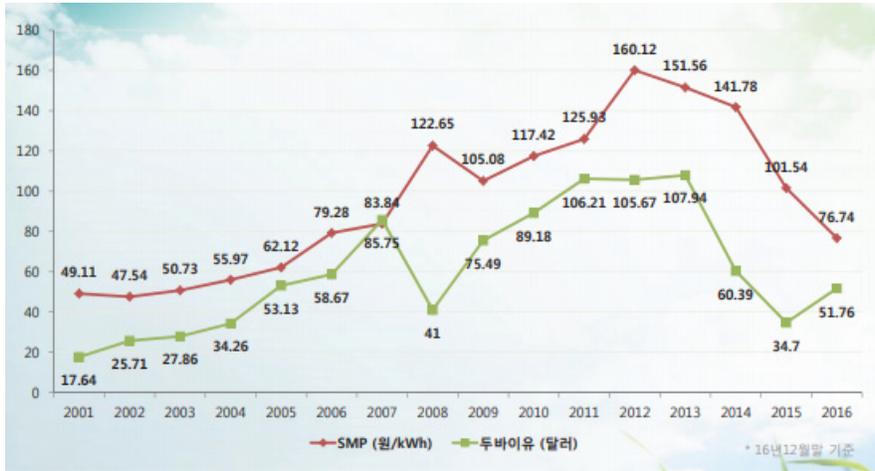


그림 4. 유가 및 SMP가격 동향(출처: SMP+REC 고정가격계약 경쟁입찰 설명회)

이나 풍력에너지의 원가와 상관 없는 SMP 가격에 크게 영향을 받고, 3MW 이상의 대형 발전소는 불이익을 받는 등 재생에너지 확대를 저해할 수 있는 부분이 있어 기후환경 변화에 대응하고 친환경이라는 시대적 요구에 부응하여 정부의 새로운 '재생에너지 3020'이라는 목표를 달성하기 위해서는 새로운 재생에너지 가격정책이 필요하다.

정부의 재생에너지 3020 이행계획에는 2030년까지 소요되는 자원 중 41조원을 민간사업자의 투자 유치로 마련하겠다는 계획이다. 이러한 투자 유치를 위해서는 재생에너지사업의 안정성과 사업성이 보장되어야 할 것이다. 본 고에서는 현재의 태양광 발전사업의 사업성을 평가하고, 과거 산업 성장기에 부족한 전력 수요를 충족하기 위하여 시행한 용량요금 제도로 태양광 산업에 적용하는 것을 고려해 보았다.

## 태양광 발전 사업성

태양광 발전사업성 평가를 위하여 국내 중부지방에 1MW의 태양광 발전소 건설을 가정하여 투자비 및 운영 비용, 금융비용 등의 계산을 위한 가정을 표 1에서 설명하였다. 발전량의 산출근거는 0.6%의 모듈 효율 년차 감소와 88% 발전 시스템 효율(P.R)로 고려하였다.

표 1. 국내 1 MW 태양광 발전소 건설 및 운영비용 계산을 위한 가정

Capacity	1 MW
Period	20 years
PV Module	C-Si, 260 W, \$0.5/W, degradation -0.6%/year
PV System	Performance rate 88%
Sun hour	4.16 hours/Day (slope 33°)
O&M cost	Inverter Maintenance, Labor, Rent, Insurance
Financial cost	Interest rate 5%, 20 years loan tenor, WACC 5%

계산된 1MWp 발전소의 투자비는 13.6억 원, 운영비(O&M: Operation and Maintenance)와 금융비용은 각각 8.3억 원, 4.5억 원이다. SMP+REC 가격은 2017년 평균인 182원/kWh을 적용했을 경우 사업기간 20년 동안의 내부수익율은 6.5%로 계산되었다. 일반적인 발전소 건설 Hurdle rate인 8%보다도 낮은 결과는 사업성으로 그리 좋지 않으며 전력판매 가격이 이보다 더 떨어지면 사업성이 없어 투자를 유치하기 어려워진다고 할 수 있다.

사업성을 높이기 위해서는 사업기간을 25년으로 늘리는 것도 고려할 수 있다. 투자자 입장에서는 빠른 투자회수를 원하지만 최근 태양광 모듈의 품질과 내구성이 좋아져 성능 보증기간이 25년으로 늘어났으므로 가능하다고 판단된다. 이럴 경우 IRR(Internal Rate of Return)은 9%로 일반적인 발전소 건설 Hurdle rate인 8%보다 사업성이 좋아지므로 더 긴 기간 안정적이며 높은 사업성을 원하는 투자자에게는 좋은 유인책이 될 것이다(그림 5).

SMP + REC 고정가격은 국제유가와 REC의 수요와 공급에 영향을 받으며, 경쟁입찰로 결정된다. 기존의 RPS 제도하에서는 REC를 매입해야 하는 의무비율이 2023년까지 10%로 증가한 후 유지된다. 만약 2030년까지 재생에너지 비율만을 20%까지 확대한다면 공급되는 REC는 크

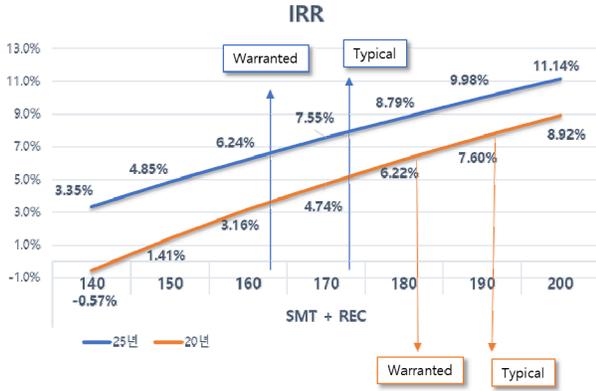


그림 5. SMT+REC 가격에 따른 국내 태양광 사업 IRR

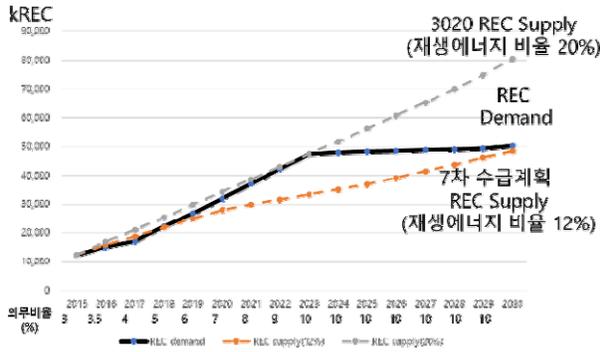


그림 6. REC 공급과 수요 전망

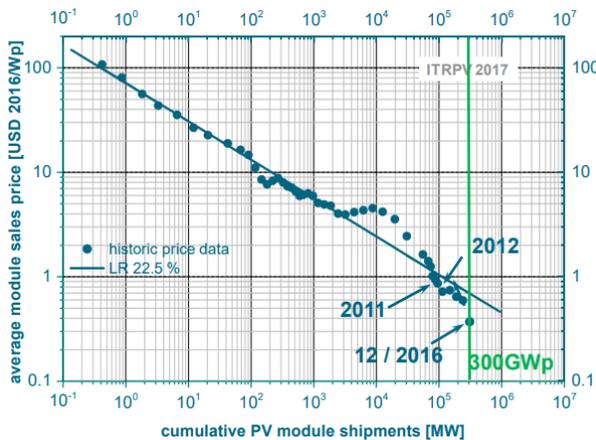


그림 7. PV Learning Curve (출처: ITRPV)

게 증가하는 반면 REC 수요는 정체되어 2023년 이후 REC 가격이 크게 하락하고 재생에너지 투자가 감소하게 될 우려가 있다. 그림 6은 년차별 REC 공급과 수요를 예상하여 나타낸 차트로 REC 수요는 전력수요 7차 기본계획의 발전량을 기준으로, REC 공급은 신재생에너지 공급비율 계획을 기준으로 에너지원별 MIX를 고려하지 않은 과거의 REC 비율을 참고하여 간략히 작성하였다.

재생에너지 3020 이행계획에서 재생에너지 비중 20% 중 태양광 발전이 57%를 담당해야 하는 것으로 계획되어 있다. 하지만, 태양광 발전사업의 높은 비중은 낮은 IRR과 장기적으로 REC 가격에 대한 수급 불균형으로 계획을 달성하기 위한 큰 폭의 투자가 유입될 것을 기대하기 어려운 구조를 가지고 있다. 이를 만회하는 방법은 태양광 모듈 가격하락이나 2016년 태양광 모듈 가격은 기존의 가격 학습곡선보다 훨씬 낮은 가격으로 형성되어 있어 향후 추가적인 큰 폭의 가격하락은 어려울 것으로 예상된다(그림 7).

## 태양광 발전의 용량요금

전기는 저장할 수 없어 실시간 수요와 공급이 일치해야 하는데 신규 전력공급 설비 확보에는 짧게는 2~3년에서 길게는 10년 이상 소요되기도 한다. 또한 정전으로 인한 사회적인 피해비용이 전력의 과잉공급에 따른 비용보다 매우 높아 적절한 전력예비율을 확보하는 것이 매우 중요하다. 이를 위하여 전력시장에 용량가격(Capacity price)을 도입하여 투자비와 고정운전유지비 등을 회수할 수 있게 하여 신규 투자를 유도하고 적정 전원을 구성하게 해준다.

우리나라는 2001년 전력산업구조 개편으로 전력 거래소가 설립되었고 전력시장은 고정비 성격의 용량요금(CP: Capacity Price)과 매월 변동되는 연료비등이 반영된 계통한계가격(SMP: System Marginal Price)을 지급하는 변동비 반영전력시장(CBP: Cost Based Pool)이다.

전력시장 운영규칙상 용량가격은 거래시간별 중앙급전 발전기 및 중앙급전전기저장장치의 공급가능용량에 적용



되는 전력시장가격(원/kWh)을 말한다. 기준용량가격은 용량가격 결정기준 발전기가 기본 운영조건에서 해당 고정비 연금액을 회수할 수 있도록 설정된 단위시간 및 단위 출력당 보상가격(원/kWh)을 말한다. 다시 말하면 용량요금은 발전설비 투자를 유도하기 위해 건설투자비 등 고정비용 일부를 보상하는 전력시장 정산금이다. 용량요금을 구성하는 주요 요소 가운데 하나인 기준용량가격은 kWh당 7.17원으로 유지되다가 2007년 7.46원으로 올랐고 올해 초에는 송전접속비용이 0.18원에서 0.25원으로, 수전 전력요금인 0.11원에서 0.18원으로 소폭 상승함에 따라 2016년 7.60원으로 0.14원 올랐다. 기준용량가격을 계산하는 식은 아래와 같다.

### [기준용량가격 계산식]

$$\begin{aligned} \text{기준용량가격 (RCP)} &= \frac{\text{연간고정비(원/kWh/년)}}{\text{연간입찰가능시간}} \\ &= \frac{\text{건설투자비 연금액} + \text{고정운전유지비}}{8760 \times (1 - \text{예방정비율}) \times (1 - \text{고장정지율})} \\ * \text{건설투자 연금액} &= \text{건설비} \times \text{Capital Recovery Factor (할인율 7\%)} \end{aligned}$$

용량가격은 기준용량가격에 용량가격계수(RCF: Reserve Capacity Factor) 및 시간대별 용량계수(TCF: Time Capacity Factor), 연료전환성과계수(FSF: Fuel Switching Factor)를 곱하여 결정된다. 이는 분산전원의 우대와 최대부하 발생시점이 하계에서 연중으로 변화한 것을 반영하고 환경 기여도와 발전기여도를 고려하기 위함이다.

중공업 위주의 산업구조로 성장한 우리나라에서 안정적이고 저렴한 전력 공급은 매우 중요한 사안으로, 발전사업의 안정성과 수익성을 보장하여 지속적인 투자유입을

보장하기 위하여 용량요금이 역할을 해왔다고 할 수 있다. 이제 기후환경변화와 친환경이라는 새로운 가치를 위하여 재생에너지 투자를 지속적으로 증가시키기 위한 재생에너지 발전사업의 안정성과 수익성을 보장하기 위하여 용량요금제도도 도입을 검토할 필요가 있다.

아래는 계산식은 용량요금을 태양광발전에 적용한 태양광 용량가격(PV CP)을 계산한 공식이다. 일반적인 기준용량요금과 동일하게 초기투자 연금액과 O&M비용을 고정비로 하였고, 연간입찰가능시간은 태양광 발전시간을 채용하였다. 표 2는 할인율과 사업기간(내용연수) 별로 계산된 IRR이다. 투자비와 발전시간은 이전 장표의 결과치를 그대로 사용하였다. 재생에너지는 우선적으로 사용한다는 가정에서 일반 용량요금에서 고려하는 용량가격계수, 시간대별 용량계수 및 연료전환성과계수는 적용하지 않았다. 사업기간 20년과 할인율을 7%를 적용하면 태양광 발전의 용량요금은 135.6원/kWh로 계산된다.

### [태양광 용량가격(PV CP) 계산식]

$$PV CP = \frac{\text{초기투자 연금액} + \text{년 O\&M 비용}}{\text{연간입찰가능시간}}$$

2017년 SMT+REC 고정가격 입찰 평균가격인 182원/kWh 일 때 IRR이 6.5% 이므로, 표 3의 135.61원/kWh는 적정 수익성에 크게 부족한 가격이므로 REC로 보상에 줄 필요가 있다. REC 가격을 125원/kWh로 가정했을 때 REC 가중치를 조절하여 2017년 SMT+REC 의 평균 가격인 182원/kWh에 근사하도록 계산된 결과이다.

20년 사업기간일 경우 REC 가중치를 0.4 일때 PV CP 가격 + REC의 가격은 185.61원/kWh이고 IRR은 7%로 계

표 2. 할인율과 사업기간에 따른 태양광 용량요금

건설비 (₩/MWh)	할인율	내용연수	자본회수계수 (CRF)	건설 투자연금액 (₩/kW)	O&M (₩/kW)	발전시간 (hours)	PV CP (₩/kWh)
1,368,400	5.5%	20	0.084	114,507	41,598	1,259	123.97
1,368,400	5.5%	25	0.075	102,013	41,598	1,259	114.05
<b>1,368,400</b>	<b>7.0%</b>	<b>20</b>	<b>0.094</b>	<b>129,167</b>	<b>41,598</b>	<b>1,259</b>	<b>135.61</b>
1,368,400	7.0%	25	0.086	117,423	41,598	1,259	126.28

표 3. 2017년 SMP+REC 평균가격에 근사하게 조정된 REC 가중치

	PV CP	REC (₩/kWh)	Weight	Weighted REC	Price	IRR
20년	135,61	125	0,7	87,5	223,11	11,90%
			0,5	62,5	198,11	8,68%
			<b>0,4</b>	<b>50</b>	<b>185,61</b>	<b>7,00%</b>
			0,3	37,5	173,11	5,11%
25년	126,28	125	0,7	87,5	213,78	12,69%
			0,5	62,5	188,78	9,84%
			<b>0,4</b>	<b>50</b>	<b>176,28</b>	<b>8,33%</b>
			0,3	37,5	163,78	6,74%

산 되었고, 25년인 경우 IRR은 8,33%이다.

태양광 발전의 REC 가중치는 일반부지의 경우 100kW 미만은 1,2, 100kW~3MW는 1,0, 3MW 초과하는 경우는 0,7로 대형화 할수록 불리한 구조이다. 하지만, 대형 태양광 발전소의 건설 없이는 30GW의 태양광 발전소 설립이 목표인 재생에너지 3020 목표를 달성하기 어려워 보인다. 이를 보완하고 대형발전소 투자를 유인하기 위해 REC 가중치를 높인다면 REC가 과도하게 공급되어 REC 가격이 떨어지고 중소형 발전소의 수익성이 악화될 수도 있다.

따라서 중소형 시장과 대형시장을 균형 있게 발전시키기 위해서 태양광 발전시장을 중소형시장과 대형 발전시장으로 분리하여 독립적으로 운영할 필요가 있다. 그리고 중소형시장은 현재의 제도로 운영하되, 대형 태양광발전소 시장에 용량요금제를 도입하여 사전허가제로 운영한다면 태양광 발전사업의 안정성이 확보되어 건설에 필요한 자금조달이 용이할 것이다. 또한 부족한 수익성은 현재의 REC 가중치를 낮추어 적절한 수준의 수익성을 보장해 준다면 대형발전사업의 확대는 물론이며, 이로 인한 REC 과잉공급을 방지하여 중소형 발전시장의 혼란도 방지할 수 있을 것이다.

## 결론

정부의 새로운 '재생에너지 3020' 목표달성의 중요한 역할을 해야 하는 것이 태양광 발전이다. 이를 위해 소형발

전, 농촌지역 태양광 활성화, 대규모 프로젝트 추진 등을 위한 정책들이 추진되고 있다. 특히 대규모 프로젝트 추진을 위한 투자 조달을 위해서 RPS 의무비율을 상향 조정하는 것이 고려되고 있지만 이보다는 근본적인 가격결정 구조에 대한 고민이 필요하다.

과거 경제성장이라는 가치와 필요에 의하여 발전소 건설을 위한 투자 유인정책으로 용량요금제가 도입되었다. 이제는 기후환경변화와 친환경적이고 지속가능 경제로서의 가치와 필요에 의하여 재생에너지의 확대가 필요하고 이를 위한 투자유인정책으로 사업의 안정성과 수익성을 보장해 줄 수 있는 용량요금제를 대형 태양광 발전사업에 도입하는 것을 검토할 필요가 있다. 이는 현재 기존 석탄, 가스 발전의 가격의 영향에서 벗어나 태양광에너지가 독립적인 에너지원으로 위치를 차지하여 대형 태양광 발전소에 필요한 자금조달을 원활하게 하고, 대형화로 인한 규모의 경제로 발전단가를 낮추어 수익성을 높이고 다시 투자로 이어지는 선순환 구조를 만드는데 기여할 것으로 기대한다.

## 참고문헌

- [1] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, "Snapshot of Global Photovoltaic Markets," 2017.
- [2] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, "Renewables 2017 Analysis and forecasts to 2022," 2017.

- [3] ITRPV, "International Technology Roadmap for Photovoltaic", 2017.
- [4] 산업통상자원부 "재생에너지 3020 이행계획(안)", 2017.
- [5] 산업통상자원부. "제7차 전력수급기본계획", 2015.
- [6] 한국에너지공단, "SMP+REC 고정가격계약 경쟁입찰 설명회", 2017.
- [7] 에너지 경제연구원 "전력공기업 국내외 투자사업 적정성 검토 및 개선사항 발굴", 산업통상자원부 최종보고서, 2016.
- [8] 박기진 "용량요금 제대로 들여다 보자" 전기저널, 18(2016).
- [9] 에너지 경제연구원 "민간석탄발전기 전력시장 진입에 따른 합리적인 석탄발전기 정산방안 연구", 2012.
- [10] 김대욱, 조성봉, 김광인 "용량요금제도 개선 및 용량시장 도입에 관한 연구", 한국전력거래소 최종보고서, 2014.
- [11] 김형석, 김민철, 박기조 외, "신규 기준발전기의 기준용량 가격 산정기준 정립을 위한 연구", 한국전력거래소 최종보고서, 2017.
- [12] 전력거래소 "비용평가 세부 운영규정", 2017.

