



기본  
연구보고서  
17-27

# 태양광 원가분석을 통한 균등화 비용 국제 비교 분석

• 이철용



KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE





## 참여연구진

---

연구 책임자 : 연구위원 이철용

연구 참여자 : 연구위원 조상민

부연구위원 정성삼

부연구위원 안재균

부연구위원 이석호

부연구위원 김기환

전문연구원 임덕오

위촉연구원 최승재

외부 참여자 : 건설산업정보연구원 조동환

임성국



## 〈요 약〉

### 1. 연구의 필요성 및 목적

최근 세계적으로 태양광 거래가격이 최저가격의 신기록을 경신 중에 있다. 2014년 11월에 두바이에서 태양광 거래가격이 6.13센트(67.4원)/kWh에 낙찰되어 세계를 놀라게 한 이후, 지금까지의 태양광 발전 가격의 최고 기록은 2017년 11월에 멕시코 경매시장에서 낙찰된 1.77센트(19.5원)/kWh이다. 한편 우리나라와 일사량 여건이 유사한 독일은 2017년부터 신재생에너지 정책을 발전차액지원제도(Feed in Tariff, FIT)에서 경매(Auction) 방식으로 전환하였다. 2017년 10월에 낙찰된 태양광 거래 평균 가격은 50유로/MWh(65원/kWh) 수준이었다. 우리나라도 2017년 소규모 태양광에 한해 경매제도를 도입하였는데 평균 낙찰 가격은 182원/kWh 수준이었다. 즉 두 나라의 기후조건이 비슷함에도 불구하고 2배 이상의 태양광 발전가격 차이가 발생하고 있는 것이다.

이와 같은 배경 하에서 본 연구는 세계 태양광과 국내 태양광 거래에서 가격이 차이 나는 이유를 규명하고자 한다. 태양광발전 비용을 구성하는 모듈 가격, 주변기기(BOP), 금융, 이용률(capacity factor), 세금 등을 세밀하게 분석하여 어느 부분에서 차이가 발생하는지 분석할 필요가 있다. 즉 본 연구의 목적은 주요국들의 태양광 원가구조 및 제반사항을 비교 분석하여 균등화 비용이 차이 나는 원인을 분석하는 것이다. 비교 대상 국가는 독일과 중국을 선정하였다. 두 국가는 일사

량 조건이 유사하고, 우리나라보다 태양광 발전가격이 낮아 유의미한 시사점을 도출할 수 있기 때문이다. 또한 이러한 결과를 바탕으로 국내 태양광발전 비용 효율화를 위한 정책을 제안하고자 한다.

본 연구의 결과는 우리나라 태양광 산업의 건전한 발전 및 신재생 에너지 확대에 기여할 것으로 기대된다. 왜냐하면 태양광발전 비용 효율화를 통해 더 적은 비용을 가지고 태양광을 더 많이 보급할 수 있기 때문이다. 태양광의 높은 비용으로 전기요금이 상승한다면 태양광에 대한 수용성이 그만큼 떨어질 것이다. 본 연구는 태양광 발전 사업의 건전한 성장을 유도하여 시장 확대에 중요한 역할을 하고자 한다.

## 2. 내용 요약

본 연구에서는 태양광 발전단가의 국제 비교 분석을 위해 결정론적 균등화 비용(이하 LCOE)과 확률론적 LCOE 방법론을 활용하였다. LCOE는 특정 발전소에서 생산된 전력 단위(kWh)당 평균 실질발전비용(원)으로, 발전시설 총비용의 현재가치를 총발전량의 현재가치로 나누어 계산한다. 확률적 시뮬레이션은 불확실하거나 변동성을 띤 입력 변수를 적정한 확률분포를 통해 동시에 고려하여 결과를 도출한다.

태양광 LCOE는 규모별로 상이하기 때문에 공정한 비교 분석을 위해 표준설비 설정이 필요하다. 본 연구에서는 국가별 LCOE 분석을 위해 표준설비를 3kW(가정용), 100kW(사업용)로 설정하고 CAPEX를 산출하였다. 한국의 경우 가정용은 3kW가 가장 많으며, 사업용도 100kW 규모가 90% 이상을 차지하고 있기 때문이다.

3kW급 가정용의 경우 독일의 LCOE는 118.2원/kWh인 반면 한국은 134원/kWh 수준을 보이고 있다. kWh당 15.8원의 차이를 보이고

있는 것이다. 이용률에서는 한국의 여건이 독일보다 좋다. 한국은 독일보다 kWh당 31.1원의 유리한 여건을 가지고 있다. 하지만 한국의 태양광 CAPEX가 독일보다 높아 LCOE가 kWh당 16.9원이 높은 것으로 나타났다. 한편 중국의 LCOE는 98.3원/kWh인 반면 한국은 134원/kWh 수준을 보이고 있다. 한국의 CAPEX 비용이 중국보다 높아 LCOE가 kWh당 37.6원이 높은 것으로 나타났다. 한국이 O&M 비용과 이용률에서도 불리하여 kWh당 각각 5.8원, 9원이 높다.

100kW급 사업용의 경우 독일의 LCOE는 122원/kWh인 반면 한국은 147.1원/kWh 수준을 보이고 있다. 우선 이용률에서는 한국이 독일보다 kWh당 19.4원의 유리한 여건을 가지고 있다. 또한 한국의 법인세는 독일보다 약 8% 낮아 kWh당 18.8원이 유리하다. 하지만 한국의 태양광 CAPEX가 독일보다 높아 LCOE가 kWh당 26.2원이 높은 것으로 나타났다. O&M 비용과 인플레이션율에서도 불리하여 kWh당 각각 15.6원 0.9원이 높다. 할인율에서는 한국의 LCOE가 20.6원/kWh 상승하는 효과가 있는 것으로 나타났다. 결론적으로 한국과 독일·중국의 LCOE는 CAPEX에서 유의미한 차이를 보인다. 확률론적 시뮬레이션의 민감도 분석결과에서도 CAPEX가 LCOE에 가정용의 경우 75%, 사업용의 경우 57%의 기여도를 보인다.

따라서 본 연구에서는 CAPEX와 O&M 비용을 원가분석하여 구체적으로 어느 부분에서 차이가 발생하는지 규명하였다. CAPEX 중 직접비의 경우 가격 차이의 주요 원인은 중국의 경우 모듈, BOS, 설치공사비이고 독일의 경우 BOS 및 설치공사비이다. 간접비의 경우 인허가비용, 표준시설부담금(계통연계비용), 감리비, 설계비 등의 추가비용의 차이로 인하여 중국과 독일이 국내 대비 약 26~30% 수준으로

분석되었다. 설치공사비 부문에서 중국은 한국 대비 41.9%, 독일은 29.2% 수준이며, 이중 독일의 경우 100kW 설비 설치 시 소요되는 기간은 1주(Keiji Kimura and Romain Zissler, 2016), 한국의 경우 4주로 독일에 비해 약 4배가량 소요되는 것으로 조사되었다. 설치기간은 곧 설치공사비와 직접적인 연관성(인건비 상승의 주요 원인)이 있으므로 국내 설치기간의 최적화가 요구되는 바이다. O&M 비용의 경우 중국과 독일의 비용은 한국의 30.3%, 44.0% 수준인 것으로 나타났다. 구체적으로 중국과 독일의 토지임차료는 각각 한국의 7.8%, 14.6% 수준에 불과하다. 중국과 독일의 인버터 교체 비용은 한국의 61.6%~69.6% 수준이다. 안전관리비와 기타부품교체비는 중국의 경우 37.8%, 독일의 경우 60.9% 수준이다.

원가분석 결과 정책적으로 통제할 수 있는 부분은 인허가 비용, 표준시설부담금(계통연계비용), 안전관리비 3개로 파악된다. 우선 지자체 등에서 부과하는 인허가 비용이 타국대비 매우 높은 것으로 조사되었다. 중국은 특수한 경제체제를 가지고 있으므로 독일 수준으로 인허가 비용을 낮춘다고 했을 때, 약 800만 원을 절감할 수 있었다. 한전이 부과하는 표준시설부담금도 독일 수준으로 낮춘다고 가정했을 때 약 720만 원을 절감할 수 있다. 안전관리비도 낮출 수 있는 여지가 있으나 절감 가능 금액이 연간 35만 원 수준으로 크지는 않았다. 인허가 비용, 표준시설부담금, 안전관리비를 원하는 목표치만큼 하락시켰을 때 kWh당 12.2원을 하락시켜 LCOE를 134.9원으로 낮출 수 있다. 2030년 태양광 목표 발전량이 약 42,000GWh임을 고려해 볼 때, 이와 같이 태양광 LCOE를 하락시킬 경우 국민 부담을 연간 약 5,000억 원 줄일 수 있다.



또한 국내 태양광 보급 확대에 학습이 증가하여 LCOE가 하락할 수 있다. 한국이 독일 수준으로 학습이 확보되었다고 가정할 경우 태양광 LCOE를 97.2원/kWh까지 낮출 수 있다. 이 금액은 현재 독일 태양광 LCOE인 122원/kWh보다 낮은 수준이다. 이는 한국이 이용률과 법인세에서 독일보다 유리한 상황에 있기 때문이다. 향후 태양광 모듈이 2025년까지 0.22달러(242원)/W로 하락할 전망이므로, 이를 LCOE 계산에 반영하면 2025년 국내 태양광 LCOE는 77.9원/kWh까지 떨어지는 것이 가능해진다.

### 3. 정책 제언

본 연구의 결과를 통해 한국의 태양광 LCOE는 독일 및 중국보다 높은 수준이며, CAPEX 및 할인율에서 유의미한 차이를 보이는 것을 확인할 수 있었다. 확률 시뮬레이션 분석에서도 LCOE에 대해 CAPEX의 기여도가 가장 높아 CAPEX를 줄이기 위한 노력이 우선적으로 필요하다. 먼저 국산 모듈 및 인버터의 비용이 타국보다 높아 원가 절감을 위한 제조업의 노력이 요구된다. 한편 국내 설치공사비가 높은 이유는 인건비가 높고 공기가 길기 때문으로 판단된다. 인건비는 조정이 어려우므로 공기를 단축하는 노력이 필요할 것이다. 또한 민원 발생으로 공기가 길어지는 경우가 많으므로 주민 수용성을 높이기 위한 정책이 필요하다.

다음은 인허가 비용 문제이다. 주로 지자체에 납부하는 한국의 인허가 비용이 독일보다 10배, 중국보다 50배 높은 것으로 나타났다. 태양광 발전사업의 가장 큰 어려움으로 지자체에서 시행하는 '개발행위에 대한 인허가'가 지적되므로 인허가 비용을 낮추고 절차를 간소화하는

정책이 시급히 필요하다. 또한 국내 계통연계비용이 중국보다 4배 이상 높으므로 이러한 비용을 낮추는 노력도 필요하다. 국내 일반관리비도 타국대비 10배 이상 높으므로 국내 사업의 시스템화를 통한 비용 절감이 요구된다.

태양광 설비설치에 대한 부가가치 인하를 권고한다. 최근 중국 국가 에너지국(NEA)이 발표한 중국의 태양광 조세부담 경감 정책은 태양광 관련 물품의 부가가치세 50% 환급 및 경지점용세 인하 등의 내용을 담고 있다. 본 정책은 태양광 활성화를 위해 2020년까지 도입하여 운영할 예정이다. 또 다른 세금인 법인세 조정도 고려해볼 만 하다. 즉 법인세는 태양광 발전 수익에 대한 세금을 의미한다. 미국은 신재생에너지 ITC(투자세액공제)와 PTC(생산세액공제)를 통해 신재생에너지 보급을 확대하고 있으므로 이 내용을 참고할 필요가 있다.

한국의 경우 사업용 태양광 설치 시 민원비용으로 2천~3천만 원 정도의 비용이 발생하는 것으로 확인되고 있다. 해당비용은 전체 공사비에 배분하여 설치단가의 상승요인으로 작용한다. 따라서 주민 수용성 확보를 위한 정책이 필요하다. 다만 민원비용은 변동단가이므로 본문에서 나타난 한국 태양광 조사단가에는 반영되지 않았음을 밝혀둔다. 이외에도 태양광 보급 확대를 위해 학습을 축적시켜 직접비 및 간접비를 낮출 수 있을 것이다. 태양광 발전사업자들이 태양광을 지속적으로 설치하다 보면 경험 축적을 통해 불필요한 비용을 절감할 수 있을 것이다. 이러한 효과를 기대하기 위해서는 지속적인 태양광 확대가 요구된다.

정책적으로 할인율을 낮추기 위한 노력도 필요하다. 할인율은 타인 자본비용과 자기자본비용으로 구성되는데 이들을 전략적으로 낮출 수

있다. 예컨대 재생에너지 발전사업자 대출 금리 우대를 통해 타인자본 비용을 낮출 수 있을 것이다. 타인자본비용을 대표하는 요소는 대출 이자율 또는 회사채 발행 이자율이므로, 정책적으로 재생에너지 발전 사업자를 대상으로 한 대출 금리 우대는 타인자본비용을 감소시키는데 기여할 수 있다. 재생에너지 프로젝트 파이낸싱(PF) 활성화 및 지원도 필요한 부분이다. 정부가 재생에너지 산업생태계 조성을 위한 프로젝트 파이낸싱 활성화와 투자상품 개발에 적극적으로 지원함으로써 발전사업자의 자본조달비용을 감소시킬 수 있다.

본 연구의 목적은 태양광 설비 설치 시, 불필요한 비용을 제거하여 태양광발전 비용을 더욱 하락시키고, 태양광 보급을 더욱 확대하기 위함이다. 온실가스 및 미세먼지 감축, 원자력에 대한 잠재적 위험 회피로 신재생에너지 보급 확대는 불가피하다. 하지만 신재생에너지 보급 확대가 전력요금의 지나친 상승으로 소비자에게 부담이 된다면 신재생 확대에 제동이 걸릴 것이다. 따라서 본 연구결과를 적용하여 태양광발전 비용을 하락시키면 태양광 발전단가 또한 하락할 것이다. 그러면 발전 정산금이 줄어들며, 궁극적으로 전력요금에 대한 소비자 부담이 줄어들 것이다.



# ABSTRACT

## 1. Research Background and Purpose

The trading prices of solar-generated electricity have reached new records worldwide. In November 2014, photovoltaic power was sold at 6.13 cents (67.4 won)/kWh in Dubai, surprising the world. The price of solar photovoltaic power likewise reached a record high of 1.77 cents (19.5 won)/kWh in the Mexican auction market in November 2017. Also in 2017, Germany, which uses a similar amount of solar irradiation as Korea, shifted its renewable energy policy from a feed-in tariff (FIT) system to an auction system, and in October, photovoltaic power was sold at an average price of 50 Euros/MWh (65 won/kWh). The year 2017 also saw the introduction of an auction system in Korea limited to small-scale photovoltaic power generation in which the average selling price was 182 won/kWh. Despite similar climate conditions in Korea and Germany, the price of photovoltaic power in Korea has continued to be twice that of in Germany.

This study aims to identify the reason(s) behind the aforementioned differences in domestic and global photovoltaic power prices. A detailed analysis was conducted of the factors determining photovoltaic costs—i.e., differences in module prices,

balance of plants (BOP), finances, capacity factors, and taxes. In other words, the purpose of this study is to analyze the differences in levelized costs of electricity (LCOE) by comparing and analyzing the solar cost structures of major countries. Germany and China were selected as major countries of comparison for the purposes of this study. Both countries are similar to Korea in terms of their solar irradiance quantity but have lower photovoltaic power prices, allowing for meaningful implications to be drawn and applied to the Korean market. Based on the results of this study, we proposed policies for reducing the costs associated with photovoltaic power generation in Korea.

The results of this study are expected to increase the cost efficiency of photovoltaic power generation in Korea and allow the government to supply more photovoltaic power at reduced costs, thereby promoting the healthy development of the photovoltaic industry and the expansion of new and renewable energy in Korea. This study also aims to promote market acceptance of photovoltaic power, which is stymied when electricity bills rise due to the high costs associated with photovoltaic power. By proposing policies to decrease costs and induce a healthy growth of the photovoltaic power generation business, this study plays an important role in the expansion of the photovoltaic power market.

## 2. Summary

In this study, we used both deterministic LCOE and stochastic LCOE methodology to conduct an international comparative analysis of photovoltaic power generation prices. The LCOE is the average real electricity generation cost (Korean won) per power unit (kWh) produced by a particular power plant (or the present value of the total power generation divided by the present value of the total power generation cost of the facility). The probabilistic simulation derives results by simultaneously considering uncertain or volatile input variables through appropriate probability distributions.

Since the LCOE in photovoltaic power generation varies by facility scale, equipment standards must be set to ensure an unbiased comparative analysis. In this study, for the LCOE analysis by country, capital expenditures (CAPEX) were calculated under the assumption of standard facilities of 3 kW for households and 100 kW for businesses. In Korea, 3kW facilities are mostly used for homes, and 100kW facilities are mostly used for businesses; these types of facilities account for 90% or more of all photovoltaic power use nationwide.

For 3 kW facilities for household use, the LCOE of Germany was calculated at 118.2 won/kWh and the LCOE of Korea was calculated at 134 won/kWh for a difference of 15.8 won per kWh. In terms of the capacity factor, Korea showed an advantage of

31.1 won per kWh compared to that of Germany. However, Korea had a higher photovoltaic CAPEX than Germany, meaning that its LCOE was also 16.9 won higher per kWh. Meanwhile, China's LCOE was calculated at 98.3 won/kWh while Korea's LCOE was calculated at 134 won/kWh. Korea's CAPEX was also higher than that of China, meaning that Korea's LCOE was 37.6 won higher per kWh than that of China. In terms of the O&M cost and capacity factor, Korea showed a higher cost of 5.8 won and 9 won per kWh, respectively.

For 100 kW facilities for business use, the LCOE of Germany was calculated at 122 won/kWh, and the LCOE of Korea was calculated at 147.1 won/kWh. In terms of the capacity factor, Korea showed an advantage of 19.4 won per kWh compared to Germany. Given that Korea's corporate tax rate was about 8% lower than that of Germany, Korea showed a total calculated advantage of 18.8 won per kWh. However, since Korea's photovoltaic CAPEX was higher than Germany's, Korea's LCOE was 26.2 won higher per kWh than Germany's. In terms of the O&M cost and inflation, Korea was 15.6 won and 0.9 won higher per kWh, respectively, than Germany. Korea also had a disadvantageous discount rate, which resulted in a 20.6 won/kWh increase in its LCOE. In conclusion, the LCOEs of Korea, Germany, and China showed significant differences in CAPEX. A sensitivity analysis of the probabilistic simulation showed that the



CAPEX contributed to 75% of the LCOEs for home use and 57% of the LCOEs for business use.

This study identified reasons for differences in photovoltaic power generation prices between countries by conducting a cost analysis of CAPEX and O&M. In terms of direct costs (including CAPEX), price differences mainly stemmed from modules, BOS, and installation costs in the case of China and BOS and installation costs in the case of Germany. In terms of overhead costs, China and Germany showed costs that were 26-30% that of domestic costs. The larger overhead costs in Korea can be attributed to licensing fees, standard facility fees (grid connection costs), supervision costs, and design costs. In terms of installation costs, costs in China were 41.9% that of those in Korea and 29.2% that of those in Germany. In Germany, it takes about one week to install a 100kW facility (Keiji Kimura and Romain Zissler, 2016), which is about 4 times faster than the amount of time (4 weeks) it takes to install a facility of the same scale in Korea. Since the installation period is directly related to the installation cost (as the labor cost is greater for longer installation periods), it is necessary to optimize domestic installation periods to lower costs. In terms of O&M expenses, China's expenses were 30.3% that of Korea's, while expenses in Germany were 44.0% that of Korea's. More specifically, the land leasing costs of China and Germany were only 7.8% and 14.6% that of Korea,

respectively. The replacement costs of inverters in China and Germany were 61.6 to 69.6% that of those in Korea. Safety management costs and other part replacement costs in Korea were 37.8% and 60.9% that of those in China and Germany, respectively.

The results of the cost analysis conducted as part of this study identified three areas that can be effectively controlled through government policies—licensing fees, standard facility charges (grid connection costs), and safety management costs. First, licensing fees imposed in Korea by local governments (etc.) were found to be higher than those in other countries. Since China has a unique economic system, it is difficult to draw direct implications for Korea; however, Korea could save about 8 million won if it were to lower its licensing fee to the same level as seen in Germany. If the standard facility charge imposed by KEPCO were to be reduced to the same level as seen in Germany, Korea could save about 7,200,000 won. Although the cost of safety management could also be lowered, annual savings in this area would only amount to an estimated 350,000 won, which is a negligible amount. If licensing fees, standard facility fees, and safety management fees were to be lowered to the target values outlined above, Korea's LCOE could be decreased to 134.9 won, which is 12.2 won per kWh lower than the current LCOE. The Korean government's target for solar power generation is approximately

42,000 GWh by 2030. This places a financial burden on the public; however, this burden could be reduced by about 500 billion won annually if the LCOE for photovoltaic power generation could be decreased.

Furthermore, along with the expansion of the domestic solar power supply, Korea's LCOE could also decline with increased learning in related fields. Assuming that Korea reaches the same level of expertise as Germany, the LCOE of solar power in Korea could potentially be lowered to 97.2 won/kWh. This value is lower than the current German LCOE of solar power, which is 122 won/kWh, and is based on the fact that Korea has more favorable conditions than Germany in terms of capacity factor and corporate tax. If photovoltaic cell modules drop to USD 0.22 (242 won)/W by 2025 as expected, the LCOE of domestic solar power will subsequently fall to 77.9 W/kWh by 2025.

### 3. Policy implications

This study examined the fact that the LCOE of photovoltaic power generation in Korea is higher than that of either Germany or China and found significant differences in capital expenditures and discount rates between the three countries. Since CAPEX was the greatest determining factor of LCOE in the probabilistic simulation analysis presented, efforts are needed to reduce CAPEX. Furthermore, the costs of photovoltaic modules and inverters in

Korea are higher than those in other countries, which means that manufacturers must also make efforts to reduce costs. The main reason installation costs are so high in Korea is that there are longer construction periods, which results in increased labor costs. Since labor costs are difficult to control, efforts must be made to shorten construction periods. Also, in many cases, civil complaints lengthen the construction period; to address this problem, policies must be made to increase residents' acceptance of construction projects.

Licensing fees are another issue that must be addressed. The licensing expenses associated with obtaining permissions from local governments in Korea are 10 times higher than those in Germany and 50 times higher than those in China. Obtaining permission and/or authorization from local governments for development activities is the biggest obstacle to the advancement of the photovoltaic power generation business, and there is an urgent need to simplify licensing fee structures and procedures. In addition, as the cost of the domestic grid connection is four times or more that of China, efforts are also needed to lower connection costs. Likewise, general administrative expenses in Korea are 10 times higher than those in other countries, and these costs should be reduced through the systematization of domestic businesses.

Value added tax should also be reduced for photovoltaic installations. Recently, China's National Energy Administration

(NEA) announced that China's new tax policy to reduce the tax burden on photovoltaic power generation would include a 50% VAT refund on PV-related goods and a tax cut for photovoltaic land use. This policy will be introduced and in full operation by 2020 and purposes to diffuse photovoltaic power generation. It is also worthwhile for Korea to consider adjusting corporate taxes (i.e., the taxes levied on income gained from photovoltaic power generation). Korea should also reference the United States' efforts to expand its new and renewable energy supply through ITC (investment tax credits) and PTC (production tax credits) for new and renewable energy.

In Korea, costs incurred by civil complaints add an average of 20 million to 30 million won to the entire construction costs associated with the installation of photovoltaic facilities. Such costs are allocated to the entire construction costs, which will increase the unit cost of the installation of photovoltaic facilities. Therefore, policies are needed to increase public acceptance of such projects. It should be noted that costs associated with civil complaints are not reflected in the unit price of photovoltaic power generation as described in the text since these costs represent a variable unit price.

Additionally, it may be possible to reduce the direct and indirect costs of photovoltaic power generation by increasing the knowledge of relevant professionals in the solar power field. As photovoltaic

businesses continue to install solar power facilities, they can accumulate experience and expertise and avoid unnecessary costs. However, reaping the benefits of experience requires the continuous expansion of solar power.

There is also a need for policy efforts to lower the discount rate. The discount rate is comprised of the cost of debts and the cost of equity, which can be strategically lowered. For example, it is possible to lower the cost of debts through preferential loans for renewable energy generation businesses. Since loan interest rates and the issuance interest rates of corporate bonds are representative factors in the cost of debts, the interest rates of preferential loans for renewable energy generation companies can contribute to the reduction of the costs of debts. Governmental support for renewable energy project financing (PF) is also necessary. The government can reduce financing costs for power generation companies by actively supporting PF and developing investment products that help create an ecosystem that is conducive to the growth of the renewable energy industry.

The purpose of this study is to identify measures to expand the supply of solar power and reduce the costs of solar power generation by eliminating unnecessary costs. It is imperative to expand the supply of new and renewable energy in order to reduce greenhouse gases, fine dust, and potential risk aversion associated with nuclear power. However, if the expansion of

renewable energy becomes a burden to consumers due to excessive electricity tariffs, the expansion of new and renewable energy will be greatly hampered. The price of solar power generation can be reduced if policymakers consider the results of this study and apply the proposed implications. The proposed implications can be used to reduce capacity payments in power generation, ultimately reducing the burden of electricity rates on the average consumer.





# 제목 차례

제1장 서론 .....	1
제2장 기존 연구 고찰 .....	5
1. 국가별 태양광 발전설비 원가구조 비교 분석 연구 .....	5
2. LCOE 추정 연구 .....	11
제3장 국내외 태양광 동향 분석 .....	15
1. 세계 태양광 LCOE 현황 .....	15
2. 국내 태양광 LCOE 현황 .....	24
제4장 방법론 .....	27
1. 결정론적 LCOE .....	27
2. 확률론적 LCOE .....	28
3. 민감도 분석 .....	33
제5장 국내외 균등화 비용 비교 분석 .....	35
1. LCOE 분석을 위한 전제조건 .....	35
2. 결정론적 LCOE 분석 .....	42
3. 확률적 LCOE 분석 .....	46
4. 확률적 시뮬레이션 태양광 발전의 LCOE 분석 결과 .....	59

제6장 국내외 태양광 원가 비교 분석 .....	65
1. 국가별 CAPEX 비용 비교 .....	65
2. 국가별 O&M 비용 비교 .....	77
3. 국내 LCOE 저감 목표를 위한 정책적 제언 .....	83
제7장 결론 및 정책적 시사점 .....	89
참고 문헌 .....	93

## 표 차례

<표 2-1> 독일, 일본의 태양광 규모별 표준 설치기간 .....	6
<표 2-2> 태양광 원가분석 선행연구 .....	11
<표 2-3> 태양광 LCOE분석 선행연구 .....	14
<표 3-1> 국제 태양광 거래가격 .....	16
<표 3-2> 2017년 재생에너지원별 LCOE(가중평균치) .....	20
<표 3-3> 국내 태양광 발전 설비 현황(kW) .....	25
<표 3-4> 국내 발전량 추이(GWh) .....	25
<표 5-1> 국가별 태양광 CAPEX .....	36
<표 5-2> 국가별 태양광 연간 O&M 비용 .....	37
<표 5-3> 국가별 태양광 이용률 .....	38
<표 5-4> 국가별 할인율 .....	38
<표 5-5> 국가별 법인세율 .....	39
<표 5-6> 국가별 대출이자율 .....	40
<표 5-7> 국가별 인플레이션율 .....	40
<표 5-8> 국가별 태양광 내용연수 .....	41
<표 5-9> LCOE 제반조건 .....	41
<표 5-10> 태양광 LCOE 입력 변수 .....	48
<표 5-11> 확률분포 적용 경우 .....	49
<표 5-12> 확률분포 검정 결과 .....	51
<표 5-13> 사업용 태양광 LCOE 통계량 .....	60
<표 5-14> 자가용 태양광 LCOE 통계량 .....	61
<표 6-1> 태양광 3kW CAPEX 및 한국 대비 비율 .....	66

<표 6-2> 태양광 3kW 직접비 항목별 금액 및 한국 대비 비율 .....	67
<표 6-3> 태양광 3kW 간접비 항목별 금액 및 한국 대비 비율 .....	69
<표 6-4> 태양광 100kW CAPEX 및 한국 대비 비율 .....	71
<표 6-5> 태양광 100kW 직접비 항목별 금액 및 한국 대비 비율 ..	72
<표 6-6> 태양광 100kW 간접비 항목별 금액 및 한국 대비 비율 ..	75
<표 6-7> 국가별 태양광 연간 O&M 비용 .....	77
<표 6-8> 한국, 중국, 독일 태양광 100kW 연간 O&M 비용 세부내역 .....	79
<표 6-9> 국가별 태양광 3kW 인버터 연간 O&M 비용 .....	79
<표 6-10> 한국, 중국, 독일 태양광 100kW 연간 O&M 비용 세부내역 .....	80
<표 6-11> 한국, 중국, 독일 태양광 100kW 연간 O&M 비용 항목별 비율 .....	81
<표 6-12> 국가별 100kW 기준 연간 토지임차료 .....	81
<표 6-13> 독일 농지임차료 .....	82
<표 6-14> 태양광 100kW 연간 인버터 교체비용 산출표 .....	82
<표 6-15> 통계 가능한 태양광발전 비용 항목 및 절감 가능 금액 .....	84

## 그림 차례

[그림 2-1] 2014년 4분기 중국산 모듈의 국가별 가격 .....	7
[그림 2-2] 일본, 독일의 모듈 생산지별 수요 .....	8
[그림 2-3] 미국과 독일의 연성비용 차이 .....	9
[그림 3-1] 재생에너지원별 연평균증가율(1990~2015년) .....	15
[그림 3-2] 태양광발전 설치 가격(가중평균치) (\$/W) .....	17
[그림 3-3] 2010~2016년 태양광 경매가(평균치) 추이 .....	19
[그림 3-4] 주요국 태양광발전 LCOE 전망 .....	21
[그림 3-5] 2017년 상반기 유럽,중동,아프리카 태양광 LCOE .....	22
[그림 3-6] 2017년 상반기 미주지역 태양광 LCOE .....	23
[그림 3-7] 2017년 상반기 아태지역 태양광 LCOE .....	24
[그림 3-8] 국내 태양광 LCOE 추이(원/kWh) .....	26
[그림 4-1] 확정적 접근법과 몬테카를로 기법 비교 .....	29
[그림 4-2] 몬테카를로 분석 절차 .....	32
[그림 5-1] 태양광 3kW 국가별 CAPEX .....	36
[그림 5-2] 태양광 100kW 국가별 CAPEX .....	36
[그림 5-3] 한국과 독일의 태양광 LCOE 비교 (3kW) .....	43
[그림 5-4] 한국과 독일의 태양광 LCOE 비교 (100kW) .....	44
[그림 5-5] 한국과 중국의 태양광 LCOE 비교 (3kW) .....	45
[그림 5-6] 한국과 중국의 태양광 LCOE 비교 (100kW) .....	46
[그림 5-7] 이용률 확률분포(로지스틱 분포) .....	52
[그림 5-8] 할인율 확률분포(삼각형 분포) .....	54
[그림 5-9] 사업용 O&M 비용 확률분포(정규분포) .....	55

[그림 5-10] 자가용 O&M 비용 확률분포(정규분포) .....	55
[그림 5-11] 사업용 CAPEX 확률분포(정규분포) .....	56
[그림 5-12] 자가용 CAPEX 확률분포(정규분포) .....	57
[그림 5-13] 성능저하율 확률분포(삼각형 분포) .....	58
[그림 5-14] 법인세 확률분포(삼각형 분포) .....	59
[그림 5-15] 사업용 태양광 LCOE 확률분포 .....	60
[그림 5-16] 자가용 태양광 LCOE 확률분포 .....	61
[그림 5-17] 사업용 태양광 LCOE 민감도 .....	62
[그림 5-18] 자가용 태양광 LCOE 민감도 .....	63
[그림 6-1] 태양광 3kW CAPEX .....	66
[그림 6-2] 태양광 3kW 직접비 항목별 금액 .....	67
[그림 6-3] 태양광 3kW 직접비 항목별 비율 .....	68
[그림 6-4] 태양광 3kW 간접비 항목별 금액 .....	69
[그림 6-5] 태양광 3kW 간접비 항목별 비율 .....	70
[그림 6-6] 태양광 100kW 직접비 항목별 금액 .....	73
[그림 6-7] 태양광 100kW 직접비 항목별 비율 .....	73
[그림 6-8] 태양광 100kW 간접비 항목별 금액 .....	76
[그림 6-9] 태양광 100kW 간접비 항목별 비율 .....	77
[그림 6-10] 국가별 태양광 3kW 연간 O&M 비용 .....	78
[그림 6-11] 국가별 태양광 100kW 연간 O&M 비용 .....	78
[그림 6-12] 태양광 LCOE 절감 목표 제안 .....	85
[그림 6-13] 비용을 독일 수준으로 낮출 경우 국내 태양광 LCOE ..	87
[그림 7-1] 태양광발전 비용 하락의 기대효과 .....	91
[그림 7-2] 미국의 태양광 LCOE 및 보급 목표 .....	92

## 제1장 서론

최근 에너지경제연구원에서 수행한 연구에 따르면 국내외 균등화 비용(levelized cost of energy, 이하 LCOE)를 비교해 볼 때 신재생에너지와 원자력의 LCOE가 반대의 양상을 보이고 있다(이철용, 2017). 즉 국내 원자력, 세계 풍력, 세계 태양광이 비슷한 LCOE 수준을 보이고, 국내 태양광, 국내 풍력, 세계 원자력이 비슷한 LCOE 수준을 보이고 있다.

또한 최근 세계적으로 태양광 거래가격이 신기록을 경신 중에 있다. 2014년 11월에 두바이에서 태양광 거래가격이 6.13센트(67.4원)/kWh<sup>1)</sup>에 낙찰되어 세계를 놀라게 했다. 이듬해 2015년 7월에는 미국 텍사스 오스틴에서 4센트(44원)/kWh에 태양광 발전 가격이 체결되어 기존 기록을 갈아 치웠다. 같은 해에 세계적 투자가인 워렌 버핏이 투자한 태양광 발전소의 거래가격도 낮은 수준을 기록했다고 알려져 있으며, 사우디아라비아에서도 전력수급계약(Power Purchasing Agreements, PPA) 방식으로 5센트(55원)/kWh에 태양광 발전 가격이 체결되었다. 당시에 많은 사람이 4~5센트(44~55원)/kWh 수준을 태양광 거래 가격의 한계라고 생각했지만, 2016년에는 두바이에서 2.99센트(32.9원)/kWh, 아부다비에서는 2.42센트(26.6원)/kWh의 기록을 세웠다. 지금까지의 태양광 발전 가격의 최고 기록은 2017년 11월에 멕시코 경매시장에서 낙찰된 1.77센트(19.5원)/kWh이다. 이렇게 낮은 태양광 발전가격을 나타내는 국가는 태양광 발전에 적합한 기후조건을 가지

---

1) 환율 1,100원/달러 적용. 별도의 표시가 없으면 이후에도 같은 환율이 적용됨.

고 있는 것이 사실이지만, 그럼에도 불구하고 태양광 발전가격이 우리나라 원자력 발전단가(약 50원 내외/kWh)보다 낮다는 것은 시사하는 바가 크다.

한편 우리나라와 일사량 여건이 유사한 독일은 2017년부터 신재생 에너지 정책을 발전차액지원제도(Feed in Tariff, FIT)에서 경매(Auction) 방식으로 전환하였다. 2017년 10월에 낙찰된 태양광 거래 평균 가격은 50유로/MWh(65원/kWh)<sup>2)</sup> 수준이었다. 우리나라도 2017년 소규모 태양광에 한해 경매제도를 도입하였는데 평균 낙찰 가격은 182원/kWh 수준이었다. 즉 두 나라의 기후조건이 비슷함에도 불구하고 2배 이상의 태양광 발전가격 차이가 발생하고 있는 것이다.

이와 같은 배경 하에서 본 연구는 세계 태양광과 국내 태양광 거래에서 가격이 차이 나는 이유를 규명하고자 한다. 태양광발전 비용을 구성하는 모듈 가격, 주변기기(BOP), 금융, 이윤률, 세금 등을 세밀하게 분석하여 어느 부분에서 차이가 발생하는지 분석할 필요가 있다. 즉 본 연구의 목적은 주요국들의 태양광 원가구조 및 제반사항을 비교 분석하여 균등화 비용이 차이 나는 원인을 분석하는 것이다. 비교 대상 국가는 독일과 중국을 선정하였다. 두 국가는 일사량 조건이 유사하고, 우리나라보다 태양광 발전가격이 낮아 유의미한 시사점을 도출할 수 있기 때문이다. 또한 이러한 결과를 바탕으로 국내 태양광발전 비용 효율화를 위한 정책을 제안하고자 한다.

본 연구의 결과는 우리나라 태양광 산업의 건전한 발전 및 신재생 에너지 확대에 기여할 것으로 기대된다. 왜냐하면 태양광발전 비용 효율화를 통해 더 적은 비용을 가지고 태양광을 더 많이 보급할 수 있기

---

2) 환율 1,300원/유로 적용. 별도의 표시가 없으면 이후에도 같은 환율이 적용됨.



때문이다. 태양광의 높은 비용으로 전기요금이 상승한다면 태양광에 대한 수용성이 그만큼 떨어질 것이다. 본 연구는 태양광 발전 사업의 건전한 성장을 유도하여 시장 확대에 중요한 역할을 하고자 한다.

본 연구의 구성은 다음과 같다. 2장에서는 태양광 원가분석과 LCOE 분석과 관련된 국내외 선행 연구를 고찰한다. 3장에서는 국내외 태양광 LCOE 최근 동향을 살펴보고 4장에서는 본 연구에서 사용된 방법론을 소개한다. 5장에서는 한국, 독일, 중국의 균등화 비용 비교 분석을 실시한다. 6장에서는 동일 국가의 태양광 원가를 비교 분석하였다. 마지막으로 7장에서는 결론 및 정책적 시사점을 제안한다.



## 제2장 기존 연구 고찰

본 장에서는 국제 태양광 균등화 비용 비교 분석을 하기에 앞서 태양광발전 시스템 원가와 LCOE를 분석한 기존연구를 고찰한다. 먼저 국가별 태양광 발전설비 원가구조 비교 분석 연구에 관한 선행연구를 살펴보면, 두 번째로 LCOE 추정 연구를 다룬 선행연구를 살펴볼 것이다.

### 1. 국가별 태양광 발전설비 원가구조 비교 분석 연구

해외에서는 국가별 신재생에너지 발전설비 원가구조 분석을 통해 정책적 제언을 도출하는 연구가 활발히 진행되고 있는데, 특히 신재생에너지 선도국인 독일과 비교하는 연구가 많다. 2014년 일본의 태양광발전 시스템 가격(중간값)은 독일 대비 2배 이상 높았다. 이에 Kimura and Zissler(2016)는 일본과 독일의 태양광발전 원가구조에 대한 비교 분석을 실시하였다. 이 연구에 따르면 일본의 태양광발전 시스템 가격이 비싼 이유는 독일 대비 높은 설치비와 모듈가격 때문인 것으로 나타났다. 먼저 일본의 설치비가 높은 이유는 <표 2-1>에서 볼 수 있듯이 일본의 태양광 설치기간이 독일 대비 최소 2배에서 최대 7배까지 길기 때문이다. 연구에서는 독일의 기초공사기법과 숙련된 기술이 설치기간을 단축시키고 자연스레 설치비용 감축을 가져온다고 주장하며, 일본은 독일의 노하우와 설치기법을 터득해 설치비를 낮춰야 된다고 조언하였다.

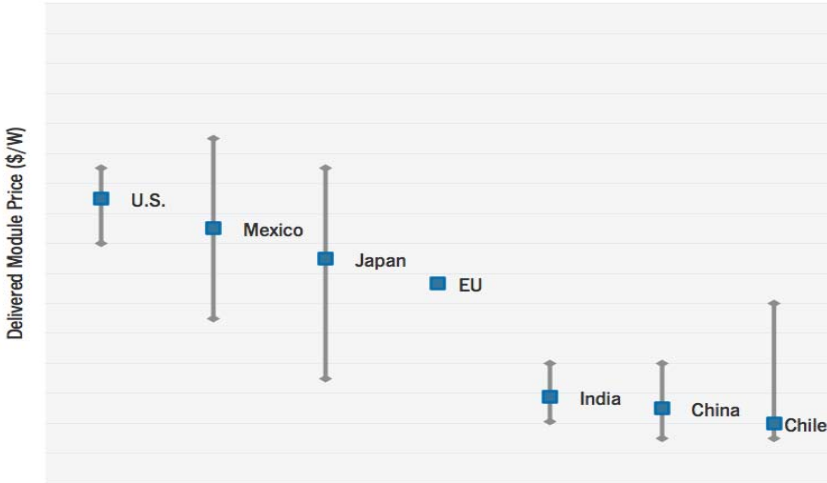
〈표 2-1〉 독일, 일본의 태양광 규모별 표준 설치기간

구분	독일	일본
10kW	1일	2~5일
50kW	2~3일	6~10일
500kW	1~2주	2~3달
1,000kW	2~3주	4~5달

자료: Kimura and Zissler(2016), p.15

두 번째로 Kimura and Zissler(2016)는 일본의 모듈가격에 대해 분석하였는데 일본의 모듈가격이 높은 이유를 2가지로 나눠 설명하였다. 첫째, 일본에서는 해외산 모듈이 비싼 가격에 거래되고 있다. 연구에 따르면 동일한 모듈일지라도 일본에서는 독일 대비 15%나 높은 가격에 판매되고 있다고 주장하였다. 또한, GTM(2015)의 연구결과를 인용하여 [그림 2-1]과 같이 동일한 중국 A사의 모듈이 중국, 칠레, 인도에서는 \$0.56~0.58(616~638원)/W에, 유럽에서는 \$0.65(715원)/W, 일본에서는 \$0.67(737원)/W에, 미국에서는 \$0.72(792원)/W에 거래되고 있는 것을 밝혔다. 미국에서는 중국산 모듈에 대한 반덤핑 관세와 상계관세를 징수하고 있어 비싸게 거래될 수밖에 없으나 일본은 해외 제품에 대해 관세를 부과하지 않는데도 여전히 높은 가격에 거래되고 있다고 지적하였다.

[그림 2-1] 2014년 4분기 중국산 모듈의 국가별 가격

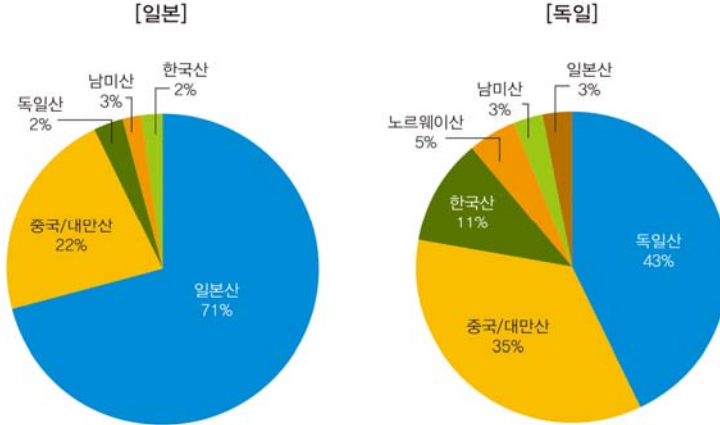


자료: GTM(2015)

일본의 높은 모듈 가격에 대한 두 번째 이유로 일본의 높은 자국 제품 선호를 들고 있다. 연구에서는 일본의 자국 모듈에 대한 높은 선호도가 일본 내 모듈가격을 지속적으로 상승시키는 요인으로 작용하고 있다고 역설하였다. 연구에 따르면 일본 내 모듈 비용(500kW 이하급 중간값)의 경우 중국과 독일산 제품은 ₩80(80,000원)/W<sup>3</sup>, 한국, 남미산은 ₩110~120(110,000~120,000원)/W 수준에 거래되고 있으나 일본산은 ₩145/W 수준으로 가장 높게 거래되고 있다. 하지만 일본산 모듈 가격이 독일산에 비해 45% 높게 판매됨에도 일본 내 자국 모듈에 대한 수요는 [그림 2-2]에서 볼 수 있듯이 71%를 차지하며 일본산 모듈 가격을 지속적으로 상승시키고 있다고 설명하였다. 반면, 독일에서는 해외산 모듈 수요가 57%로 절반 이상을 차지하여 국내 모듈과 해외 모듈 간의 가격 경쟁이 용이한 구조를 가지고 있다.

3) 환율 1,000원/엔 적용. 별도의 표시가 없으면 이후에도 같은 환율이 적용됨.

[그림 2-2] 일본, 독일의 모듈 생산지별 수요

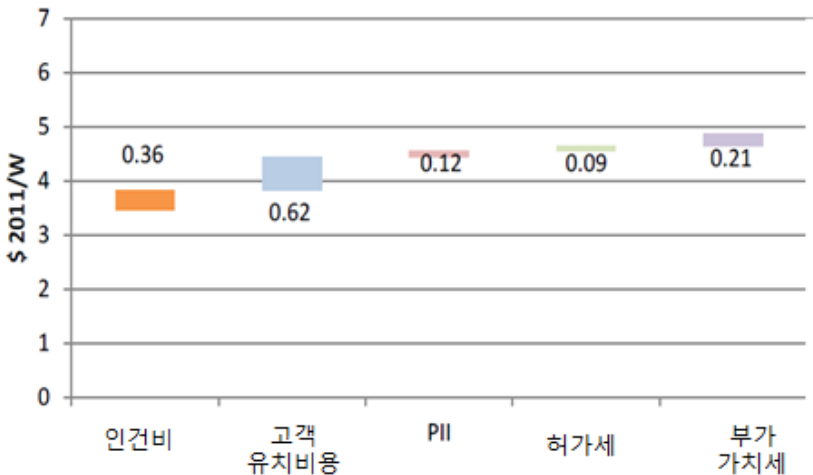


자료: Kimura and Zissler(2016), pp.11-12

일본의 높은 모듈비용에 대한 지적은 Friedman et al.(2016)에서도 나타난다. Friedman et al.(2016)은 일본과 미국의 주택용 PV와 소규모 상업용 PV(10kW 이하급)의 가격 비교 연구를 통해 일본의 높은 모듈비용의 원인 중 하나로 일본의 모듈 유통과정을 지적하였다. 연구에서 일본은 제조업체와 설치업체 가치사슬 사이에 대형 유통업체, 무역회사, 건설사 등이 위치하여 불필요한 비용, 마진 등이 발생하고 있다고 설명하였다. 반면, 일본의 교차판매(Cross selling) 전략은 고객유치비용을 크게 하락시켜 원가절감에 긍정적인 효과를 가지고 온다고 주장하였다. 교차판매란 제품을 구입한 고객에게 다른 제품을 추가로 구입하도록 유도하는 마케팅 전략으로 일본은 건축, 리모델링, 차량 등 여러 방면의 구매 고객을 대상으로 소규모 태양광발전 교차판매를 실시하고 있다.

한편, 미국과 독일의 태양광발전 비용을 비교 분석한 연구도 있다. 2012년 미국의 주택용 태양광발전 시스템 가격은 연성비용(soft cost)으로 인해 독일 대비 2배 이상 차이가 났다(미국 \$5.29(5,819원)/W, 독일 \$2.59(2,849원)/W). 연성비용이란 태양광발전시스템 설치 시 필요한 인건비, 고객유치비용, PII 비용<sup>4)</sup>, 수수료, 세금 등의 하드웨어와 설비비를 제외한 간접비용을 말한다. 연성비용은 시장여건, 학습효과 등으로 인해 큰 차이가 발생할 수 있으며 태양광발전 원가절감에도 크게 기여한다. 이에 Seel et al.(2014)는 미국의 태양광발전 비용절감을 위해 미국과 독일의 주거용 태양광발전 시스템의 연성비용에 대한 비교 분석을 실시하였다.

[그림 2-3] 미국과 독일의 연성비용 차이



자료: Freidman et al.(2014), p.223 재구성

4) PII 비용이란 Permitting(설치허가), Interconnection(연계), Inspection(검사) 시 필요한 부대비용을 말함.

연구 결과에 따르면 [그림 2-3]과 같이 미국과 독일은 연성비용 중에서도 고객 유치 비용과 인건비에서 많은 차이를 보여주고 있었다. 먼저 고객유치비용의 경우 독일은 발전설비 당 \$0.07(847원)/W의 비용이 드는 반면, 미국은 \$0.69(759원)/W로 10배 이상의 차이가 난다. 고객유치비용은 광고, 캠페인 등의 마케팅 비용과 고객방문 시 필요한 부대비용 등을 포괄한 비용으로 독일은 잠재고객에 대한 관리가 잘되어 있어 고객유치비용이 크지 않다. 실제로 독일 고객들은 설치업체에 쉽게 접근할 수 있으며, 설치업체와 제조업체 간의 파트너십이 잘 형성되어 있어 잠재고객이 실제고객이 되는 성공률이 매우 높다. 인건비의 경우 독일은 주택용 시스템을 한 개 구축하는 데 평균 39인시(man·hour)가 걸리는 반면 미국은 인당 평균 75인시(man·hour)가 걸린다. 연구에서는 설치기간이 길다보니 인건비가 자연스럽게 많이 늘어나게 되어 독일은 인건비로 \$0.23(253원)/W가 드는 반면 미국은 \$0.59(649원)/W가 소요된다고 설명하였다. 미국의 태양광발전 인건비에 대한 지적은 Morris et al.(2013) 연구에서도 찾아볼 수 있다. Morris et al.(2013)는 미국과 독일의 태양광발전 인건비 비교연구를 통해 인건비 절감은 미국이 태양광발전 단가를 절감할 수 있는 최상의 방안이라고 주장하였다. 연구에 따르면 미국은 현재 인건비에서 최대 64%까지 절감할 수 있으며 이는 태양광발전 설치비용을 10% 줄일 수 있다고 강조하였다.

Seel et al.(2014)은 마지막으로 미국의 복잡한 인허가 제도를 지적하였다. 미국은 PII 시간으로 5시간을 소비하는 반면 독일은 태양광발전 설치조건과 허가 체계를 간소화하여 연성비용 지출을 대폭 인하였다. 또한 독일의 경우 주택용 PV에 대해 소비세/부가가치세가 면제



되는 반면 미국은 평균 \$0.21(231원)/W의 소비세가 부과되고 있다. 연구에서는 인허가 비용은 태양광발전 시스템 단가를 높일 뿐만 아니라 태양광발전 활성화를 저해한다고 역설하였다.

〈표 2-2〉 태양광 원가분석 선행연구

연구	비교 국가	주요 결과 (원가 차이)
Kimura and Zissler(2016)	독일, 일본	설치비용(설치기간), 모듈 가격
Friedman et al. (2016)	일본, 미국	유통과정, 판매방법
Seel et al. (2014)	독일, 미국	연성비용(고객유차비용, 인건비, 인허가비)
Morris et al. (2013)	독일, 미국	인건비

## 2. LCOE 추정 연구

여기에서는 LCOE 추정과 관련된 기존연구를 살펴본다. Bhandari and Stadler(2009)은 독일 쾰른지역의 가정용 및 발전사업용 태양광발전 시스템의 평균 비용을 해당 지역의 전기가격과 비교하여 그리드패리티 도달시점을 추정하였다. 연구에 따르면 LCOE를 최종소비자가 지불하는 (높은) 전기료와 비교하면 그리드패리티 도달시점은 2013~2014년으로 추정되며, (낮은) 전력도매가격과 비교하면 그리드패리티 도달시점은 2023년으로 추정되었다. 연구에서는 추가로 발전

기 운영기간 변화에 따른 전력도매가격의 그리드패리티 도달시점도 추정하였다. 연구에 따르면 발전기의 평균 운영기간은 20~30년(최적 사용기간 25년)이지만 평균이용기간을 35~40년으로 설정하면 그리드 패리티 도달시점은 2017~2019년대로 점점 줄어들어 발전기 운영기간이 길수록 그리드패리티 도달시점이 점점 짧아진다고 주장하였다.

Branker et al.(2011)은 북미사례를 중심으로 LCOE를 추정하고, 주요 변수에 대한 민감도 분석을 실시하였다. 민감도 분석에서는 LCOE 변수 중 초기투자(설비)비용, 투자방법, 발전기 운영기간, 부채상환기간이 민감하게 반응하였다. Branker et al.(2011)은 대체로 LCOE 분석에서 투자위험이나 자금조달방법 차이는 크게 고려하지 않지만 LCOE는 감축이 중요한 만큼 투자방법 역시 변화를 유도할 수 있다고 주장하였다. 따라서, 태양광은 자금조달방법, 산업 및 기술 개선 등으로 전통에너지원보다 비용측면에서 효율적일 수 있으며 그리드패리티에 쉽게 도달할 수 있다고 역설하였다.

반면, Daring et al.(2011)은 LCOE의 최적의 변수를 몬테카를로 분석을 통해 도출하였다. LCOE 분석 시 투자비용(건설비용, 운전유지비용), 경제상황 등 여러 가지 전제조건이 필요하며 전제조건에 따라 LCOE는 크게 달라질 수 있다. 이에 Daring et al.(2011)은 일조량, 패널 효율성, 운영비용, 인플레이션을 등의 변수를 몬테카를로 시뮬레이션을 통해 최적의 분포가 나오는 상황을 도출하였다.

국내에서 신재생에너지 LCOE를 추정한 연구는 많지 않다. 정윤경(2013)은 국내 발전사업용 태양광 발전단가를 산정하고 이를 바탕으로 미래 태양광 발전단가를 전망하여 국내 그리드패리티 도달시점을 예측하였다. 연구 결과, 국내 태양광 LCOE는 2013년 kWh당 300원에

서 2020년에는 200원 이하로, 2030년까지 152원으로 하락하는 것으로 나타났다. 하지만 태양광 LCOE는 올해 이미 150원 수준을 달성하며 기존 전망보다 13년이나 앞당겨졌다.

선행연구 분석으로 태양광 LCOE 분석에 대한 방법론을 확보할 수 있었다. 원가분석 방법론은 Seel et al.(2014)을 기초하여 독일, 중국 등 주요국의 태양광발전 시스템 원가를 국가별로 분석하고자 한다. 선행연구 분석을 통해 해외에서는 국가별 태양광 원가구조 분석을 통해 정책적 제언을 하는 연구가 활발히 진행되고 있음을 알 수 있었다. 태양광발전 시스템 원가 하락은 LCOE 하락으로 이어지기 때문에 태양광발전 시스템 원가에 대한 분석은 태양광발전이 화석연료 대비 가격 경쟁력을 갖추기 위해 반드시 살펴봐야 하는 부분이다. 따라서, 본 연구는 주요국과 국내 태양광 발전설비의 비용 차이를 규명하고 LCOE 방법론을 이용하여 주요국 태양광 LCOE를 추정하고 국내 태양광 산업의 발전을 위한 시사점을 제시한다는 점에서 기존 LCOE 방법론 연구와 차별성을 가지며 국내에서는 처음으로 진행되는 연구라는 점에서 의미가 있다.

〈표 2-3〉 태양광 LCOE 분석 선행연구

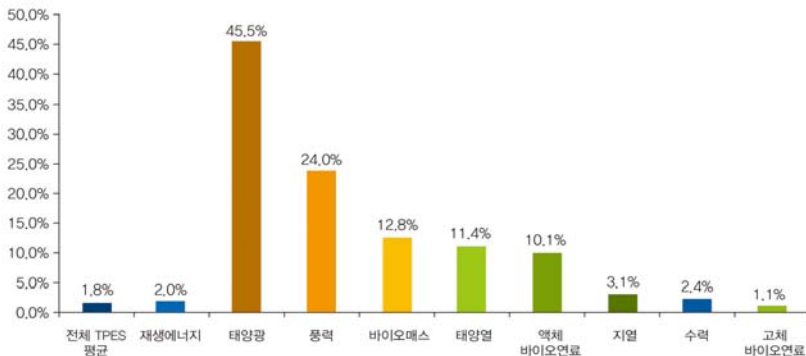
연구	연구방법	주요 결과
Bhandari and Stadler(2009)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 경험곡선을 활용한 태양광 설비가격 전망</li> <li>• B/C 분석을 통한 태양광 경제성 분석</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 태양광 모듈에 대한 학습률 추정 및 태양광 모듈가격, BOS 가격 전망</li> <li>• 모듈수명에 따른 손익 분기점 및 그리드패리티 시점 분석</li> </ul>
Branker et al. (2011)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• LCOE 방법론을 활용한 태양광 발전단가 분석</li> <li>• 북미지역 대상 사례분석</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• LCOE에 사용되는 주요 변수에 대한 검토</li> <li>• 할인율, 용자기간 등 주요 변수들의 변화에 따른 민감도 분석</li> </ul>
Daring et al. (2011)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 몬테카를로 분석을 활용한 태양광 발전단가 분석</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 몬테카를로 분석을 통한 LCOE 최적의 변수 도출</li> </ul>
정윤경(2013)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• LCOE 방법론</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 태양광 모듈가격 전망모형 개발 및 태양광 그리드패리티 분석</li> <li>• 국내 태양광 산업의 성장전략 분석</li> </ul>

## 제3장 국내외 태양광 동향 분석

### 1. 세계 태양광 LCOE 현황

세계적으로 기후변화에 대응하기 위한 수단으로 신재생에너지 보급이 확대되고 있다. 2015년 세계 에너지 총 공급량(이하 TPES)은 13,647백만 TOE이었으며, 그 중 재생에너지는 13.4%인 1,823백만 TOE를 차지하였다(IEA, 2017a). [그림3-1]과 같이 재생에너지의 연평균 공급 성장률은 2.0%로, 전체 TPES(화석연료 포함) 평균인 1.8%보다 높으며 특히 태양광(45.5%)이 가장 높은 증가율을 보여 주며 차세대 신재생에너지 산업의 성장동력으로 부상하고 있다

[그림 3-1] 재생에너지원별 연평균증가율(1990~2015년)



자료: IEA(2017a), p.3

태양광발전이 성장동력으로 부상할 수 있었던 이유 중 하나는 태양광발전 시스템 원가가 지속적으로 감소하면서 LCOE가 하락하고, 태양광발전이 화석연료에 맞서 가격 경쟁력을 갖춰가고 있기 때문이다. 실제로 <표3-1>과 같이 2014년 11월 두바이 DEWA는 6.13센트(67.4원)/kWh에 거래되었지만 2년 후인 2016년 9월 아부다비에서 2.42센트(27원)/kWh를 기록하며, 태양광 거래가격은 연일 최저가격을 경신하고 있다.

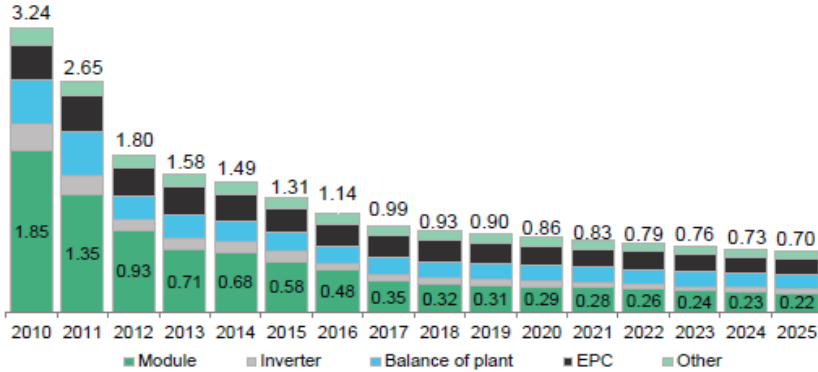
<표 3-1> 국제 태양광 거래가격

시기	2014.11	2015.07	2015.08	2016.05	2016.09
지역	두바이 DEWA	미국 텍사스	사우디	두바이 DEWA	아부다비
거래가격 (센트/kWh)	6.13	4 이하	5 이하	2.99	2.42

자료:Apricum(<https://www.apricum-group.com/dubais-dewa-procures-worlds-cheapest-solar-energy-ever-riyadh-start-photocopiers/>),CleanTechnica(<https://cleantechnica.com/2015/07/02/worlds-cheapest-solar-power-lands-in-austin-texas-under-4%C2%A2kwh-sort-of/>)(<https://cleantechnica.com/2015/08/12/another-low-solar-price-record-saudi-electric-company-lands-solar-ppa-5%C2%A2kwh/>),Bloomberg(<https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-05-03/solar-developers-undercut-coal-with-another-record-set-in-dubai>),Reuters(<https://www.reuters.com/article/us-abu-dhabi-solar-financing/abu-dhabi-closes-872-million-financing-for-worlds-largest-solar-plant-idUSKBN18K1LG>) 등 신문기사에서 발췌, 검색일자 : 2017년 5월 12일

[그림3-2]에서 볼 수 있듯이 2016년 태양광발전 시스템 가격은 \$1.14(1,254원)/W를 달성하며 2010년 대비 \$2.10(2,310원)/W나 감소하였다. 그리고 태양광발전 시스템 가격은 2020년에는 \$0.86(946원)/W, 2025년에는 \$0.70(770원)/W를 기록할 것으로 전망되어 앞으로도 지속적으로 감소할 것으로 보인다(BNEF, 2017e).

[그림 3-2] 태양광발전 설치 가격(가중평균치) (\$/W)



주: 'other'는 개발세(developer fees), 토지인수세, 재정비용, 예비비(contingency), 그 외 부수적 비용을 포함.

자료: BNEF(2017c)

태양광발전 시스템 가격 하락의 주요 원인은 모듈 가격의 하락으로 인한 원가 절감이다. [그림3-2]와 같이 태양광 모듈의 단가는 2010년 이래로 연평균 약 12~13% 하락하고 있다. 현 가격 추세대로 태양광 모듈 가격이 하락한다고 가정하면 2030년 태양광 발전단가는 \$50~80(55,000~88,000원)/MWh까지 하락할 전망이다(강정화, 2014). 모듈 가격이 하락하는 원인은 크게 세 가지로 살펴볼 수 있다.

첫째, 폴리실리콘의 공급과잉으로 인한 폴리실리콘 가격 하락으로 모듈원가가 절감되고 있다. 모듈생산의 기술개발로 인해 모듈생산에 필요한 폴리실리콘 양이 줄고 있다. 2016년 기준, 실리콘 모듈을 생산하기 위해 필요한 폴리실리콘양은 평균 4.9g/W이나, 2002년에는 제조 기술 발전으로 22% 감소한 3.8g/W만으로도 생산이 가능할 것으로 예상된다(BNEF, 2017c). 따라서, 향후 태양광 수요가 증가해도 폴리실

리콘 수요량은 크게 변동이 없을 것으로 보인다. 하지만 현재 세계 폴리실리콘 생산용량의 15~22%가 공급 과잉 상태이다(BNEF, 2017d). 또한 이러한 공급상황에도 불구하고 중국에서는 신규로 폴리실리콘 시장에 진입하고자 하는 업체들이 여전히 존재하고 있어 폴리실리콘 공급과잉현상은 앞으로 심화될 것으로 보인다.

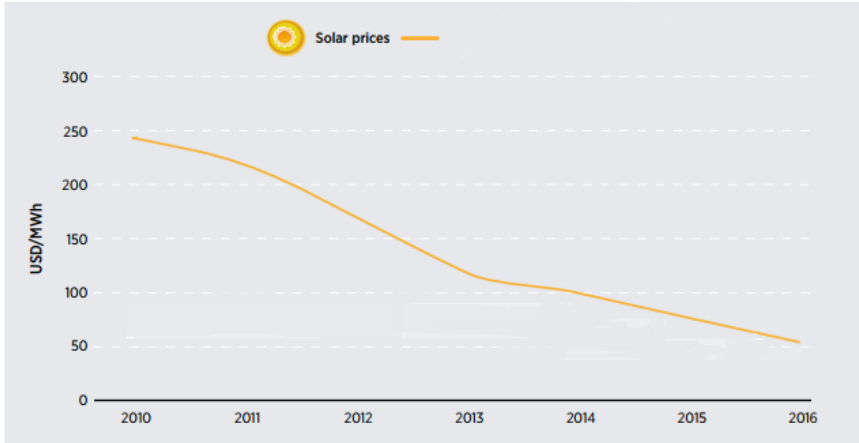
둘째, 기술 발전에 의해 태양광 모듈의 효율성과 생산능력이 향상되고 있다. 2009년부터 2015년까지 태양광 모듈의 전환 효율은 평균 18%에서 22%로 4%p 상승하였으며, 모듈 생산용량은 모듈 기술 발전에 힘입어 평균 40% 증가하였다(허서지, 2016). 상황이 이렇다보니 설비 증설 경쟁과 가격 절감을 시도하는 기업들이 늘고 있고, 물량을 확보하기 위한 선도 업체들의 경쟁이 치열해지고 있어 대형 거래에서 제시되는 모듈가격이 연일 하락하고 있다.

셋째, 과거 선진국 중심으로 신재생에너지 시장이 발전한 데 반해 최근에는 모로코, 페루 등 개발도상국에서도 대규모 신재생에너지 프로젝트가 추진되고 있다. 그리고, 이들 국가는 프로젝트의 경제성을 확보하기 위해 더욱 공격적인 원가 하락을 실시하고 있다.

마지막으로 태양광 발전량에 대한 경매가이 가격하락에 기여하고 있다. 경매제도는 입찰가 경쟁을 촉발시켜 가격하락 효과를 가지고 온다. [그림3-3]과 같이 실제로 2010년 세계 태양광시장 평균 경매가는 \$250(275,000원)/MWh였지만 2016년 \$50(55,000원)/MWh를 기록하며 6년 새에 \$200(220,000원)/MWh나 감소하였다(IRENA, 2017). 경매 물량과 경매제도 도입국이 빠르게 증가하는 추세라 태양광 경매가는 계속 하락할 전망이다. 이는 태양광 가격 하락에도 긍정적으로 작용할 것으로 보인다.



[그림 3-3] 2010~2016년 태양광 경매가(평균치) 추이



자료: IRENA(2017), p.3

앞에서 살펴본 바와 같이 태양광발전 시스템 단가가 하락하다보니 발전 단가도 자연스럽게 하락하고 있다. BNEF(Bloomberg New Energy Finance)에 따르면 2017년 상반기 기준 발전원별 LCOE(가중평균치)<sup>5)</sup>는 <표 3-2>와 같이 태양광이 MWh 당 \$86(94,600원), 육상풍력이 \$67(73,700원), 해상풍력이 \$124(136,400원), 석탄이 \$64(70,400원), 원자력이 \$155(170,500원) 수준이다. 2030~2040년이 되면 재생에너지의 LCOE가 다른 발전원보다 낮아질 것으로 전망되며, 특히 [그림 3-4]에서 볼 수 있듯이 태양광 LCOE는 2040년에는 현재 대비 절반(66%) 이상 감소할 것으로 예상된다(BNEF, 2017f).

5) 발전단지별 발전량으로 가중치한 LCOE

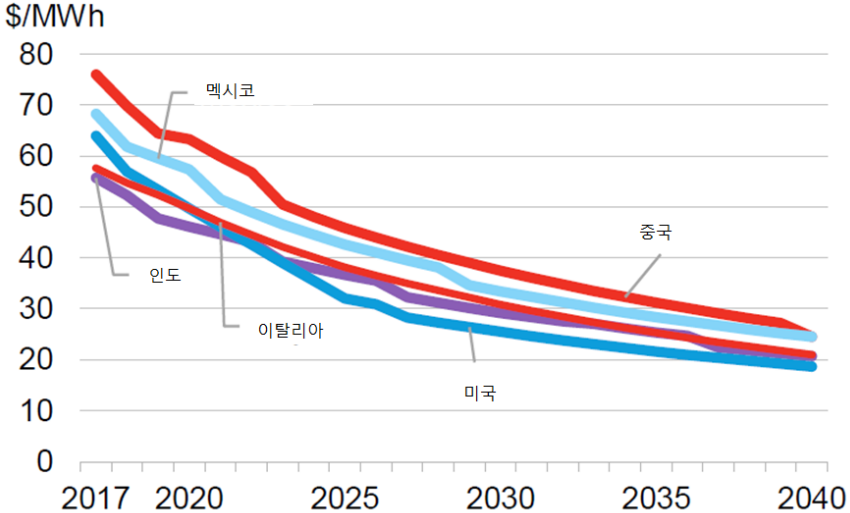
〈표 3-2〉 2017년 재생에너지원별 LCOE(가중평균치)

에너지원	LCOE, 가중평균치(\$/MWh)	
	석탄 (coal)	미주지역
아태지역		50
유럽,중동,아프리카		73
복합화력발전 (combined cycle gas)	미주지역	52
	아태지역	102
	유럽,중동,아프리카	76
열병합발전 (CHP)	미주지역	102
	아태지역	
	유럽,중동,아프리카	64
원자력 (Nuclear)	미주지역	174
	아태지역	
	유럽,중동,아프리카	161
대수력 (Large hydro)	76	
소수력 (Small hydro)	80	
바이오매스 - 혐기성소화 (Biomass - anaerobic digestion)	146	
풍력 - 육상 (Wind - onshore)	67	
태양광 - 추적시스템 (PV - no tracking)	86	
태양광 - 비추적 (PV - tracking)	56	
도시생활폐기물 (Municipal solid waste)	102	
바이오매스 -가스화 (Biomass - gasification)	128	
지열 - 증기 (Geothermal - flash)	58	
매립가스 (Landfill gas)	57	
풍력 - 해상 (Wind - offshore)	124	
지열 -바이너리 (Geothermal - binary)	96	
태양열 - 홈통형 (Solar thermal - trough)	255	
태양광 -박막 (PV - thin film)	99	
바이오매스 - 소각 (Biomass - incineration)	130	
태양열 - 타워형 (Solar thermal - tower)	258	
태양열 - 프레넬형 (Solar thermal - LFR)	347	
조력 (Marine - tidal)	442	
파력 (Marine - wave)	499	

주: 화석연료 및 원자력 LCOE는 지역별로 상당한 연료비 가격 차이를 가지고 있고, 연료비가 LCOE에 미치는 영향이 크기 때문에 지역별로 분류함.

자료: BNEF(2017a)

[그림 3-4] 주요국 태양광발전 LCOE 전망

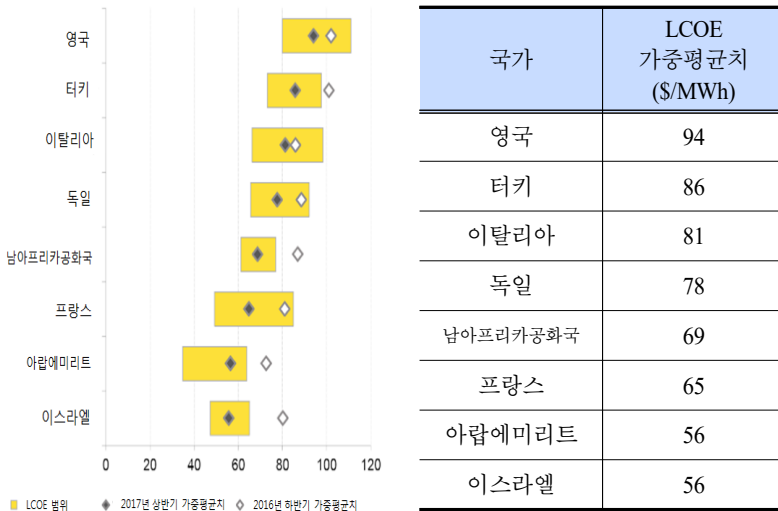


자료: BNEF(2017f)

[그림 3-5]의 BNEF에서 2017년 발표한 국가별 태양광 LCOE를 살펴보면, 유럽, 중동, 아프리카의 2017년 상반기 태양광 LCOE(가중평균치)는 \$56~94(61,600~103,400원)/MWh 수준으로 2016년 하반기 대비 15%(\$73~102(80,300~112,200원)/MWh) 하락하였다. 특히 아랍에미리트의 태양광 LCOE가 \$35(38,500원)/MWh로 전 세계에서 가장 낮은 LCOE를 기록하였다. 유럽의 태양광 LCOE 하락의 주요 원인은 유지보수비, 패널 청소비 등의 운영비가 \$10,000~15,000(1,100~1,650만 원)/MW 수준으로 전반기(\$15,000~35,000(1,650~3,850만 원)/MW) 대비 대폭 축소되었기 때문이다. 유럽, 중동, 아프리카 국가 중 이스라엘, 남아프리카공화국, 아랍에미리트, 터키 등은 입찰경쟁으로 인해 LCOE가 전반기 대비 20% 정도 감소하였으며, 아부다비, 독일, 프랑

스, 그리스 등은 2016년 하반기부터 2017년 상반기에 태양광 경매를 진행 및 준비 중이라 경매제도로 인한 태양광 가격 하락은 지속될 것으로 보인다.

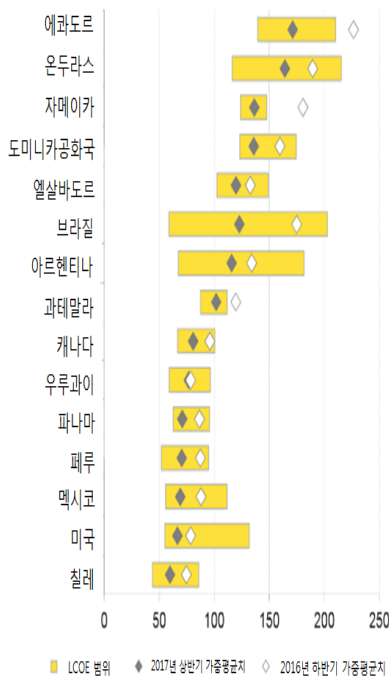
[그림 3-5] 2017년 상반기 유럽,중동,아프리카 태양광 LCOE



자료: BNEF(2017b)

미주지역의 2017년 상반기 태양광 LCOE(가중평균치)는 지속되는 패널과 인버터 가격의 하락으로 [그림 3-6]과 같이 \$60~171(66,000~188,100원)/MWh 수준을 기록하였다. 미주지역 중 칠레의 LCOE가 전반기 대비 20%(\$75(825,000원)/MWh) 감소한 \$60(66,000원)/MWh로 가장 낮았으며 미국의 LCOE는 전반기 대비 24% 감소한 \$54(594,000원)/MWh를 기록하였다.

[그림 3-6] 2017년 상반기 미주지역 태양광 LCOE



국가	LCOE 가중평균치 (\$/MWh)
에콰도르	171
온두라스	164
자메이카	136
도미니카공화국	136
브라질	120
아르헨티나	116
과테말라	102
캐나다	81
우루과이	77
파나마	71
페루	70
멕시코	69
미국	67
칠레	60

자료: BNEF(2017b)

아태지역의 2017년 상반기 태양광 LCOE(가중평균치)는 [그림 3-7]과 같이 \$68~161(74,800~177,100원)/MWh 수준으로 전반기(\$81~188(89,100~206,800원)/MWh) 대비 소폭 하락하였다. 특히 인도의 LCOE는 \$68(74,800원)/MWh를 기록하며 전반기 대비 16% 감소하였으며 아시아 지역에서 가장 낮은 태양광 가격을 보유하고 있다. 그 다음으로 호주가 \$71(78,100원)/MWh를 기록하였다. 반면 일본의 LCOE는 \$161(177,100원)/MWh로 전 세계에서 상당히 높은 수준이다. 말레이시아는 사상 첫 태양광 경매를 2016년 12월에 마쳤다. 아직

입찰가격은 발표되지 않았지만 \$90~100(990,000~110,000원)/MWh 선으로 예상되며 경매를 시작한 만큼 향후 태양광 가격이 하락할 가능성이 큰 것으로 보인다.

[그림 3-7] 2017년 상반기 아태지역 태양광 LCOE



국가	LCOE 가중평균치 (\$/MWh)
일본	161
베트남	152
인도네시아	155
말레이시아	108
필리핀	109
태국	107
중국	76
호주	71
인도	68

자료: BNEF(2017b)

## 2. 국내 태양광 LCOE 현황

2016년 기준 국내 신재생에너지생산량은 15,670천 TOE이며 그 중 태양광이 1,097천 TOE(14.3%)를 차지하고 있다. 기타 재생에너지원 대비 태양광시장 규모가 커지고 있기는 하나 <표 3-3>과 <표 3-4>와 같이 2015년 기준 태양광발전용량은 국내 전체 발전용량의 3.6%, 전체 발전량의 0.71%에 불과하다. 다만, 국내 태양광발전은 발전용량

기준으로 2015년에 전년 대비 45.7%가 확대되었으며 발전량 측면에서는 55.7%가 늘어나 비약한 성장률을 보여주고 있어 향후 주요 에너지원으로 입지를 굳힐 것으로 예상된다(한국에너지공단, 2016).

〈표 3-3〉 국내 태양광 발전 설비 현황(kW)

구분		2010	2011	2012	2013	2014	2015
태양광	사업용	92,350	42,983	232,978	467,422	857,353	1,040,107
	자가용	34,295	35,835	62,180	63,298	68,910	93,793
	<b>신규</b>	<b>126,645</b>	<b>78,818</b>	<b>295,158</b>	<b>530,720</b>	<b>926,263</b>	<b>1,133,900</b>
	사업용	533,492	576,475	809,453	1,276,875	2,134,228	3,174,335
	자가용	116,847	152,682	214,862	278,160	347,070	440,863
	<b>누적</b>	<b>650,339</b>	<b>729,157</b>	<b>1,024,315</b>	<b>1,555,035</b>	<b>2,481,298</b>	<b>3,615,198</b>
<b>총 발전설비</b>	<b>79,983,793</b>	<b>83,263,146</b>	<b>85,849,093</b>	<b>91,077,485</b>	<b>96,925,225</b>	<b>101,590,229</b>	

자료: KESIS(<http://www.kses.net/>), 최종방문일 2017. 9. 19.

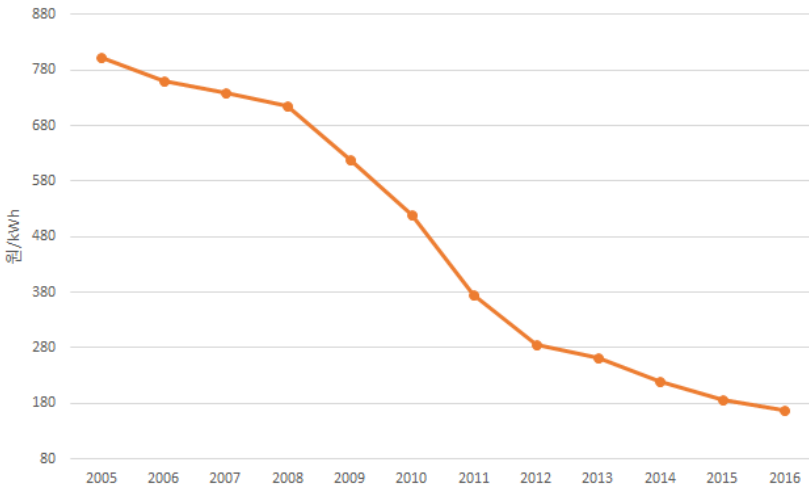
〈표3-4〉 국내 발전량 추이(GWh)

구분	2010	2011	2012	2013	2014	2015
총 발전량	474,660	501,527	532,191	543,098	546,249	560,974
신재생	5,889	17,346	19,498	21,438	26,882	37,079
태양광	773	917	1,103	1,605	2,556	3,979

자료: KESIS(<http://www.kses.net/>), 최종방문일 2017. 9. 19.

국내 태양광 LCOE는 [그림3-8]에서 볼 수 있듯이 빠른 속도로 하락하고 있다. 태양광 LCOE는 2005년 kWh당 802.4원이었지만 2016년에는 167.1원을 기록하며, 연평균 약 12.3% 하락하였다(이철용, 2015). 앞서 살펴본 해외 태양광 LCOE와 비교하면 한국의 LCOE는 \$150(165,000원)/MWh 수준으로, 프랑스 \$65(71,500원)/MWh, 미국 \$67(73,700원)/MWh, 인도 \$68(74,800원)/MWh, 중국 \$76(83,600원)/MWh, 이탈리아 \$81(89,100원)/MWh, 영국 \$94(103,400원)/MWh 보다 다소 높은 수준임을 알 수 있다. 따라서, 본 연구를 통해 국내외 태양광 LCOE의 차이 원인을 규명하고, 국내 태양광 발전을 위한 정확한 원가분석과 정책적 제언을 하고자 한다.

[그림 3-8] 국내 태양광 LCOE 추이(원/kWh)



자료: 이철용(2015) 재구성



## 제4장 방법론

### 1. 결정론적 LCOE

LCOE는 특정 발전소에서 생산된 전력 단위(kWh)당 평균 실질발전 비용(원)으로, 발전시설 총비용의 현재가치를 총발전량의 현재가치로 나누어 계산한다. LCOE는 경제적 수명기간 동안 발전량과 초기 건설 자본, 운영 및 유지에 이르는 전 과정에서 소요되는 비용을 평가한 것이다.

에너지 발전에 소요되는 총비용은 초기투자비(capital expenditures, 이하 CAPEX)와 매년 발전소 운영상 소요되는 유지관리비용(operation and management, 이하 O&M 비용)으로 구분된다. 구체적으로 초기투자비용은 직접비와 간접비로 구분할 수 있다. 직접비는 기자재비, 토목비, 기전설비비 및 발전소 부속건물비 등으로 구성된다. 간접비는 설계비, 인허가 및 공사감리비 등으로 구성된다. O&M 비용은 연간 발전소 운영을 위해 투입되는 운영유지비용과 보험료와 같은 금융비용으로 구성된다.

LCOE는 건설비용, 운전유지비용, 수명기간, 발전기술, 에너지효율, 성능저하율, 인플레이션율, 이자율, 법인세 등에 영향을 받으며 산출 방식은 다음과 같이 정의할 수 있다.

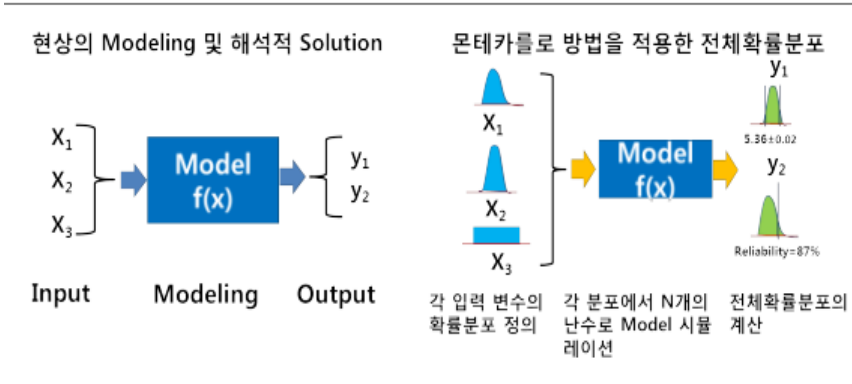
$$LCOE_t = \frac{CAPEX_t + \sum_{n=1}^T \frac{OM_n + FC_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^T \frac{(1-d)^n \times CF \times 365(days) \times 24(hours) \times Capacity}{(1+r)^n}} \quad (4-1)$$

위 식에서 CAPEX는 기자재비, 구조물공사비, 계통연계비, 인허가//설계/감리/검사비, 간접비 등을 포함한 초기투자(설비)비용,  $OM_n$ 과  $FC_n$ 는 각각 n기의 O&M 비용과 금융 비용,  $r$ 은 할인율(가중평균자본비용으로 대체),  $CF$ 는 이용률,  $Capacity$ 는 발전소 설비용량,  $T$ 는 발전기 운영기간이다. LCOE는 발전설비의 수명기간 동안에 투입된 비용을 할인율  $r$ 로 매년 동일한 일정금액으로 회수하는 것으로 해석될 수도 있다.

## 2. 확률론적 LCOE

경제성 분석 방법은 입력 변수와 출력 변수의 관계를 기준으로 확정적 모델(Deterministic model)과 확률적 모델(Stochastic model)로 구분할 수 있다. [그림 4-1]은 상기 두 방법의 특성을 비교하여 나타낸다.

[그림 4-1] 확정적 접근법과 몬테카를로 기법 비교



자료: KB금융지주 경영연구소(2017), p.2

전자인 확정 모델의 특징은 입력과 출력 변수들의 관계가 확실하여 분석적 해(Analytical solution)를 찾는 것이 가능하다는 데 있다. 반면에, 확정 모델의 단점은 다음과 같다. 첫째, 장기간의 변수를 고정값으로 처리함으로써 장래 발생할 수 있는 대안들을 고려치 못한다. 둘째, 변수의 향후 발생할 시나리오 수를 조합할 경우 경우의 수가 대폭 증가하여 민감도 분석(Sensitivity analysis)의 적용이 어려워진다. 셋째, 변수 간의 상관관계를 반영할 수 없다.

이와는 달리 후자인 확률모델은 달리 특정 해를 구할 수 없으므로 난수를 발생하는 시뮬레이션 기법으로 입력 변수의 확률적(Probabilistic) 특성을 반영하여 결과의 신뢰구간을 도출한다. 확률적 시뮬레이션 기법의 장점은 다음과 같다. 첫째, 수리적으로 비교적 어려운 문제에 대해서 효과적으로 해를 추정할 수 있다. 둘째, 불확실성을 지닌 변수에 대해 확률분포와 변수간의 상관관계를 설정할 수 있다. 반면에 단점으로는 확률적 시뮬레이션에 의한 추정치가 반복적인

표본 추출을 통한 근사값이므로 통계학적인 해석이 요구된다는 점을 들 수 있다(김기호·김영일, 2007)..

몬테카를로 시뮬레이션은 상기 기술한 확률적 시뮬레이션 기법 중 보편적으로 사용되고 있는 방법이다. 동 방법은 입력변수를 확률변수로 가정하고 적합한 확률분포를 선택하여 해당 분포를 따르는 난수를 발생하여 결과를 추정하는 기법이다.

몬테카를로 시뮬레이션의 유용성을 설명하기 위해서 확률변수  $X$ 는 확률밀도함수  $f_x(x)$ 를 지니며, 임의의 함수  $g(x)$ 를 가정한다. 이때의  $g(x)$ 의 기댓값(expected value)은 아래와 같다<sup>6)</sup>.

$$E(g(X)) = \int_{x \in X} g(x)f_x(x)dx \quad (4-2)$$

상기  $g(x)$ 의 기댓값을 추정하기 위해서 확률변수  $X$ 의 분포로부터  $n$ 개의 표본( $x_1, \dots, x_n$ )을 추출하여  $g(x)$ 의 평균을 아래와 같이 계산한다.

$$\tilde{g}_n(X) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n g(x_i) \quad (4-3)$$

이는  $E(g(X))$ 의 몬테카를로 추정량(Monte Carlo estimator)으로 대수의 법칙(the law of large numbers)을 기반으로 한다. 아래의 같이 대수의 약법칙(the weak law of large numbers)으로 표현하면, 표본의 개수( $n$ )가 무한대가 될 때 표본에 의한  $g(x)$ 의 평균은  $E(g(X))$ 에 수렴하는 것을 알 수 있다.

---

6) 몬테카를로 추정의 확률적 특성 설명은 Anderson, E. C.(1999)를 참조하였다.

$$\lim_{n \rightarrow \infty} P(|\tilde{g}_n(X) - E(g(X))| \geq \epsilon) = 0 \quad (4-4)$$

이에 따라,  $\tilde{g}_n(X)$ 는 아래의 항등식을 만족하며  $E(g(X))$ 의 불편추정량(unbiased estimator)이 된다.

$$E(\tilde{g}_n(X)) = E\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n g(\chi_i)\right) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n E(g(\chi_i)) = E(g(X)) \quad (4-5)$$

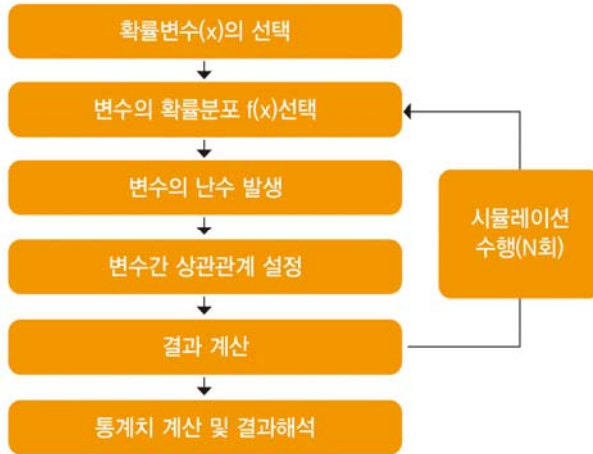
만약에  $g(x)$ 가 복잡한 형태의 함수로 주어진다면 적분 연산이 어려워 해를 쉽게 구할 수 없게 된다. 대신에, 몬테카를로 시뮬레이션을 적용하면 복잡한 연산과정 없이 함수의 기댓값을 추정할 수 있게 된다.

몬테카를로 시뮬레이션은 추출된 표본의 값과 크기가 결과에 절대적인 영향을 주므로 주어진 확률분포를 따르는 난수(Random number)를 생성하는 방법이 매우 중요하다.<sup>7)</sup> [그림 4-2]는 몬테카를로 시뮬레이션의 분석 절차를 나타낸다.

---

7) 난수란 규칙성이 배제된 숫자이나 컴퓨터에서 생성한 난수는 규칙성이 완전히 배제된 것이 아니기 때문에 엄격한 의미에서 난수는 아니다. 때문에 알고리즘에 의한 난수생성기에 의한 난수는 준-난수(Pseudo random number)라 불린다. 난수 생성 알고리즘에 관한 자세한 내용은 Jäckel, P.(2002)를 참조

[그림 4-2] 몬테카를로 분석 절차



자료: 이용택, 남두희(2005, p.9)를 토대로 재구성

본 연구의 목적인 태양광 발전의 LCOE 분석의 경우, 경제성을 결정하는 주요 변수인 발전량과 비용은 각각 일사량과 기술진보 또는 시장상황에 따라 변동이 매우 크거나 불확실한 특징을 지니고 있다. 이와 같이 변동성과 불확실성을 지닌 변수를 지닌 태양광 발전의 경제성 분석에서 확정적인 기법을 사용하였을 경우 앞서 기술하였듯이, 미래의 불확실한 요소들을 단순화하여 변수가 지니는 특성들을 반영하지 못하게 된다. 그러나 확률적 시뮬레이션은 불확실하거나 변동성을 띤 입력 변수를 적절한 확률분포를 통해 동시에 고려하여 결과를 도출하므로 보다 적절한 수단으로 볼 수 있다.

### 3. 민감도 분석

태양광 LCOE 분산 기여도 민감도는 확률 변수들이 LCOE에 미치는 영향의 방향과 크기의 순위 비교를 분석할 수 있도록 한다. 분산 기여도의 계산과정은 다음과 같다.

1단계로, 시뮬레이션에 의해 도출된 입력변수의 표본과 결과를 순위 순으로 나열하여 입력변수 표본과 결과 간의 순위 상관계수를 도출한다.

2단계로, 입력변수( $i$ )의 분산기여도( $v_i$ )는 아래의 식(4-6)과 같이  $N$ 개의 순위 상관계수를 각각 제공하여 합한 값 대비 순위 상관계수를 제공한 값( $r_i^2$ )의 차지 비중을 나타낸다.

$$v_i = \frac{r_i^2}{\sum_i^N (r_i^2)} \quad (4-6)$$

여기서, 분자에 있는 순위 상관계수( $r_i$ )는 음(-)과 양(+ )을 나타내는 원래의 부호를 그대로 사용한다. 순위 상관계수가 음(-)일 경우 입력변수 값이 증가할수록 결과 값은 감소하는 반면에, 양(+ )일 때에는 결과 값이 증가하는 특성을 파악할 수 있기 때문이다.





## 제5장 국내외 균등화 비용 비교 분석

### 1. LCOE 분석을 위한 전제조건

태양광 LCOE는 규모별로 상이하기 때문에 공정한 비교 분석을 위해 표준설비 설정이 필요하다. 본 연구에서는 한국의 경우 가정용은 3kW가 가장 많으며, 사업용도 100kW 규모가 90% 이상을 차지하고 있기 때문에 국가별 LCOE 분석을 위해 표준설비를 3kW(가정용), 100kW(사업용)로 설정하고 CAPEX를 산출하였다.

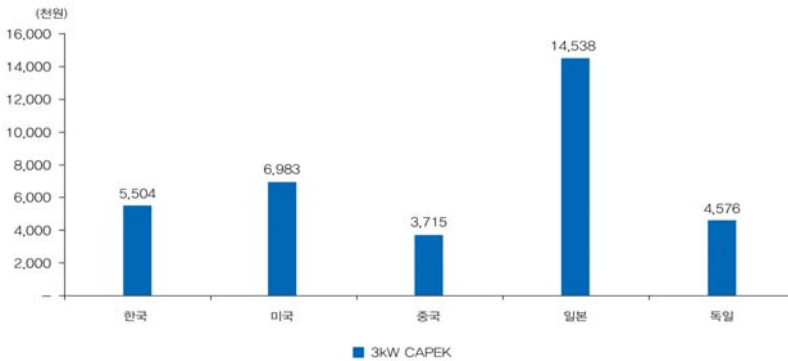
표준설비로 설정된 3kW(가정용), 100kW(사업용)의 CAPEX는 다음의 <표5-1>과 같다. CAPEX 차이는 국가별 직접비, 간접비, 부가세의 차이로 인해 발생하는 결과로 3kW, 100kW 동일하게 한국 대비 미국, 일본은 높은 반면 중국과 독일은 낮게 분석되었다. 일본의 경우 다른 국가와 다르게 CAPEX가 상당히 높게 나타나는데, 이는 높은 태양광 FIT 단가에 따른 설치단가의 경쟁력 둔화 및 자국 제품 구입에 대한 선호 때문인 것으로 조사되었다. LCOE는 CAPEX의 영향력이 크므로 한국 대비 CAPEX가 낮은 중국과 독일을 대상으로 차이점을 분석하여 유의미한 결과를 도출하도록 한다. 즉 미국과 일본에서는 본 연구의 목적을 달성하기 위한 시사점 도출이 어렵기 때문에 분석 대상에서 제외하기로 한다.

〈표 5-1〉 국가별 태양광 CAPEX

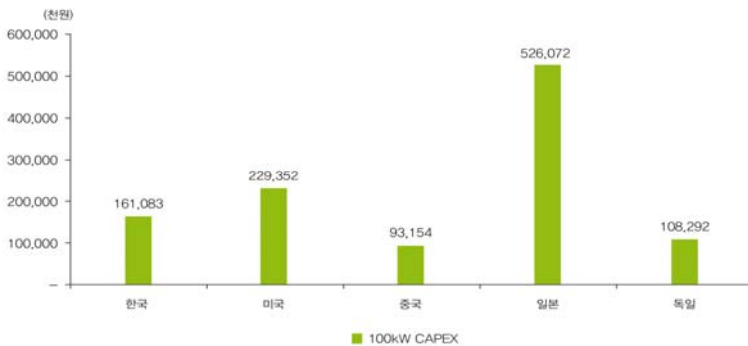
구분	한국	미국	중국	일본	독일
3kW (kW당)	5,503,674 (1,834,558)	6,983,150 (2,327,717)	3,715,166 (1,238,389)	14,538,304 (4,846,101)	4,576,104 (1,525,368)
100kW (kW당)	161,038,270 (1,610,833)	229,351,904 (2,293,519)	93,153,531 (931,535)	526,072,048 (5,260,720)	108,292,400 (1,082,924)
대상선정	○		○		○

자료: 한국, 미국, 중국, 일본(태양광 발전사업자 인터뷰를 통한 직접 조사), 독일(BNEF, 2017g)

[그림 5-1] 태양광 3kW 국가별 CAPEX



[그림 5-2] 태양광 100kW 국가별 CAPEX



국가별(한국, 독일, 중국) LCOE 산정을 위한 전제조건으로 추가적으로 O&M 비용, 이용률, 할인율, 법인세, 부채율, 대출이자율, 인플레이션율, 내용연수, 성능저하율 등의 정보가 필요하다. 각 항목별 조사 내용은 다음과 같다.

### 가. O&M 비용

조사된 국가별 및 규모별 O&M 비용은 <표 5-2>와 같다. 3kW의 경우 한국이 연간 35,000원으로 가장 높고, 중국이 13,284원으로 가장 낮다. 독일은 14,100원으로 중국과 유사한 수준이다. 100kW의 경우 한국이 3,736,510원으로 역시 가장 높고, 중국과 독일은 각각 1,133,875원과 1,643,205원이다. 구체적인 O&M 비용 내역은 다음 장에서 논의하기로 한다.

<표 5-2> 국가별 태양광 연간 O&M 비용

구분	한국	중국	독일
3kW(원)	35,000	13,284	14,100
100kW(원)	3,736,510	1,133,875	1,643,205

자료: 한국, 미국, 중국, 일본(태양광 발전사업자 인터뷰를 통한 직접 조사), 독일(BNEF, 2017g)

### 나. 이용률

국가별 태양광 이용률은 한국의 경우 2015년 신재생에너지 보급통계의 태양광 설비 이용률(14.93%)을 적용하였고, 중국과 독일의 경우 Projected costs of generating electricity 2015를 기준으로 중국 16%, 독일 11%를 적용하였다. <표5-3>에서 나타난 바와 같이 독일은 한국

및 중국 대비 이용률이 낮으나 태양광 발전의 보급 및 확대에 선도적인 역할을 한 것으로 볼 때 독일의 신재생에너지에 대한 의지가 매우 강한 것을 확인할 수 있다.

〈표 5-3〉 국가별 태양광 이용률

국가	이용률	출처
한국	14.93%	한국에너지공단 (2016) P.126 부록 4.신·재생에너지 통계 환산기준 태양광 설비이용률
중국	16.00%	Projected costs of generating electricity 2015, NEA P.42 Table 3.5:Solar generating technologies
독일	11.00%	

#### 다. 할인율

할인율(Discount rate)의 경우 장기간 사업의 경제성에 대한 타당성 분석을 할 때 중요한 요인이다. 태양광 내용연수가 20년인 것을 고려하면 국가별 할인율의 차이는 중요한 요인으로 작용할 것이다. 각 국가별 할인율은 선행 연구된 자료를 기준으로 적용하였으며 한국의 할인율은 5.5%, 중국은 8%, 독일은 3%로 한국 대비 중국은 2.5%p 높고, 독일은 2.5%p 낮은 것으로 조사되었다.

〈표 5-4〉 국가별 할인율

국가	할인율	출처
한국	5.5%	최지은, 박동규(2015) 장재홍(2016)
중국	8.0%	
독일	3.0%	

#### 라. 법인세율

법인세율(Corporate tax rate)은 삼정 KPMG의 2017년 고시 기준을 적용하였으며 독일 29.79%, 중국 25%, 한국 22% 순으로 한국 대비 중국, 독일이 3%p, 7.79%p 높은 것으로 조사되었다.

〈표 5-5〉 국가별 법인세율

국가	법인세율	출처
한국	22.00%	삼정 KPMG 2017년 법인세율
중국	25.00%	
독일	29.79%	

#### 마. 부채율

부채율은 태양광 발전사업을 하려는 사업자의 다양성으로 인해 70%로 가정하였다.

#### 바. 대출이자율

대출이자율은 TRADING ECONOMICS의 2017년 1월~6월까지의 평균 이자율(조사 시점 고시기준)을 산출하여 적용하였으며, 독일 2.5%, 중국 4.35%, 한국 3.46% 순으로 한국 대비 중국은 0.89%p 높고, 독일은 0.96%p 낮은 것으로 조사되었다. 3개국 중 독일의 이자율이 가장 낮아 자금운용에서 가장 유리한 국가로 조사되었다.

〈표 5-6〉 국가별 대출이자율

기간	한국	중국	독일
2017-01-17	3.51%	4.35%	2.42%
2017-02-17	3.45%	4.35%	2.55%
2017-03-17	3.48%	4.35%	2.51%
2017-04-17	3.42%	4.35%	2.44%
2017-05-17	3.45%	4.35%	2.54%
2017-06-17	3.44%	4.35%	2.51%
평균	3.46%	4.35%	2.50%

자료: TRADING ECONOMICS 웹사이트, 최종확인일: 2017년 9월 5일

#### 사. 인플레이션율

인플레이션율은 IMF에서 고시한 2016년 자료를 적용하였으며 중국 2%, 한국 0.97%, 독일 0.38% 순으로 한국 대비 중국은 1.03%p 높고, 독일은 0.59%p 낮은 것으로 조사되었다.

〈표 5-7〉 국가별 인플레이션율

국가	인플레이션	출처
한국	0.97%	IMF World Economic Outlook Databases, 2016년 기준 인플레이션율 적용
중국	2.00%	
독일	0.38%	

#### 아. 내용연수

국가별 내용연수는 선행연구 자료의 내용연수를 준용하여 20년으로 적용하였다.

〈표 5-8〉 국가별 태양광 내용연수

국가	내용연수	출처
한국	20년	박희준 (2016)
일본	20년	
독일	20년	여국현 (2014)

자. 성능저하율

성능저하율(System degradation)은 일반적인 모듈의 품질(성능) 보증 기준에 따라 연간 0.7% 성능저하율을 적용하였다.

차. 집계표

앞서 조사된 내용을 집계한 내용은 <표 5-9>와 같다.

〈표 5-9〉 LCOE 제반조건

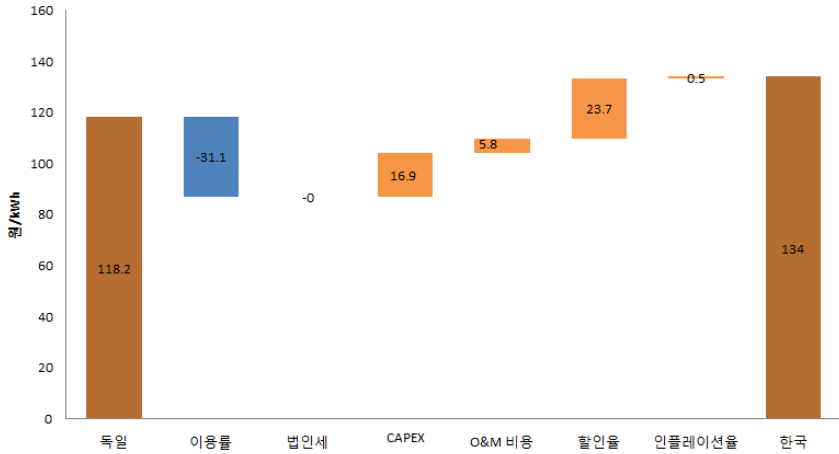
항목	한국	중국	독일	
CAPEX (원)	3kW	5,503,674	2,857,820	3,050,736
	100kW	161,083,270	93,153,531	108,292,400
연간 O&M 비용 (원)	3kW	35,000	13,248	14,100
	100kW	3,736,510	1,133,875	1,643,205
이용률(%)	14.93	16.00	11.00	
할인율(%)	5.50	8.00	3.00	
법인세(%)	22.00	25.00	29.79	
부채율(%)	70	70	70	
대출이자율(%)	3.46	4.35	2.50	
인플레이션율(%)	0.97	2.00	0.38	
내용연수(년)	20	20	20	
성능저하율(%)	0.70	0.70	0.70	

## 2. 결정론적 LCOE 분석

<표 5-9>의 국가별 태양광 LCOE 전제조건을 기반으로 계산한 결과는 [그림 5-3]~[그림 5-6]에 걸쳐서 나타나 있다. [그림 5-3]은 한국과 독일의 3kW급 가정용 태양광의 LCOE를 보여준다. 독일의 LCOE는 118.2원/kWh인 반면 한국은 134원/kWh 수준을 보이고 있다. kWh당 15.8원의 차이를 보이고 있는 것이다. 이러한 차이가 어디서 발생하는지 요소별로 분리하여 고찰할 필요가 있다. 우선 이용률에서는 한국의 여건이 독일보다 좋다. 한국은 독일보다 kWh당 31.1원의 유리한 여건을 가지고 있다. 가정용 태양광의 경우 법인세가 없어 독일과 한국의 비용 차이가 없다. 하지만 한국의 태양광 CAPEX가 독일보다 높아 LCOE가 kWh당 16.9원이 높은 것으로 나타났다. 한국은 O&M 비용과 인플레이션율에서도 불리하여 kWh당 각각 5.8원, 0.5원이 높다. 또한 할인율에서도 한국이 5.5%, 독일이 3%로 한국이 2.5% 높은 효과로 인해 LCOE도 23.7원/kWh 상승하는 효과가 있는 것으로 나타났다.



[그림 5-3] 한국과 독일의 태양광 LCOE 비교 (3kW)



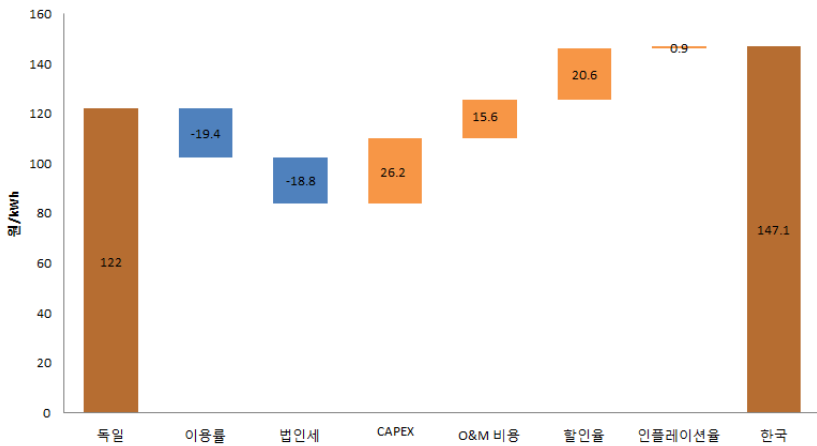
[그림 5-4]에서 나타난 바와 같이 100kW 규모의 태양광 설비에 대해서 독일의 LCOE는 122원/kWh인 반면 한국은 147.1원/kWh 수준을 보이고 있다. kWh당 약 25.1원의 차이를 보이고 있다. 우선 이용률에서는 한국이 독일보다 kWh당 19.4원의 유리한 여건을 가지고 있다. 3kW의 경우에서 발생한 kWh당 31.1원보다 적은 것을 확인할 수 있다. 이는 이용률이 높아 발전량이 많아지면 LCOE가 낮아지는 효과와 법인세 발생으로 LCOE가 높아지는 효과가 있기 때문으로 해석된다.

한국의 법인세는 독일보다 약 8% 낮아 kWh당 18.8원이 유리하다. 하지만 한국의 태양광 CAPEX가 독일보다 높아 LCOE가 kWh당 26.2원이 높은 것으로 나타났다. O&M 비용과 인플레이션율에서도 불리하여 kWh당 각각 15.6원, 0.9원이 높다. 할인율에서는 한국의 LCOE가 20.6원/kWh 상승하는 효과가 있는 것으로 나타났다.

결론적으로 한국과 독일의 LCOE는 CAPEX와 할인율에서 유의미

한 차이를 보인다. CAPEX는 모듈, 인버터, 접속반, 전기배선, 설치공사비 등의 하드 비용과 인허가비용, 보험료, 감리비, 설계비 등 연성 비용 등으로 구성되므로 이들을 면밀하게 고찰해서 한국과 독일의 차이를 규명해 볼 필요가 있다. 할인율도 타인자본비용과 자기자본비용으로 구성되므로 어떤 부분에서 개선을 해 나가야 되는지 고찰해 볼 필요가 있다. 이는 다음 장에서 자세히 살펴본다.

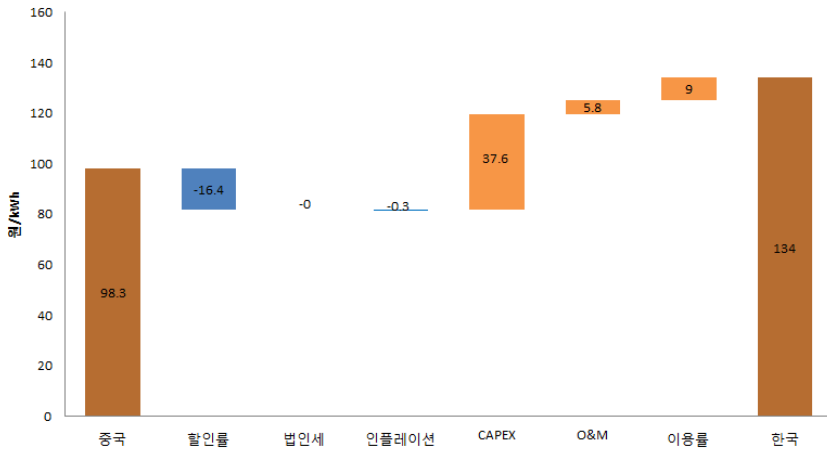
[그림 5-4] 한국과 독일의 태양광 LCOE 비교 (100kW)



한편 한국과 중국의 3kW급 태양광 LCOE를 분석한 결과는 [그림 5-5]와 같다. 3kW 규모의 태양광 설비에 대해서 중국의 LCOE는 98.3원/kWh인 반면 한국은 134원/kWh 수준을 보이고 있다. kWh당 약 35.7원의 차이를 보이고 있다. 우선 할인율에서는 한국의 여건이 중국보다 좋아 kWh당 16.4원의 유리한 여건을 가지고 있다. 가정용 태양광에 대해서는 법인세가 부과되지 않아 두 나라의 비용차이가 없

다. 한국의 인플레이션율이 중국보다 낮아 kWh당 0.3원 유리하다. 하지만 한국의 CAPEX 비용이 중국보다 높아 LCOE가 kWh당 37.6원이 높은 것으로 나타났다. O&M 비용과 이용률에서도 불리하여 kWh당 각각 5.8원, 9원이 높다.

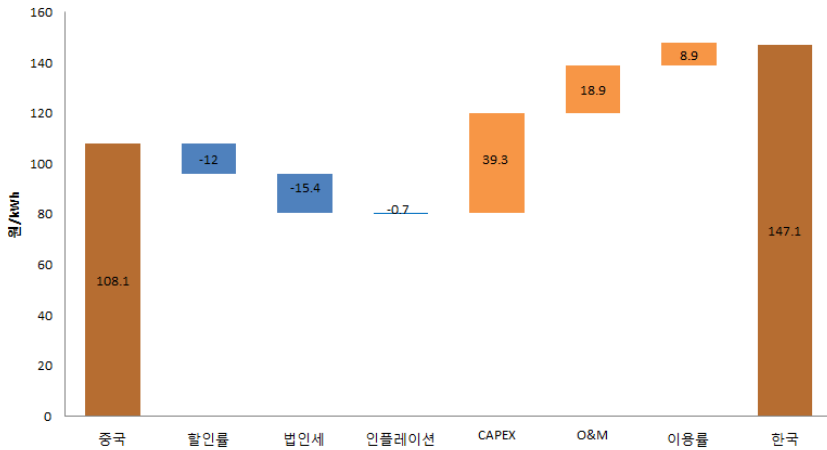
[그림 5-5] 한국과 중국의 태양광 LCOE 비교 (3kW)



한국과 중국의 100kW급 태양광 LCOE를 분석한 결과는 [그림 5-6]에 나타나 있다. 중국의 LCOE는 108.1원/kWh인 반면 한국은 147.1원/kWh 수준을 보이고 있다. kWh당 약 39원의 차이를 보이고 있다. 3kW의 경우와 마찬가지로 할인율에서는 한국의 여건이 중국보다 좋아 kWh당 12원의 유리한 여건을 가지고 있다. 법인세도 유리하여 한국이 kWh당 15.4원이 낮다. 인플레이션율에 대해서는 한국이 중국보다 낮아 kWh당 0.7원 유리하다. 하지만 한국의 CAPEX 비용이 중국보다 높아 LCOE가 kWh당 39.3원이 높고 O&M 비용에 대해서는 18.9원이 높다. 이용률에서도 불리하여 kWh당 8.9원이 높다.

한국과 중국의 LCOE는 CAPEX와 O&M 비용, 이용률에서 유의미한 차이를 보인다. 독일 사례와 마찬가지로 CAPEX를 구성하는 요소를 면밀하게 분석하여 한국과 중국의 LCOE 차이를 규명해 볼 필요가 있다. 또한 O&M 비용도 마찬가지로 세분화하여 유의미한 차이를 보이는 요소를 식별할 필요가 있다. 다만 이용률은 각 국가마다 가지고 있는 자연조건에 따라 달라지므로 우리가 개선할 수 없는 부분이다.

[그림 5-6] 한국과 중국의 태양광 LCOE 비교 (100kW)



### 3. 확률적 LCOE 분석

#### 가. 분석전제

본 절에서는 앞서 기술한 확률적 시뮬레이션 기법을 적용하여 불확실성을 지니고 있는 변수의 확률분포를 설정하고 해당 분포에서 무작위 표본을 추출하여 LCOE 계산의 반복시행으로 결과값의 확률분포

를 추정토록 한다.

<표 5-10>은 LCOE 분석에서 요구되는 입력변수를 나타낸다. 우선 분석 대상은 지상에 설치한 100kW 규모의 사업용 설비와 건물에 설치한 3kW 규모의 자가용으로 구분하였다. 확률변수는 태양광 발전의 내적 요인과 외적 요인으로 나눈다. 내적 요인은 다시 비용과 설비특성으로 나눈다. 비용에는 CAPEX와 O&M 비용이 있다. 설비특성으로는 발전량을 결정하는 이용률과 성능저하율을 확률변수로 간주하였다. 외적 요인은 할인율과 법인세를 포함한다. 기타 변수인 부채율, 대출이자, 인플레이션, 수명은 변수의 변동성과 중요성을 감안하여 고정값을 부여하였다.

〈표 5-10〉 태양광 LCOE 입력 변수

구분	태양광(사업용)	태양광(자가용)
표준 규모	100kW	3kW
CAPEX(억 원/MW)	정규분포 (평균=16.1, 분산=평균의 10%)	정규분포 (평균=18.3, 분산=평균의 10%)
O&M 비용(만 원/MW·년)	정규분포 (평균=1,167, 분산=평균의 5%)	정규분포 (평균=3,737, 분산=평균의 5%)
이용률(%)	로지스틱 분포 (평균 14.78, 스케일 0.22)	
할인율(%)	삼각형 분포 (최소=4.5, 최고가능성 5.5, 최대=7.5)	
법인세(%)	삼각형 분포 (최소=0, 최빈, 최대=24.2)	0
성능저하율(%)	삼각형 분포 (최소=0, 최빈 0.7, 최대=0.8)	
대출이자율(%/년)	3.46	
인플레이션(%)	0.97	
내용연수(년)	20	
부채율(%)	70	

확률분포 설정은 데이터의 표본이 충분할 경우 검증을 통해 가장 적합한 분포를 설정하였다. 이에 반해, 데이터가 부재하거나 충분하지 않을 경우에는 선행연구에서 제시하는 확률분포 활용 사례를 참고하였다. 대표적인 확률분포 추정 연구로는 Spooner(1974)가 있다. 해당 연구는 건설사업의 비용 분포를 추정하여 정규분포(Normal Distribution), 로그정규분포 (Log-normal Distribution), 삼각분포 (Triangular Distribution), 베타분포(Beta Distribution), 균등분포 (Uniform Distribution)의 적용방안을 제시하였다. <표 5-11>에서 서

술한 과 같이 균등분포는 자료량이 불충분하고, 상대적으로 변동 범위가 작을 때 사용한다. 삼각분포는 최우추정치가 정확하고 최대, 최솟값의 정보가 확실하다고 판단될 때 적용 가능하다. 그러나 변수가 감소할 가능성이 희박할 경우 최솟값의 지정이 불필요하게 된다. 따라서 한쪽 방향으로 편중된(Skewed) 분포형태인 베타분포와 로그정규분포로 대상 변수의 확률분포를 추정하는 것이 타당하다고 제시하였다(Spooner, 1974: 재인용 이용택·남두희, 2005, p.10).

〈표 5-11〉 확률분포 적용 경우

분포	적용 경우
균등분포	·자료량이 불충분할 경우 ·자료 변동이 상대적으로 적을 경우 ·최우추정치가 불분명할 경우
삼각분포	·최우추정치가 정확할 경우 ·최대, 최솟점의 정보가 확실할 경우
정규분포	·최우추정치의 가능성이 높은 경우
베타분포	·단측(Unimodal) ·한쪽으로 편중된(Skewed) 분포형태
로그정규분포	·단측(Unimodal) ·한쪽으로 편중된(Skewed) 분포형태 ·토목, 전기, 건설 관련 비용의 일반적인 분포형태로 사용

자료: 이용택·남두희(2005), p.10

끝으로, 본 모형은 확률적 시뮬레이션 분석용 소프트웨어인 Crystal Ball(version 11)을 이용하였다.

## 나. 입력자료

### 1) 이용률

태양광 발전의 이용률은 한국에너지공단에서 제공한 국내 태양광 발전설비의 자료를 적용하였다. 이용률의 확률분포를 설정하기 위해 적합도 검정을 실시하였다. 이용률의 표본 수는 106,654개이며, 검정 방법은 K-S(Kolmogorov-Smirnov) 통계량 검정을 적용하였다. 동 검정 방법은 식(5-1)와 같이 실측자료의 누적백분위수,  $F_n(x)$ 에서 적합분포의 누적분포함수,  $F(x)$ 에서 차감한 최댓값인 통계량( $D_n$ )을 도출하며, 통계량이 작을수록 적합성이 높다.

$$D_n = \max |F_n(x) - F(x)| \quad (5-1)$$

확률분포 후보로는 로지스틱 분포부터 지수 분포까지 총 14개의 확률분포를 대상으로 하여 적합도 검정을 실시하였다. <표 5-12>는 각 확률분포에 따른 검정결과를 나타내고 있다. 본 모형에서는 K-S 통계량이 가장 작은 로지스틱 분포(평균 14.78%, 스케일 0.22%)를 이용률의 확률분포로 설정하였다<sup>8)</sup>.

---

8) Crystal Ball의 다수의 확률분포들 중 가장 적합한 분포와 그에 따른 평균 및 분산 등의 계수를 찾는 Batch-fit 기능을 활용하여 확률분포 검정을 이행하였다.

K-S 검정결과, 확률분포는 모두 유의하지 않은 것으로 판명되었다. 주요 이유는 표본 수가 비교적 많을 경우 기각역의 임계치는 0으로 수렴하게 된다. 본 연구에서 활용한 이용률 표본 수는 100,000개 이상으로 임계치는 0에 근접한 수준을



〈표 5-12〉 확률분포 검정 결과

분포	K-S 통계량 (Dn)	비 고
로지스틱	0.0147	평균=14.78%,스케일=0.22%
스튜던트 t	0.0149	중간점=14.78%,스케일=0.35%,자유도=7.28199
정규	0.0369	평균=14.78%,표준편차=0.41%
로그 정규	0.0369	위치=-4714.30%,평균=14.78%,표준편차=0.41%
베타	0.0376	최소=9.01%,최대=20.54%,알파=100,베타=100
감마	0.0378	위치=8.85%,스케일=0.03%,형태=207.5021
와이블	0.0447	위치=13.02%,스케일=1.91%,형태=4.92757
최소 극값	0.0868	최고가능성=14.98%,스케일=0.42%
최대 극값	0.1214	최고가능성=14.57%,스케일=0.48%
BetaPERT	0.1801	최소=12.65%,최고가능성=14.85%,최대=16.47%
삼각형	0.2268	최소=12.65%,최고가능성=14.85%,최대=16.47%
균일	0.3409	최소=12.66%,최대=16.46%
파레토	0.4606	위치=12.66%,형태=6.47827
지수	0.5933	비율=676.83%

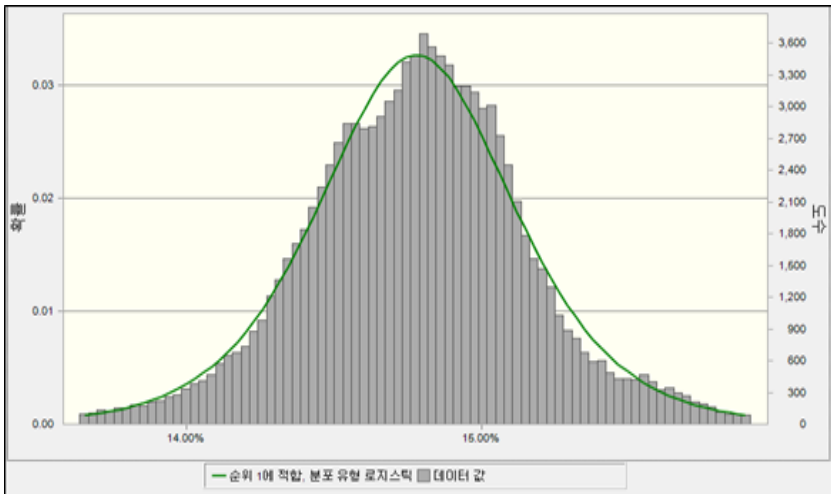
로지스틱(Logistic distribution) 분포의 확률밀도함수(Probability Density Function, PDF)는 다음과 같이 주어진다.

보인다. 표본의 수를 제한하는 방법은 인위적인 문제를 유발한다. 따라서 본 연구는 모든 표본을 활용하여 적합도 검정을 실시하고 사후적으로 표본의 분포와 통계량이 가장 작은 확률분포는 큰 차이가 없는 것으로 판단하여 시뮬레이션을 진행하였다.

$$f(x) = \frac{e^{-\frac{x-\mu}{s}}}{s\left(1+e^{-\frac{x-\mu}{s}}\right)^2} = \frac{1}{4s} \operatorname{sech}^2\left(\frac{x-\mu}{2s}\right) \quad (5-2)$$

동 분포의 평균은  $\mu$ 로, 분산은  $\frac{s^2\pi^2}{3}$ 로 계산된다. 이러한 로지스틱 분포의 특징은 정규분포와 같이 종 모양(bell-shape)을 지니나 scale 변수(s)를 통해 보다 높은 첨도를 지닐 수 있다는 것이다. [그림 5-7]은 이용률 실측 자료의 분포와 분석모형에서 채택한 평균 14.78%, 스케일 0.22%의 로지스틱 분포를 나타낸다.

[그림 5-7] 이용률 확률분포(로지스틱 분포)



## 2) 할인율

할인율의 불확실성 성격을 고려하여 삼각형 분포(Triangular distribution)를 설정하였다. 동 분포는 최우추정치가 정확하고, 최대 및 최솟값의 정보가 확실할 경우 적용할 수 있다. 삼각형 분포의 확률 밀도함수(PDF)는 아래와 같이 주어진다.

$$f(x) = \frac{2(x-a)}{(m-a)(b-a)} \quad (5-3)$$

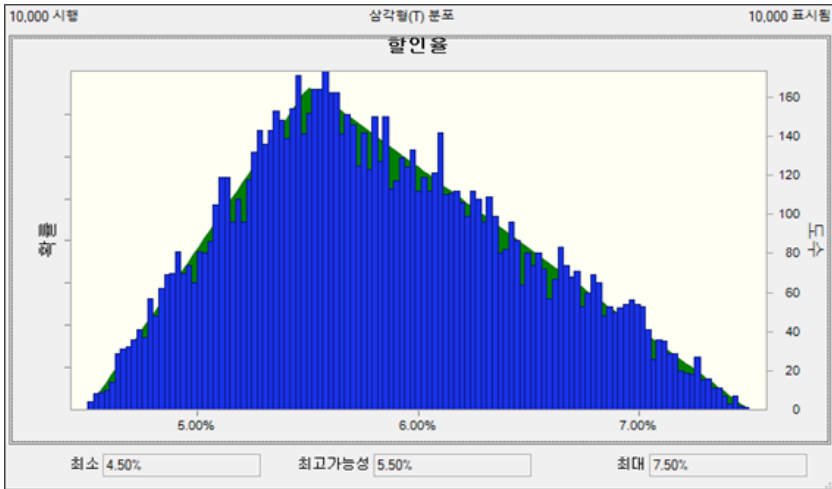
여기서,  $a$ 는 최솟값,  $m$ 은 최빈수,  $b$ 는 최댓값을 나타낸다. 동 분포의 평균( $\mu$ ) 및 분산( $\sigma^2$ )은 아래와 같다.

$$\mu = \frac{a+m+b}{3} \quad (5-4)$$

$$\sigma^2 = \frac{(a^2+b^2+m^2-ab-am-bm)}{18} \quad (5-5)$$

사회적 할인율 선행연구인 최지은·박동규(2015)에 따르면 사회적 할인율은 2001년 최대 7.5%를 기록하였으며, 현재 수준은 5.5%이며, 추후에는 1.0~2.2%까지 하락하여 조정할 필요가 있음을 지적하였다. 따라서 본 모형에서는 최소 4.5%, 최빈 5.5%, 최대 7.5%의 삼각형 분포를 적용하였다. [그림 5-8]은 상기 가정에 의해 생성된 삼각형 분포를 나타내고 있다.

[그림 5-8] 할인율 확률분포(삼각형 분포)



### 3) O&M 비용(연간 원/kW)

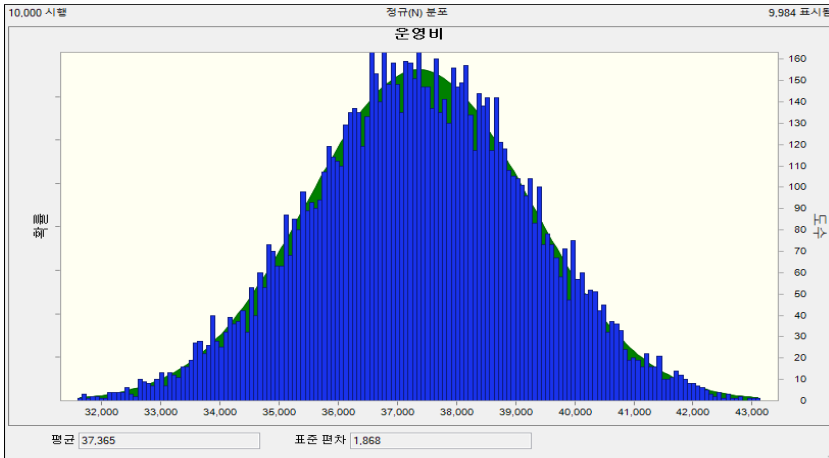
O&M의 확률분포 설정을 위해서 선행연구인 IEA(2017b)를 참조하여 정규 분포(Normal distribution)를 설정하였다. 동 분포는 최우추정치의 가능성이 높은 경우에 적용 가능하다. 정규분포의 확률밀도함수는 아래와 같이 주어진다.

$$f(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right) \quad (5-6)$$

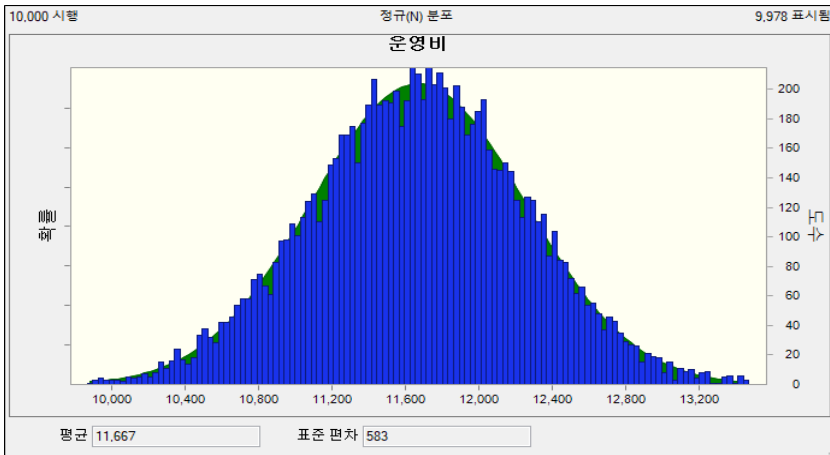
여기서,  $\mu$ 는 평균,  $\sigma$ 은 표준편차를 나타낸다. 본 연구에서 평균은 조사된 수치인 사업용 37,365원/kW, 자가용 11,667원/kW를 적용하였으며, 표준편차는 선행연구 IEA(2017b)와 동일하게 평균의 5%로 사

업용 1,868원/kW, 자가용 583원/kW를 가정하였다. [그림 5-9], [그림 5-10]은 상기 가정에 의해 생성된 정규 분포를 나타내고 있다.

[그림 5-9] 사업용 O&M 비용 확률분포(정규분포)



[그림 5-10] 자가용 O&M 비용 확률분포(정규분포)

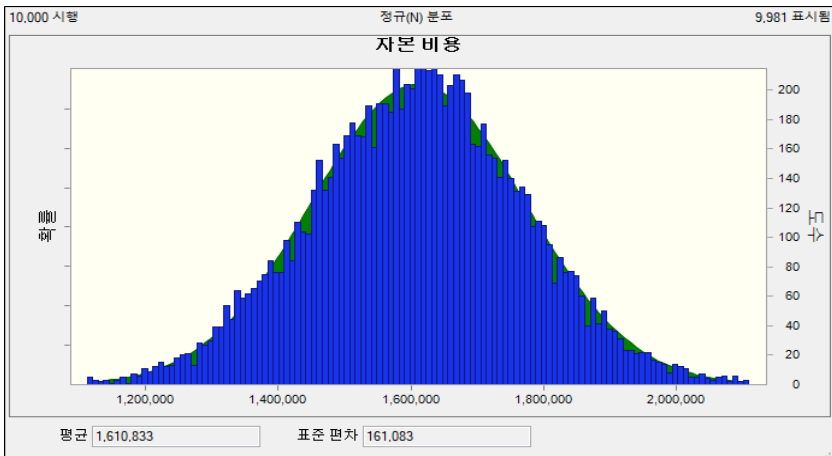


#### 4) CAPEX(원/kW)

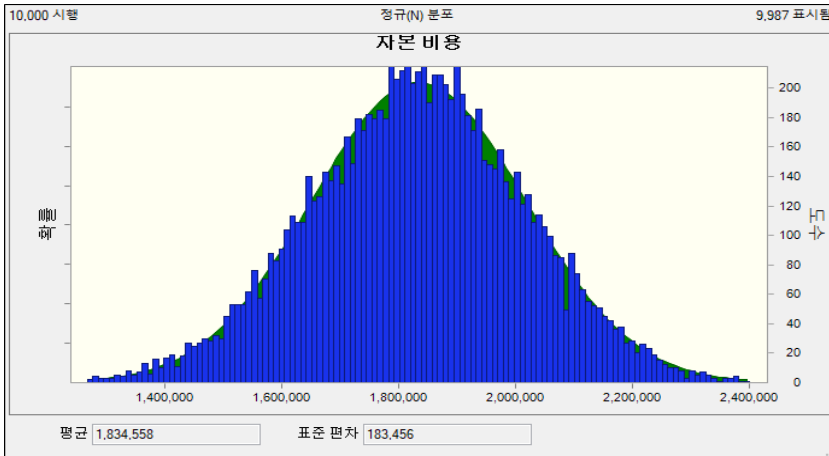
설비투자비용의 확률분포는 앞서 기술한 O&M 비용과 유사하게 정규 분포(Normal distribution)를 설정하였다. 상이한 점은 표준편차의 적용이다. 조사된 수치를 평균으로 적용한 면에서는 동일하나, 표준편차는 평균의 10% 수준으로 가정하여 적용하였다. 이러한 이유로는 설비투자비용은 향후 기술진보에 의한 비용하락이나 예상치 못한 비용 상승 요인 발생 등으로 O&M 비용보다 불확실성이 크다고 판단해서이다.

사업용의 설비투자비용 평균은 1.6백만 원/kW으로, 표준편차 16만 원/kW을 적용하였고 자가용은 평균 1.8백만 원/kW, 표준편차 18만 원/kW을 반영하였다. [그림 5-11], [그림 5-12]은 각각 사업용, 자가용 설비의 정규분포를 나타낸다.

[그림 5-11] 사업용 CAPEX 확률분포(정규분포)



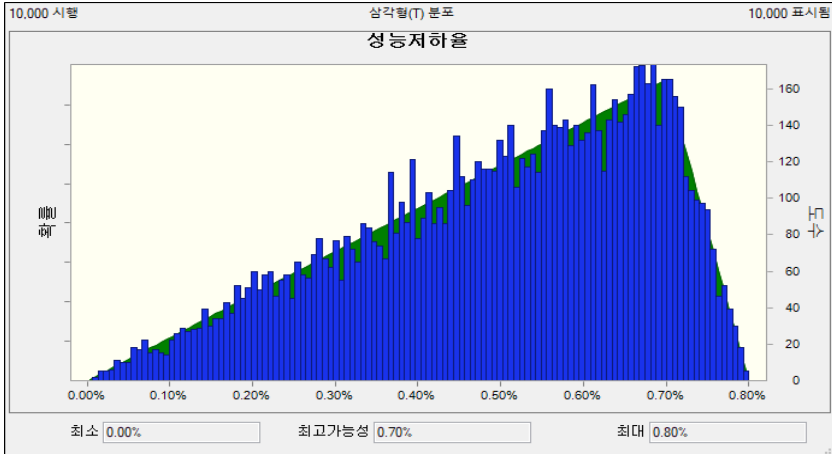
[그림 5-12] 자가용 CAPEX 확률분포(정규분포)



### 5) 성능저하율

성능저하율의 확률분포 설정은 선행연구인 IEA(2017b)를 참조하여 삼각형 분포(Triangular distribution)를 설정하였다. 태양광 발전의 기술적 한계치가 명확하여 삼각형 분포가 타당한 것으로 판단된다. IEA(2017b)은 최빈값을 0.5% 적용한 반면에 본 연구는 조사된 수치인 0.7%를 적용하였다. 최소 및 최댓값은 IEA(2017b)와 동일하게 각각 0%, 0.8% 적용하였다. [그림 5-13]은 상기 가정에 의해 생성된 삼각형 분포를 나타낸다.

[그림 5-13] 성능저하율 확률분포(삼각형 분포)



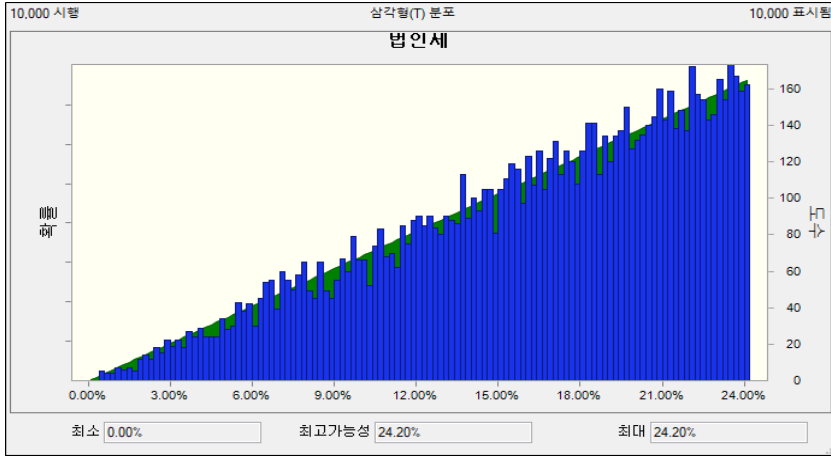
## 6) 법인세

법인세는 정책 변수로 다음과 같은 시나리오를 가정하였다. 현행 수준의 법인세에서 감소하여 결국에는 모두 면제되는 범위(range)를 갖는다. 이러한 가정에 적합한 확률분포는 임계치를 임의로 부여할 수 있는 삼각형 분포(Triangular distribution)가 적합하다.

본 모형에서는 삼각형 분포를 활용하여 최빈 및 최댓값은 현행 법인세인 24.2%(주민세 포함)를 적용하였고 최솟값은 면제 시나리오로 0%를 적용하였다. 최종적으로 [그림5-14]와 같이 24.2%에서 확률이 제일 높고 점차 감소하는 형태의 직각삼각형(Right triangle) 모양의 분포를 생성하였다.



[그림 5-14] 법인세 확률분포(삼각형 분포)



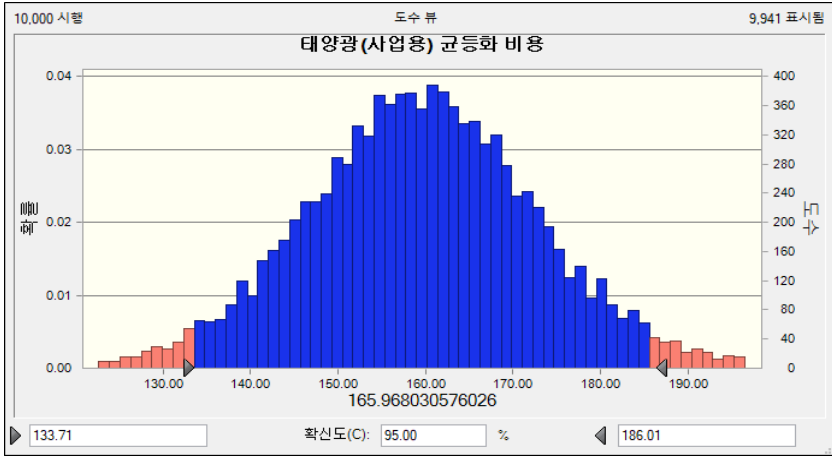
#### 4. 확률적 시뮬레이션 태양광 발전의 LCOE 분석 결과

##### 가. LCOE 분석 결과

본 연구는 몬테카를로 시뮬레이션 기법을 이용하여 태양광 발전의 불확실성과 변동성을 지닌 변수의 특성을 반영하여 확률분포를 지정하고 설정한 분포 안에서 임의의 난수를 발생시켜 10,000회의 반복시행으로 95% 신뢰구간(Confidence interval)에서 유의한 태양광 LCOE의 범위를 추정하였다.

사업용 태양광의 경우, LCOE 평균은 158.8원/kWh, 표준편차는 13.0원/kWh를 기록하였다. 95%에 따른 신뢰구간은 115.0~197.4원/kWh를 나타내었다. [그림 5-15]는 사업용 태양광 LCOE 확률분포를, <표 5-13>는 통계를 나타낸다.

[그림 5-15] 사업용 태양광 LCOE 확률분포

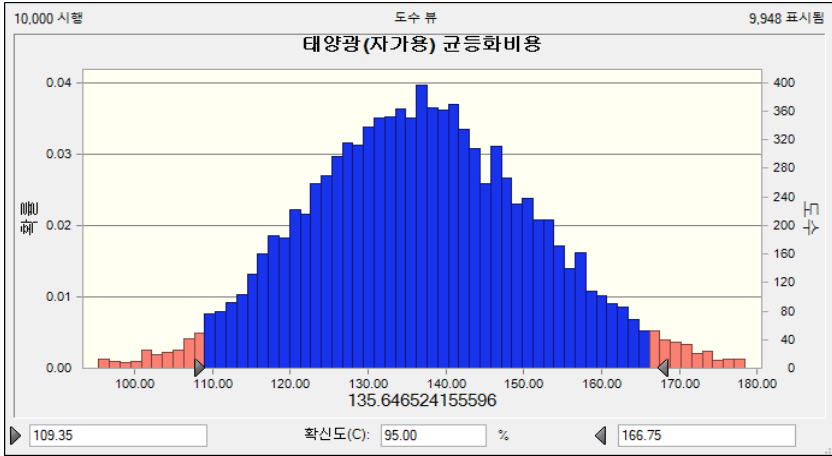


<표 5-13> 사업용 태양광 LCOE 통계량

통계	값	통계	값
기준값	160.16	첨도	3.01
평균	159.75	변동 계수	0.0810
중앙값	160.03	최소	115.03
표준편차	12.95	최대	197.42
분산	167.64	범위 너비	82.39
왜도	0.0055	표준오차	0.41

자가용 태양광 LCOE의 경우 평균은 각각 150.6원/kWh, 표준편차는 14.4원/kWh를 기록하였다. 신뢰수준(C Confidence level) 95%에 따른 신뢰구간(C Confidence interval)에서 최솟값은 109.7원/kWh을, 최댓값은 194.1원/kWh을 나타내었다. [그림 5-16]과 <표 5-14>는 각각 자가용 태양광 LCOE 확률분포와 통계를 나타낸다.

[그림 5-16] 자가용 태양광 LCOE 확률분포



<표 5-14> 자가용 태양광 LCOE 통계량

통계	값	통계	값
기준값	150.63	첨도	3.30
평균	137.11	변동 계수	0.1050
중앙값	136.62	최소	97.48
표준편차	14.39	최대	194.08
분산	207.08	범위 너비	96.59
왜도	0.2102	표준오차	0.46

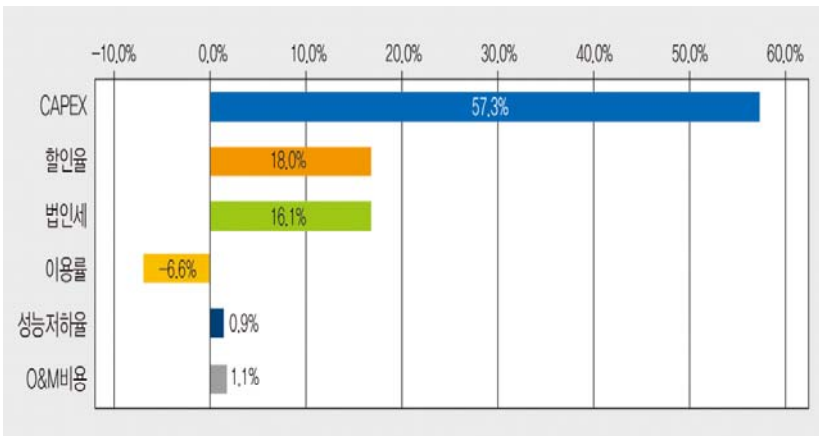
## 나. 민감도 분석 결과

[그림 5-17], [그림 5-18]은 방법론에서 서술한 방법으로 태양광 발전의 확률변수의 분산 기여도 분석 결과를 나타내고 있다.

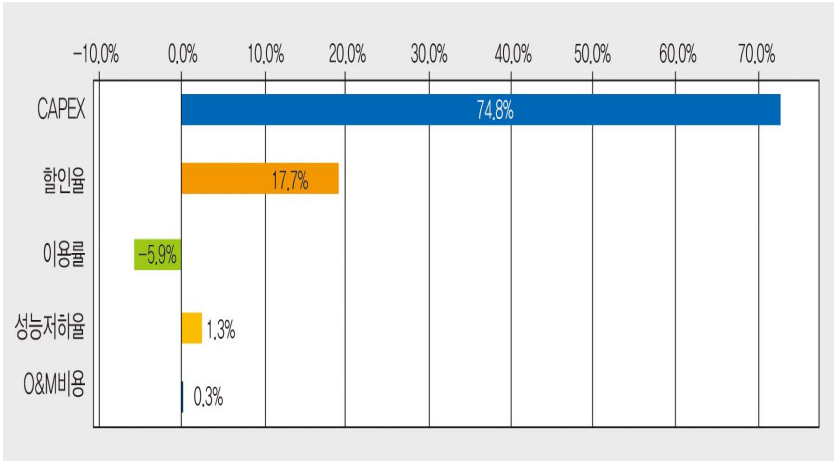
사업용 및 자가용 태양광 발전의 LCOE에 가장 큰 영향을 주는 요소는 CAPEX로 도출되었다. 동 변수의 기여도는 사업용 및 자가용에서 각각 57.3%와 74.8%를 기록하여 그 비중이 절대 다수를 차지하고 있음을 나타낸다. 이는 태양광 발전의 경제성을 개선하기 위해서는 사업용 및 자가용에서 공통적으로 CAPEX가 가장 중요한 요소로 해당 비용의 감소 요인을 찾는 것이 필수적임을 시사한다.

경제성 개선에서 두 번째로 중요한 요소는 사업용 태양광 발전은 할인율로, 분산 기여도 비중은 18.0%를 차지하였다. 자가용도 할인율이 두 번째 중요한 요소로 분산기여도는 17.7%를 차지하였다. 이는 금융비용 부담 해소 정책이 효과적일 수 있다는 것을 제시한다.

[그림 5-17] 사업용 태양광 LCOE 민감도



[그림 5-18] 자가용 태양광 LCOE 민감도





## 제6장 국내외 태양광 원가 비교 분석

5장에서 분석한 바와 같이 태양광 LCOE에 가장 큰 영향을 미치는 것은 CAPEX로 나타났다. 본 장에서는 국내외 태양광 CAPEX의 세부항목을 조사하여 비교 분석하고자 한다. CAPEX는 직접비(모듈, 인버터, 접속반, 전기배선, 구조물, 설치공사비), 간접비(인허가비용, 표준시설부담금, 보험료, 감리비, 기타경비, 설계비, 일반관리비, 이윤), 부가세로 분류하여 조사를 실시하였고 세부항목별 조사가 안 될 경우 조사 가능한 범위로 조정하여 단가를 적용하였다. 추가적인 시사점을 도출하기 위해서 O&M 비용도 조사에 포함시켰다. 조사 기간은 2017년 5월~9월로 조사시점의 변동 또는 설비 규모가 변경될 경우 수치도 변경될 수 있음을 미리 밝혀둔다.

### 1. 국가별 CAPEX 비용 비교

#### 가. 3kW(가정용)

직·간접비의 경우 중국 및 독일은 <표 6-1>에서 보는 바와 같이 한국 대비 약 144만 원(평균 29.7%)이 낮은 수준으로 이는 직접비의 주요부품(모듈, 인버터, 구조물 등)의 국내 대비 생산규모 차이(규모의 경제 영향)로 인한 낮은 판매단가가 주요 요인으로 분석되었다. 부가세는 중국(증치세)의 경우 하드웨어(모듈, 인버터, 접속반, 전기배선, 구조물)에만 17%로 적용되어 국내 대비 66.1% 비용이 적용되며, 독일의 경우 설치원가의 19%로 적용되어 국내 대비 146% 수준으로 분

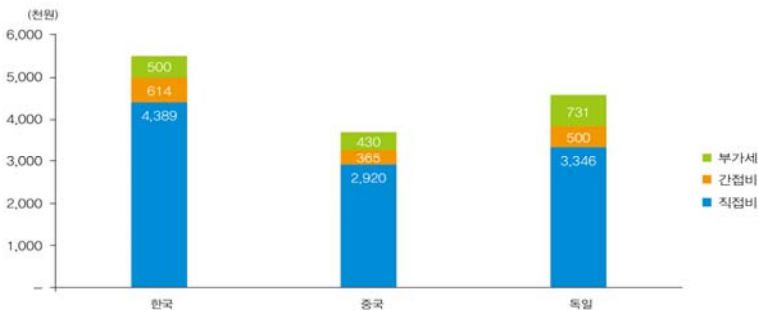
석되었다. 참고로 국내 부가세는 설치원가의 10%이다.

〈표 6-1〉 태양광 3kW CAPEX 및 한국 대비 비율

항목	CAPEX(원)			한국 대비 비율(%)		
	한국	중국	독일	한국	중국	독일
직접비	4,389,000	2,920,265	3,345,555	100.0	66.5	76.2
간접비	614,340	364,924	499,911		59.4	81.4
부가세	500,334	429,977	730,638		85.9	146.0
합계	5,503,674	3,715,166	4,576,104		67.5	83.1

자료: 한국, 중국(태양광 발전사업자 인터뷰를 통한 직접 조사), 독일(BNEF, 2017g)

[그림 6-1] 태양광 3kW CAPEX



### 1) 직접비 분석

국가별 직접비는 <표 6-2>에서 나타난 바와 같이 한국을 기준으로 중국은 66.5%, 독일은 76.2% 수준이다. 가격 차이의 주요 원인은 중국의 경우 모듈과 BOS, 설치공사비이고 독일의 경우 BOS 및 설치공사비인 것으로 나타났다. 중국의 대량생산을 통한 모듈가격 경쟁력의



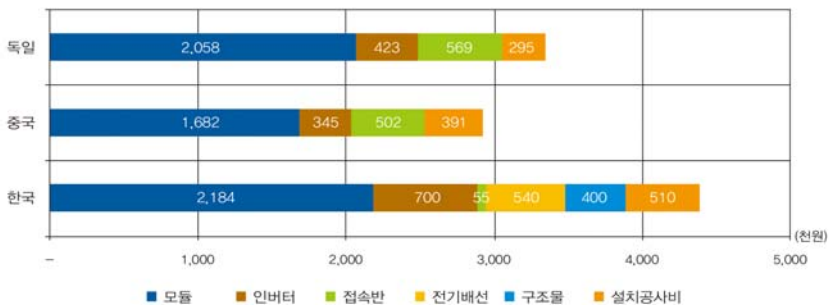
차이와 낮은 인건비 단가로 인해 kW당 직접비는 약 124만 원, 독일은 인버터, BOS 부분의 낮은 조달가격과 단기간의 설치공사로 인한 가격 경쟁력을 확보하여 kW당 직접비는 약 153만 원으로 산출되었다. 중국과 독일의 직접비가 낮은 이유는 국가의 보급 확대 정책에서 비롯된 학습에 의한 단가하락 영향 때문으로 추론된다.

〈표 6-2〉 태양광 3kW 직접비 항목별 금액 및 한국 대비 비율

항목	직접비(원)			한국 대비 비율(%)		
	한국	중국	독일	한국	중국	독일
모듈	2,184,000	1,682,128	2,058,350	100	77.0	94.2
인버터	700,000	345,375	423,001		49.3	60.4
접속반	55,000	501,771	569,385		50.4	57.2
전기배선	540,000					
구조물	400,000				76.7	57.8
설치공사비	510,000	390,991	294,819			
소계	4,389,000	2,920,265	3,345,555	66.5	76.2	

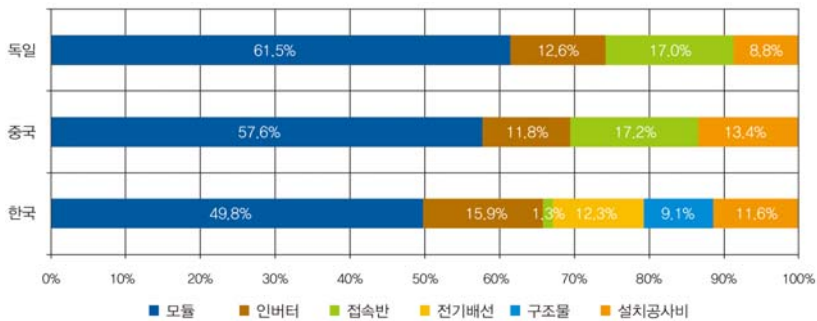
자료: 한국, 중국(태양광 발전사업자 인터뷰를 통한 직접 조사), 독일(BNEF, 2017g)

[그림 6-2] 태양광 3kW 직접비 항목별 금액



국가별 직접비 항목별 비율은 [그림 6-3]에 나타난 바와 같이 모듈이 최소 50%를 차지하여 가장 높은 비율을 나타내고 있으며, 그다음으로 BOS, 설치공사비 순으로 나타났다. 국가별 직접비 항목별 분포를 보면 모듈의 비율이 가장 높긴 하나, 중국의 경우 낮은 모듈 단가로 인해 설치공사비의 비율이 13.4%로, 비용 자체는 중국이 낮음에도 불구하고 한국보다 1.8%p 높게 나타난다.

[그림 6-3] 태양광 3kW 직접비 항목별 비율



## 2) 간접비 분석

간접비는 인허가비용, 표준시설부담금, 보험료, 기타경비, 일반관리비, 이윤으로 구성하였으며, 한국 기준 중국은 59.4%, 독일은 81.4%로 산출되었다. 주요 차이 원인으로는 설치사업자의 인허가 및 보험료, 경비, 일반관리비 비용이 산출되었다. 일반관리비는 기업을 운영하는 데 소요되는 제반비용으로 설치공사비에 투입되는 노무비 외에 영업비용, 경비 등으로 경영상 사용되는 비용이다.

인허가 및 보험료, 기타경비의 경우, 한국 대비 중국은 47.1%, 독일은 43.6% 수준이다. 간접비 중 인허가, 보험료, 기타경비는 설치 시에

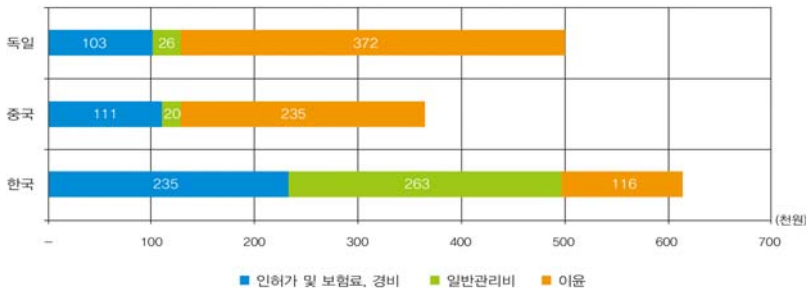
제한요소로 해당 비용이 낮다는 것은 보급이 상대적으로 쉽다는 것을 나타낸다. 이윤은 한국 대비 중국, 독일이 2~3배 정도 높은 편이며, 낮은 직접비 단가를 확보한 상태에서 이윤을 극대화하는 것으로 조사되었다. 중국이나 독일의 가정용 태양광 사업체가 공격적인 마케팅을 위해 이윤을 낮출 경우, 추가적인 단가하락이 발생할 경우 한국은 일반관리비성 비용을 낮춤으로써 대응이 가능할 것으로 판단된다.

〈표 6-3〉 태양광 3kW 간접비 항목별 금액 및 한국 대비 비율

항목	간접비(원)			한국 대비 비율(%)		
	한국	중국	독일	한국	중국	독일
인허가비용	234,999	110,781	102,546	100	47.1	43.6
보험료						
기타경비						
일반관리비	263,340	19,550	25,636		7.4	9.7
이윤	116,001	234,594	371,728		202.2	320.5
합계	614,340	364,925	499,910	59.4	81.4	

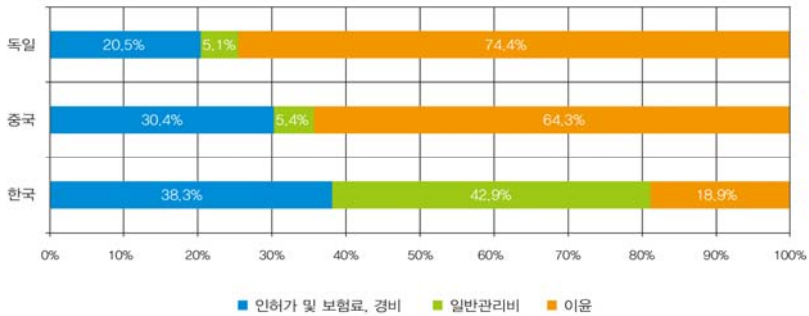
자료: 한국, 중국(태양광 발전사업자 인터뷰를 통한 직접 조사), 독일(BNEF, 2017g)

[그림 6-4] 태양광 3kW 간접비 항목별 금액



국가별 간접비 항목 비율을 보면 독일 및 중국은 이윤이 약 70% 수준으로 대부분을 차지하고 있지만, 한국은 일반관리비 및 인허가, 보험료, 경비 등이 전체의 약 80% 수준으로 가정용 태양광의 국가별 간접비 비율이 상당한 차이를 보이고 있다. 한국은 태양광 보급 활성화를 위해서 태양광 간접비 중 인허가 비용과 일반관리비의 비중을 낮추는 것을 선행해야 할 것으로 판단된다.

[그림 6-5] 태양광 3kW 간접비 항목별 비율



#### 나. 100kW(사업용)

직접비의 경우 중국 및 독일은 한국 대비 평균 69.5% 수준이며, 이는 주요물품(모듈, 인버터, 구조물 등)의 국내 대비 생산규모의 차이가 주요 요인으로 3kW와 동일한 원인으로 분석되었다. 간접비의 경우 3kW와는 다르게 인허가비용, 표준시설부담금(계통연계비용), 감리비, 설계비 등의 추가 비용의 차이로 인하여 중국과 독일이 국내 대비 약 27% 수준으로 분석되었다. 부가세는 3kW의 경우와 동일하다.

〈표 6-4〉 태양광 100kW CAPEX 및 한국 대비 비율

항목	CAPEX(원)			한국 대비 비율(%)		
	한국	중국	독일	한국	중국	독일
직접비	109,129,790	72,506,366	79,171,755	100.0	66.4	72.5
간접비	39,163,183	10,025,400	11,830,262		25.6	30.2
부가세	12,790,297	10,621,764	17,290,383		83.0	135.2
합계	161,083,270	93,153,530	108,292,400		57.8	67.2

자료: 한국, 중국(태양광 발전사업자 인터뷰를 통한 직접 조사), 독일(BNEF, 2017g)

### 1) 직접비 분석

국가별 직접비 차이의 주된 원인은 모듈 가격과 설치공사비로 산출되었다. 직접비는 <표 6-5>에서 나타난 바와 같이 한국을 기준으로, 중국은 66.4%, 독일은 72.5% 수준이며, 이는 한국의 하드웨어 부문 제조단가가 높음을 나타낸다. 중국 모듈의 경우 생산설비의 대량생산 체제 구축을 통한 규모의 경제를 실현하여 제조원가가 낮고 한국 대비 65.6%의 단가로 조달이 가능하며, 낮은 인건비로 인한 설치공사비의 경제성을 확보하고 있다. 독일 모듈의 경우 국내 대비 88.9% 수준으로 형성되어 있으며, 가격하락이 예상된다. 현재 독일은 중국 모듈에 따른 가격 압박을 지속적으로 받고 있으며, 최대 규모의 태양광 업체인 솔라월드스는 2017년 5월 파산하였다. 중국의 BOS(접속반, 전기배선, 구조물 등) 비용은 한국 대비 147.9%를 나타내고 있는데 이는 설치공사비 일부가 BOS에 포함되어 높은 것으로 확인되었다. 직접비의 모듈, 인버터를 제외한 BOS 및 설치공사비의 합계액은 한국은 약 3,260만 원, 중국은 약 2,290만 원으로 한국의 70% 수준이다. 설치공사비 부문에서 중국은 한국 대비 41.9%, 독일은 29.2% 수준이다. 이

중 독일의 경우 100kW 설비 설치 시 소요되는 기간은 1주(Keiji Kimura and Romain Zissler, 2016), 한국의 경우 4주로, 독일에 비해 약 4배 소요되는 것으로 조사되었다. 설치기간은 곧 설치공사비와 직접적인 연관성(인건비 상승의 주요 원인)이 있으므로 국내의 설치기간의 최적화가 요구되는 바이다.

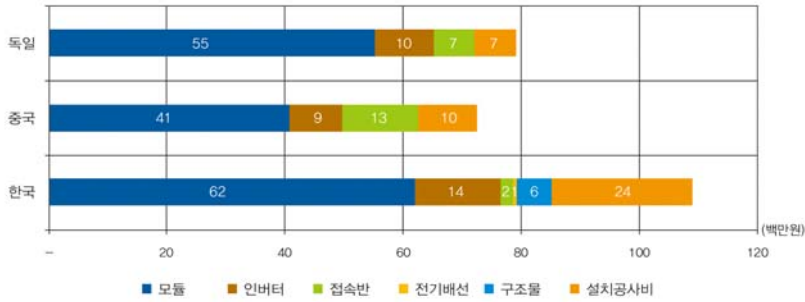
〈표 6-5〉 태양광 100kW 직접비 항목별 금액 및 한국 대비 비율

항목	직접비(원)			한국 대비 비율(%)		
	한국	중국	독일	한국	중국	독일
모듈	62,124,000	40,759,266	55,207,890	100.0	65.6	88.9
인버터	14,375,000	8,855,770	10,010,222		61.6	69.6
접속반	2,200,000	12,865,930	6,976,821		147.9	80.2
전기배선	601,678					
구조물	5,895,677	10,025,400	6,976,821		41.9	29.2
설치공사비	23,933,435					
소계	109,129,790	72,506,366	79,171,755		66.4	72.5

자료: 한국, 중국(태양광 발전사업자 인터뷰를 통한 직접 조사), 독일(BNEF, 2017g)

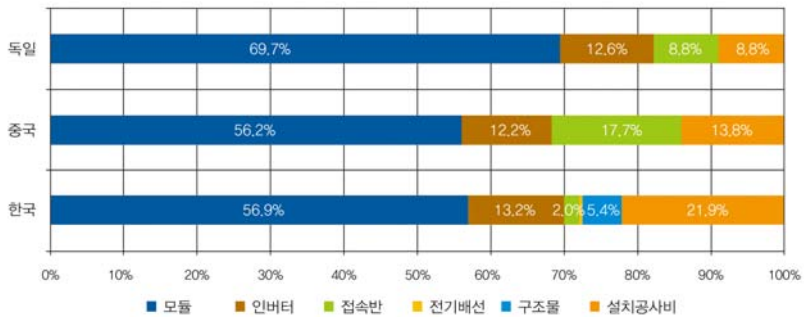
[그림 6-6]과 같이 산출된 비용을 도식화하였을 때 직접비의 대부분은 태양광 모듈이다. 하지만 2017년 기준 중국정부의 태양광 보급 확대에 따른 정책적 의지로 인하여 거대 내수시장을 기반으로 한 발전 단가가 하락하고 있어, 태양광 모듈도 향후에는 지속적으로 하락할 가능성을 내재하고 있다(강정화, 2017). 중국 및 독일의 태양광 CAPEX 직접비 비용을 감안하면 한국은 태양광 직접비의 주된 비용인 모듈 및 설치공사비에서 가격경쟁력을 확보해야 하나 중국 및 독일 대비 주요자재 수급의 차이 및 중국 대비 높은 인건비 수준으로 인한 제약이 있다.

[그림 6-6] 태양광 100kW 직접비 항목별 금액



[그림 6-7]에 나타난 바와 같이 직접비 항목별 비율을 보면 한국의 경우 모듈이 56.9%, 인버터가 13.2%, BOS(접속반, 전기배선, 구조물) 부분이 8%, 설치공사비가 21.9%로 구성되어 있는 반면, 독일의 경우 모듈이 69.7%, 인버터가 12.6%, BOS(접속반, 전기배선, 구조물) 부분이 8.8%, 설치공사비가 8.8%로 나타났다. 3개국 모두 모듈 부분이 가장 많은 비율을 차지하고 있지만 설치공사비의 경우 한국과 독일이 13.1%p차이를 보이고 있다.

[그림 6-7] 태양광 100kW 직접비 항목별 비율



## 2) 간접비 분석

간접비 차이의 주요 원인은 인허가 비용 및 표준시설부담금, 일반관리비로 산출되었다. 인허가 비용(개발에 따른 농지전용, 산지전용부담금 등)의 경우 국내 대비 중국은 1.9%, 독일은 10.1%이다. 이는 국내 대비 상당히 낮은 수준으로, 이러한 차이는 국내 여건(설치지역이 산지 및 농지 위주)에 따른 비용 차이에 기인한 것으로 조사되었다(중국의 경우 최근 경지점용세 인하 정책 추진). 또한 표준시설부담금(계통연계비용)은 현재 한전에서 태양광 발전시설 설치 시 한전계통 연결에 소요되는 비용으로 중국(한국 대비 19.9%) 대비 높은 비용으로 부과되고 있어 인허가 비용을 제외한 발전원가 상승의 주요 원인으로 분석되었다. 일반관리비의 경우 소규모 발전사업자의 유지를 위한 관리활동부문에서 발생하는 제비용으로 한국 대비 중국과 독일은 8% 수준에서 운영되고 있으며 이는 국내 사업자의 시스템화를 통한 비용 절감이 요구되는 부분이다.



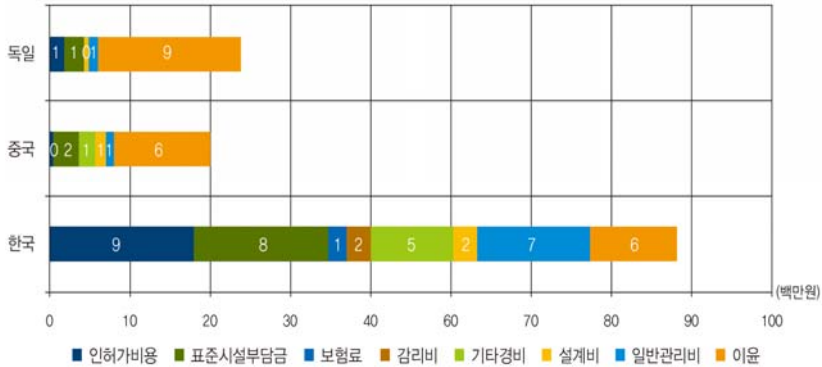
〈표 6-6〉 태양광 100kW 간접비 항목별 금액 및 한국 대비 비율

항목	간접비(원)			한국 대비 비율(%)		
	한국	중국	독일	한국	중국	독일
인허가비용	9,000,000	167,090	910,020	100.0	1.9	10.1
표준시설부담금	8,390,000	1,670,900	1,213,360		19.9	7.5
보험료	1,141,623	1,002,540			12.9	
감리비	1,500,000					
기타경비	5,136,649					
설계비	1,500,000	668,360	303,340		44.6	20.2
일반관리비	6,924,483	501,270	606,680		7.2	8.8
이윤	5,570,428	6,015,240	8,796,862		108.0	157.9
합계	39,163,183	10,025,400	11,830,262		25.6	30.2

자료: 한국, 중국(태양광 발전사업자 인터뷰를 통한 직접 조사), 독일(BNEF, 2017g)

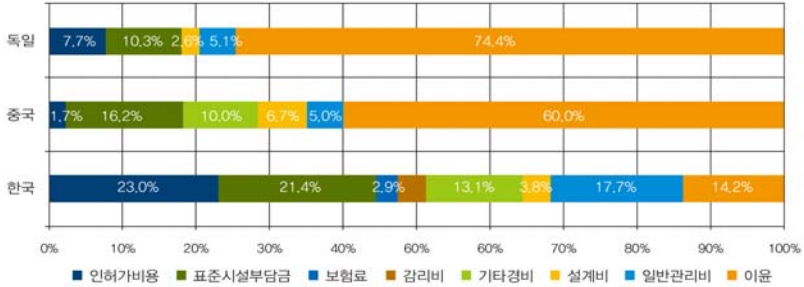
산출된 비용을 [그림 6-8]과 같이 도식화하였을 때 중국과 독일의 경우 이윤이 주된 비용(전체의 약 67.5%)이나 한국의 경우 인허가 비용, 표준시설부담금 등이 주된 비용(전체의 44.4%)이다. 한국의 인허가 비용에는 발전사업허가 등록면허세, 개발행위에 따른 개발부담금, 농지전용 또는 산지전용부담금, 현황측량 비용으로 구성되어 있으며 이중 개발부담금, 농지전용부담금(또는 산지전용부담금), 현황측량 비용이 전체 비용의 각각 33%로 대부분을 차지하고 있다. 중국 및 독일의 태양광 CAPEX 간접비 비용을 감안하면 한국 태양광 간접비의 주된 비용인 인허가 비용 및 표준시설부담금에 대한 완화 및 세제 혜택 등이 요구되는 것으로 판단된다.

[그림 6-8] 태양광 100kW 간접비 항목별 금액



[그림 6-9]에 나타난 바와 같이 간접비 항목별 비율을 보면 한국의 경우 인허가비용 23%, 표준시설부담금(계통연계) 21.4%, 경비성 항목(보험료, 감리비, 기타경비) 19.9%, 설계비 3.8%, 일반관리비 17.7%, 이윤 14.2%로 구성되어 있는 반면, 독일의 경우 인허가비용 7.7%, 표준시설부담금 및 경비성 항목(보험료, 감리비, 기타경비) 10.3%, 설계비 2.6%, 일반관리비 51.1%, 이윤 74.4%로 나타났다. 이중 국가별 차이가 두드러진 것은 인허가 비용과 이윤으로 국가별 태양광 정책의 차이를 나타낸다고 할 수 있다. 한국의 인허가 비용 비율이 높다는 것은 행정적인 처리비용 및 시간이 상당히 소요된다는 것을 의미하며, 이는 향후 태양광 보급 및 확대에 제약이 되는 요소로 판단된다. 독일의 간접비 중 이윤의 비율이 높다는 것은 태양광 사업의 진행에서 국가의 정책적 제약요인이 없다는 것을 간접적으로 나타낸다고 볼 수 있을 것이다.

[그림 6-9] 태양광 100kW 간접비 항목별 비율



## 2. 국가별 O&M 비용 비교

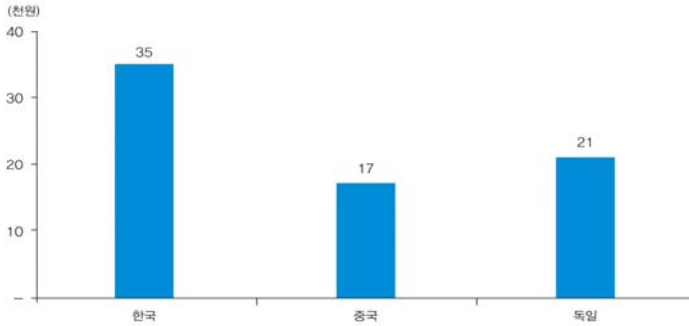
표준설비로 설정된 3kW(가정용), 100kW(사업용) O&M 비용은 부품교체비, 토지임차료, 안전관리비로 다음의 <표 6-7>과 같으며, 한국, 독일, 중국 순으로 산출되었다.

<표 6-7> 국가별 태양광 연간 O&M 비용

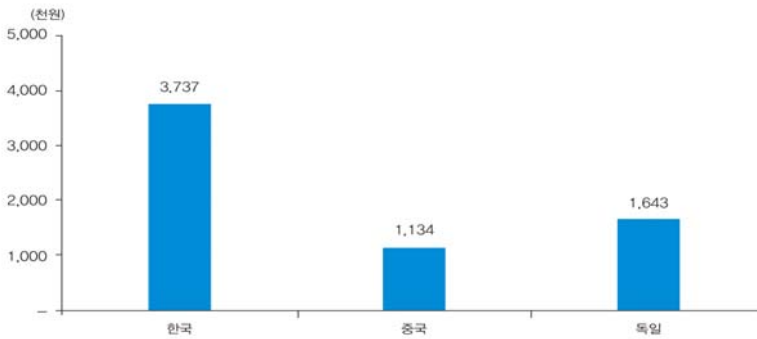
구분	O&M 비용(원)			한국 대비 비율(%)		
	한국	중국	독일	한국	중국	독일
3kW	35,000	17,269	21,150	100	49.3	60.4
100kW	3,736,510	1,133,875	1,643,205		30.3	43.9

자료: 한국, 중국(태양광 발전사업자 인터뷰를 통한 직접 조사), 독일 (BNEF, 2017g)

[그림 6-10] 국가별 태양광 3kW 연간 O&M 비용



[그림 6-11] 국가별 태양광 100kW 연간 O&M 비용



### 가. 3kW(가정용)

가정용의 경우 O&M 비용으로 인버터 교체비용이 발생하며 교체주기를 반영한 비용을 산출하여 적용하였다. 3kW 기준 연간 O&M 비용은 한국, 독일, 중국 순으로 산출되었으며 이는 인버터 단가의 영향으로 분석되었다.

〈표 6-8〉 한국, 중국, 독일 태양광 3kW 연간 O&M 비용 세부내역

항목		O&M 비용(원)			한국 대비 비율(%)		
		한국	중국	독일	한국	중국	독일
부품 교체비	인버터	35,000	17,269	21,150	100	49.3	60.4

자료: 한국, 중국(태양광 발전사업자 인터뷰를 통한 직접 조사), 독일(BNEF, 2017g)

부품교체비는 연간 예상되는 교체 비용으로, 조사된 인버터 단가에 교체횟수를 반영하여 내용연수 20년으로 나눈 비용을 적용하였다. 교체횟수는 내용연수 20년을 대상으로 최초 설치 후 10년이 되는 시점에 교체하는 것으로 1회 교체비용을 반영하였다. 교체주기는 전문업체 조사결과 10년이며, 보증기간은 5년으로 조사되었다. 연간 부품교체비는 1회 교체비용으로 인버터 단가에 따라 한국, 독일, 중국 순으로 나타났다.

〈표 6-9〉 국가별 태양광 3kW 인버터 연간 O&M 비용

항목	한국	중국	독일
인버터단가(원)	700,000	345,378	423,001
내용연수(년)	20	20	20
교체주기(년)	10	10	10
교체횟수(회)	1	1	1
내용연수 인버터 교체비용(원)	700,000	345,375	423,001
연간 인버터 교체비용(원)	35,000	17,269	21,150

자료: 한국, 중국(태양광 발전사업자 인터뷰를 통한 직접 조사), 독일(BNEF, 2017g)

나. 100kW(사업용)

100kW 연간 O&M 비용은 발전사업자가 부지를 임대하는 기준으로 산출하였으며, 토지 임차료, 부품교체비(인버터, 퓨즈 등), 안전관리비의 비용으로 구성된다. 연간 O&M 비용은 한국, 독일, 중국 순으로 산출되었으며, 이는 한국의 높은 토지임차료 및 안전관리비(한국전기안전공사 대행수수료)로 인한 것으로 분석되었다. 중국과 독일의 토지임차료는 한국의 각각 7.8%, 14.6% 수준에 불과하다. 중국과 독일의 인버터 교체 비용은 한국의 61.6%~69.6% 수준이다. 안전관리비와 기타부품교체비는 중국의 경우 37.8%, 독일의 경우 60.9% 수준이다. 전체적으로 중국과 독일의 O&M 비용은 한국의 30.3%, 44.0% 수준이다.

<표 6-10> 한국, 중국, 독일 태양광 100kW 연간 O&M 비용 세부내역

항목	O&M 비용(원)			한국 대비 비율(%)		
	한국	중국	독일	한국	중국	독일
토지임차료	1,500,000	116,963	218,305	100	7.8	14.6
부품교체비	인버터	718,750	442,789		61.6	69.6
	퓨즈 등	240,000	574,123		924,389	37.8
안전관리비	1,277,760					
합계	3,736,510	1,133,875	1,643,205		30.3	44.0

자료: 한국, 중국(태양광 발전사업자 인터뷰를 통한 직접 조사), 독일(BNEF, 2017g)

연간 O&M 비용은 <표 6-11>에서 보는 바와 같이 토지임차료, 부품교체비, 안전관리비 등 3가지 항목으로 조사하였고 모듈 청소 및 토지 관리(제초 등)비용은 100kW의 규모(660㎡)를 고려하여 자체 처리하는 것으로 간주하고 반영하지 않았다. 한국은 총금액 대비 토지 임

차료가 전체의 40.1%, 안전관리비가 34.2%로 전체의 74.3%이며, 이들은 중국, 독일에 비해 해당비용이 다소 높은 것으로 조사되었다.

〈표 6-11〉 한국, 중국, 독일 태양광 100kW 연간 O&M 비용 항목별 비율

항목	한국(%)	중국(%)	독일(%)
토지임차료	40.1	10.3	13.3
부품교체비	인버터	19.2	39.1
	퓨즈등	6.4	56.3
안전관리비	34.2	50.6	56.3
합계	100.0	100.0	100.0

자료: 한국, 중국(태양광 발전사업자 인터뷰를 통한 직접 조사), 독일(BNEF, 2017g)

각국의 토지임차료와 산출근거는 <표 6-12>와 같다. 한국에서는 연간 임차료로 보통 연간 100kW당 1,500,000원을 지출하는 것으로 나타났다. 반면 중국과 독일은 각각 116,963원, 218,305원을 지출하는 것으로 조사되었다.

〈표 6-12〉 국가별 100kW 기준 연간 토지임차료

국가	임차료	산출근거
한국	1,500,000	15,000원/kW(일반적으로 10,000원/kW~20,000원/kW)×100kW
중국	116,963	중국요녕성 일반경작지 기준 토지 임차료 700위안/년 적용 (산간지역 400위안/년 이지만 별도의 토목공사로 인하여 제외함), 중국태양광개발업자 인터뷰 자료
독일	218,305	219유로/ha / 10,000㎡ × 1,258.62원 × 660㎡ 환율 : 1,258.62원/유로(2017.1.1.~2017.8.31. 평균 매매기준율) 김수석(2011)

참고로 독일의 농지임차료 추이는 <표 6-13>과 같다.

〈표 6-13〉 독일 농지임차료 추이

년도	임차료(유로/ha)	전년비	비고
1997	150	1	1997년 ~ 2007년 연평균 상승률(2.01%)를 반영한 산정치
2007	183	1.22	
2017	219		

자료: 김수석(2011)

부품교체비는 연간 예상되는 교체 비용으로, 조사된 인버터 단가에 교체횟수를 반영하여 내용연수 20년으로 나눈 비용을 적용하였다. 교체횟수는 내용연수 20년을 대상으로 최초 설치 후 10년이 되는 시점에 교체하는 것으로 1회 교체비용을 반영하였다. 교체주기는 전문업체 조사결과 10년이며, 보증기간은 5년으로 조사되었다. 연간 부품교체비는 1회 교체비용으로 인버터 단가에 따라 한국, 중국, 독일 순으로 나타났다.

〈표 6-14〉 태양광 100kW 연간 인버터 교체비용 산출표

항목	한국	중국	독일
인버터단가(원)	14,375,000	8,855,770	10,010,222
내용연수	20년	20년	20년
교체주기	10년	10년	10년
교체횟수	1회	1회	1회
내용연수 인버터 교체비용(원)	14,375,000	8,855,770	10,010,222
연간 인버터 교체비용(원)	718,750	442,789	500,511

자료: 한국, 중국(태양광 발전사업자 인터뷰를 통한 직접 조사), 독일(BNEF, 2017g)



안전관리비는 한국의 경우 한국전기안전공사가 2017년 기준으로 전기안전관리대행 수수료를 부과하는 연간 비용을 적용하였고, 중국 및 독일의 경우 인버터를 제외한 부품 교체에 들어가는 비용과 안전관리비는 BNEF(2017g)를 기준으로 적용하였다. 즉  $96,800\text{원/월} \times 1.1(\text{부가세}) \times 12\text{개월} = 1,277,760\text{원/년}$ 이 적용된다.

### 3. 국내 LCOE 저감 목표를 위한 정책적 제언

지금까지 한국, 중국, 독일의 가정용 및 사업용 태양광 원가를 비교 분석하였다. 본 절에서는 태양광 시설의 원가에서 통제할 수 있는 부분과 통제할 수 없는 부분을 구분하여 LCOE 저감을 위한 정책적 방안에 대해서 고민해 보기로 한다. 원가분석이 면밀하게 진행된 100kW 규모의 사업용 태양광 대해서만 고찰해 본다.

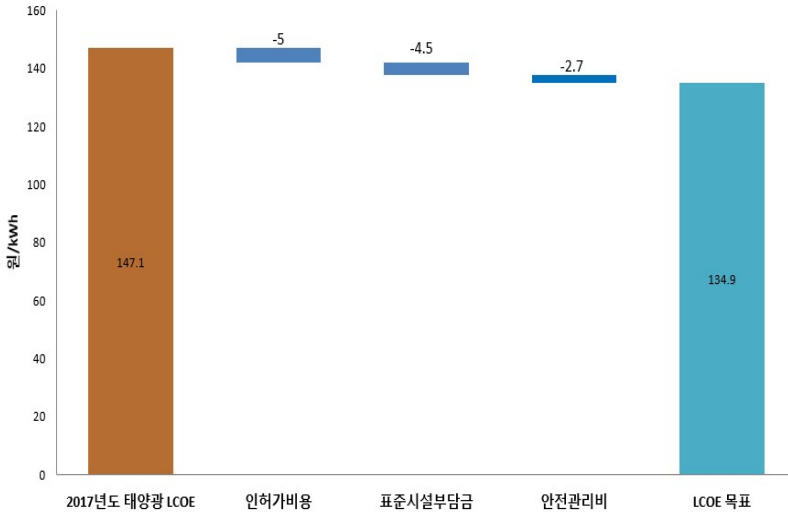
원가분석 결과 정책적으로 통제할 수 있는 부분은 인허가 비용, 표준시설부담금(계통연계비용), 안전관리비 3개로 파악된다. 우선 지자체 등에서 부과하는 인허가 비용이 타국 대비 매우 높은 것으로 조사되었다. 중국은 특수한 경제체제를 가지고 있으므로 독일 수준으로 인허가 비용을 낮춘다고 했을 때, 약 800만 원을 절감할 수 있었다. 한전이 부과하는 표준시설부담금도 독일 수준으로 낮춘다고 가정했을 때 약 720만 원을 절감할 수 있다. 안전관리비도 낮출 수 있는 여지가 있으나 절감 가능 금액이 연간 35만원 수준으로 크지는 않았다.

〈표 6-15〉 통제 가능한 태양광발전 비용 항목 및 절감 가능 금액(원)

항목	한국	중국	독일	절감 가능 금액
인허가비용	9,000,000	167,090	910,020	8,089,980
표준시설부담금	8,390,000	1,670,900	1,213,360 이하	7,176,640
안전관리비 (연간비용)	1,277,760	574,123 이하	924,389 이하	353,371 (20년 총비용 7,067,420)
합계	-	-	-	15,619,991 (20년 총 절감금액 22,334,040)

인허가 비용, 표준시설부담금, 안전관리비를 원하는 목표치만큼 하락시켰을 때 LCOE가 어떻게 변하는지 확인해 볼 필요가 있다. 우선 인허가비용 조정을 통해 kWh당 5원을 하락시킬 수 있다. 또한 표준 시설부담금으로 kWh당 4.5원을 하락시킬 수 있다. 안전관리비 조정을 통해서도 kWh당 2.7원을 하락시킬 수 있는 것으로 나타났다. 즉 정책적 노력을 통해 kWh당 12.2원을 하락시켜 LCOE를 134.9원으로 낮출 수 있다. 2030년 태양광 목표 발전량이 약 42,000GWh임을 고려해 볼 때, 이와 같이 태양광 LCOE를 하락시킬 경우 국민 부담을 연간 약 5,000억 원 줄일 수 있다.

[그림 6-12] 태양광 LCOE 절감 목표 제안

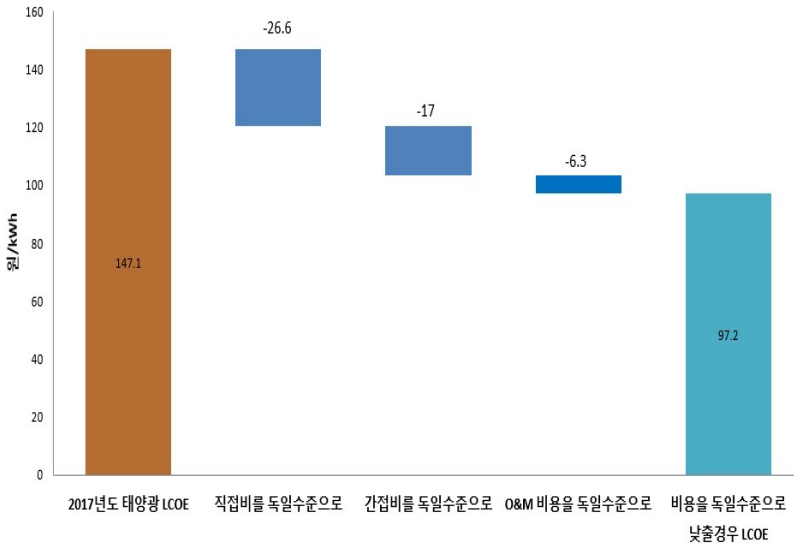


또한 국내 태양광 보급 확대에 학습이 증가하여 LCOE가 하락할 수 있다. 한국의 태양광 직접비나 간접비가 높은 이유가 각국이 처한 경제 환경 때문일 수도 있지만 경험 부족 때문일 가능성이 높다. 즉 독일과 중국은 태양광을 꾸준히 보급하여 비용을 하락시켜 나가고 있는 것이다. 그렇다면 보급 확대를 통한 학습으로 태양광 LCOE를 어느 정도 수준까지 낮출 수 있을까? 본 질문을 해결하기 위해 한국이 독일 수준으로 학습이 확보되었다고 가정한다. 즉 모듈, 인버터, 접속반, 전기배선, 구조물, 설치공사비 등 직접비가 독일 수준으로 하락한다는 상황을 가정한다. 또한 감리비, 설계비, 일반관리비 등 간접비도 독일 수준으로 하락하는 상황을 가정한다. O&M 비용은 토지임차료를 제외하고 부품교체비, 안전관리비 등을 독일 수준으로 맞추었다.

[그림 6-13]은 태양광 설치비용을 독일 수준으로 낮출 경우 실현 가

능한 국내 태양광 LCOE를 나타낸다. 일단 직접비를 독일 수준으로 낮출 경우 26.6원을 낮출 수 있다. 직접비는 대개 하드 비용으로 구성되며 물리적인 장치와 관련된 비용이다. 간접비를 독일 수준으로 낮출 경우 17원을 낮출 수 있다. 간접비는 대개 연성 비용으로 구성되며 인허가 등과 같이 비장치적인 부분과 관련된 비용이다. O&M 비용을 독일 수준으로 낮출 경우 6.3원의 LCOE가 낮아진다. 따라서 설치비용을 독일 수준으로 낮춘다면 태양광 LCOE를 97.2원/kWh까지 낮출 수 있다. 이 금액은 현재 독일 태양광 LCOE인 122원/kWh보다 낮은 수준이다. 이는 한국이 이용률과 법인세에서 독일보다 유리한 상황에 있기 때문이다. 하지만 이러한 설치비용을 낮추는 것은 단기간에 할 수 있는 것이 아니다. 독일은 오랫동안 태양광을 설치하면서 생긴 학습을 통해 비용을 낮춘 것이므로 우리나라도 지속적인 태양광 보급 확대를 통해 태양광 LCOE를 100원 이하로 낮출 수 있을 것이다.

[그림 6-13] 비용을 독일 수준으로 낮출 경우 국내 태양광 LCOE



한편 [그림 3-2]에 나타난 바와 같이 태양광 모듈이 2025년까지 0.22달러(242원)/W로 하락할 전망이다. 이는 현재 독일에서 설치되고 있는 모듈가격의 절반 이하 수준이다. 이를 LCOE 계산에 반영하면 2025년 국내 태양광 LCOE는 77.9원/kWh까지 떨어지는 것이 가능해진다.



## 제7장 결론 및 정책적 시사점

본 연구의 결과를 통해 한국의 태양광 LCOE는 독일 및 중국보다 높은 수준이며, CAPEX 및 할인율에서 유의미한 차이를 보이는 것을 확인할 수 있었다. 확률 시뮬레이션 분석에서도 LCOE에 대해 CAPEX의 기여도가 가장 높아 CAPEX를 줄이기 위한 노력이 우선적으로 필요하다. 먼저 국산 모듈 및 인버터의 비용이 타국보다 높아 원가 절감을 위한 제조업의 노력이 요구된다. 한편 국내 설치공사비가 높은 이유는 인건비가 높고 공기가 길기 때문으로 판단된다. 인건비는 조정이 어려우므로 공기를 단축하도록 노력이 필요할 것이다. 또한 민원 발생으로 공기가 길어지는 경우가 많으므로 주민 수용성을 높이기 위한 정책이 필요하다.

다음은 인허가 비용 문제이다. 주로 지자체에 납부하는 한국의 인허가 비용이 독일보다 10배, 중국보다 50배 높은 것으로 나타났다. 태양광 발전사업의 가장 큰 어려움으로 지자체에서 시행하는 '개발행위에 대한 인허가'가 지적되므로 인허가 비용을 낮추고 절차를 간소화하는 정책이 시급히 필요하다. 또한 국내 계통연계비용이 중국보다 4배 이상 높으므로 이러한 비용을 낮추는 노력도 필요하다. 국내 일반관리비도 타국대비 10배 이상 높으므로 국내 사업의 시스템화를 통한 비용 절감이 요구된다.

태양광 설비설치에 대한 부가가치세 인하를 권고한다. 최근 중국 국가에너지국(NEA)이 발표한 중국의 태양광 조세부담 경감 정책은 태양광 관련 물품의 부가가치세 50% 환급 및 경지점용세 인하 등의 내

용을 담고 있다. 본 정책은 태양광 활성화를 위해 2020년까지 도입하여 운영할 예정이다. 또 다른 세금인 법인세 조정도 고려해볼 만하다. 즉 법인세는 태양광 발전 수익에 대한 세금을 의미한다. 미국은 신재생에너지 ITC(투자세액공제)와 PTC(생산세액공제)를 통해 신재생에너지 보급을 확대하고 있으므로 이 내용을 참고할 필요가 있다.

한국의 경우 사업용 태양광 설치 시 민원비용으로 2천~3천만 원 정도의 비용이 발생하는 것으로 확인되고 있다. 해당비용은 전체 공사비에 배분하여 설치단가의 상승요인으로 작용한다. 따라서 주민 수용성 확보를 위한 정책이 필요하다. 다만 민원비용은 변동단가이므로 본문에서 나타난 한국 태양광 조사단가에는 반영되지 않았음을 밝혀둔다. 이외에도 태양광 보급 확대를 위해 학습을 축적시켜 직접비 및 간접비를 낮출 수 있을 것이다. 태양광 발전사업자들이 태양광을 지속적으로 설치하다 보면 경험 축적을 통해 불필요한 비용을 절감할 수 있을 것이다. 이러한 효과를 기대하기 위해서는 지속적인 태양광 확대가 요구된다.

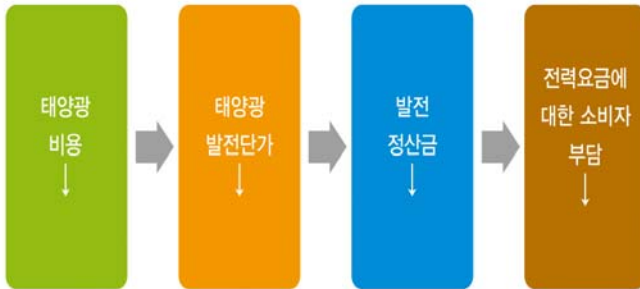
정책적으로 할인율을 낮추기 위한 노력도 필요하다. 할인율은 타인자본비용과 자기자본비용으로 구성되는데 이들을 전략적으로 낮출 수 있다. 예컨대 재생에너지 발전사업자 대출 금리 우대를 통해 타인자본비용을 낮출 수 있을 것이다. 타인자본비용을 대표하는 요소는 대출이자율 또는 회사채 발행 이자율이므로, 정책적으로 재생에너지 발전사업자를 대상으로 한 대출 금리 우대는 타인자본비용을 감소시키는 데 기여할 수 있다. 재생에너지 프로젝트 파이낸싱(PF) 활성화 및 지원도 필요한 부분이다. 정부가 재생에너지 산업생태계 조성을 위한 프로젝트 파이낸싱 활성화와 투자상품 개발에 적극적으로 지원함으로써



발전사업자의 자본조달비용을 감소시킬 수 있다.

본 연구의 목적은 태양광 설비 설치 시, 불필요한 비용을 제거하여 태양광발전 비용을 더욱 하락시키고, 태양광 보급을 더욱 확대시키기 위함이다. 온실가스 및 미세먼지 감축, 원자력에 대한 잠재적 위험 회피로 신재생에너지 보급 확대는 불가피하다. 하지만 신재생에너지 보급 확대가 전력요금의 지나친 상승으로 소비자에게 부담이 된다면 신재생 확대에 제동이 걸릴 것이다. 따라서 [그림 7-1]에서 나타난 바와 같이 본 연구결과를 적용하여 태양광발전 비용을 하락시키면 태양광 발전단가 또한 하락할 것이다. 그러면 발전 정산금이 줄어들며, 궁극적으로 전력요금에 대한 소비자 부담이 줄어들게 된다.

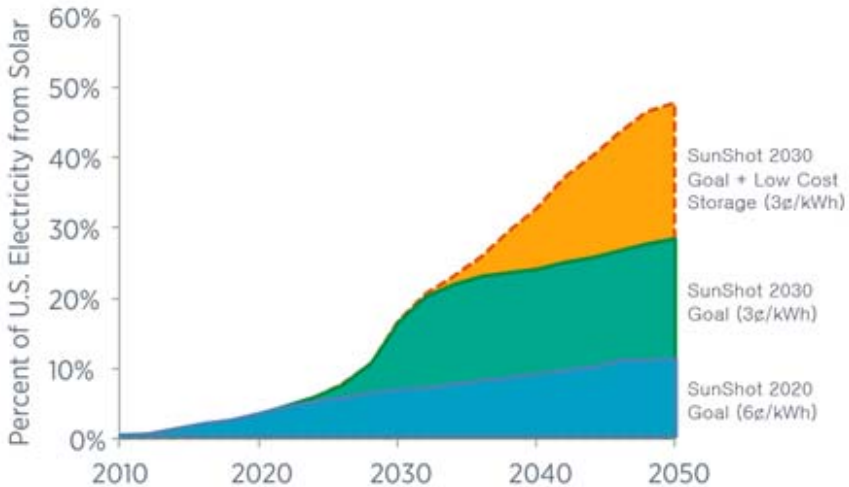
[그림 7-1] 태양광발전 비용 하락의 기대효과



선행연구에서도 알려진 바와 같이 미국은 태양광 발전단가를 낮추기 위한 노력을 일찌감치 시행해 왔다. 미국 에너지 당국은 SunShot 프로그램을 진행 중이다. 기존 정책은 2020년까지 태양광 LCOE를 6센트(66원)/kWh로 낮추고 태양광 발전량 비중을 10%로 확대하는 것

이었다. 하지만 2016년 말에 발표한 목표는 2030년까지 태양광 LCOE를 3센트(33원)/kWh로 낮추고 태양광 발전량 비중을 30%로 확대하는 것으로 수정했다. 즉 태양광 발전단가 하락을 위한 추가 노력을 통해 기존보다 더욱 강한 목표를 달성하겠다는 의지를 담았다. 추가적으로 저장장치 비용이 2030년까지 낮은 수준으로 떨어지면 태양광 발전량 비중이 50%까지 달성할 수 있을 것으로 전망했다. 우리나라도 미국의 케이스처럼 태양광 목표를 보급량뿐만 아니라 가격에 대해서도 설정할 필요가 있다. 태양광 보급 확대가 국민들의 전기료 상승에 큰 부담을 주지 않도록 태양광 가격 하락을 위한 지속적인 노력이 필요하다.

[그림 7-2] 미국의 태양광 LCOE 및 보급 목표



자료: U.S. Department of Energy (2016)

## 참고 문헌

- 강정화. (2014). 신재생에너지산업 시장 전망, 수은 해외경제, 2014년 가을호, 한국수출입은행
- 강정화. (2017). 2017년 3분기 태양광산업 동향, 수은 해외경제, 2017-분기-04, 한국수출입은행
- 김기호, 김영일. (2007). 크리스탈볼을 이용한 재무시뮬레이션. (주)이레테크
- 김수석. (2011). 한국농촌경제연구원 해외(독일)출장결과 보고서
- 박희준. (2016). 북미 태양광 발전산업 성장 배경과 시사점, 에너지거버너스센터 Working Paper
- 여국현 (2014). 태양광 모듈 리사이클링 산업시장 동향, 한국환경산업기술원 Konetic Report 2015-7호
- 이용택, 남두희. (2005). 위험도분석을 활용한 교통투자사업 평가의 활용방안. 도로교통, 제102호.
- 이철용. (2015). 신재생에너지 공급인증서(REC) 가격 예측 방법론 개발 및 운용
- 이철용. (2017). 에너지원별 균등화 비용(LCOE) 추정 연구. R&D전략기획단 수탁과제
- 장재홍. (2016). 저장장 시대의 적정사회적 할인율에 관한 검토, 산업연구원 산업경제분석
- 정윤경. (2013). 태양광 산업 및 모듈가격 전망과 대내외 대응전략 연구, 에너지경제연구원 기본과제
- 최지은, 박동규. (2015). 공공투자 사업의 경제성분석을 위한 사회적

할인을 추정. *사회과학연구*, Vol. 43, No. 3.

- 한국에너지공단. (2016). 2015년 신·재생에너지 보급통계  
허서지. (2016). 신재생에너지 산업 현황과 육성전략, *FKI Issue paper*,  
통권 제 232호, 전국경제인연합회
- KB금융지주 경영연구소. (2017). 몬테카를로 방법 소개와 산업 및 금융 적용사례.
- Anderson, E. C. (1999). Monte Carlo Methods and Importance Sampling, Lecture Notes. available at [http://ib.berkeley.edu/labs/slatkin/eriq/classes/guest\\_lect/mc\\_lecture\\_notes.pdf](http://ib.berkeley.edu/labs/slatkin/eriq/classes/guest_lect/mc_lecture_notes.pdf)
- Bhandari, R. and Stadler, I. (2009). Grid Parity Analysis of Solar Photovoltaic Systems in Germany Using Experience Curve, *Solar Energy* 83: pp.1634-1644
- BNEF (2017a). 1H 2017 Global LCOE Outlook
- BNEF (2017b). 1H 2017 Solar LCOE Update
- BNEF (2017c). 1Q 2017 Global PV Market Outlook
- BNEF (2017d). 2Q 2017 Global PV Market Outlook
- BNEF (2017e). 3Q 2017 Global PV Market Outlook
- BNEF (2017f). New Energy Outlook 2017
- BNEF (2017g). Key PV(no tracking) cost inputs in LCOE Scenarios
- Branker, Kadra, M. J. M. Pathak, and Joshua M. Pearce (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15.9: pp.4470-4482.
- Darling, Seth B., et al. (2011). Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics. *Energy & Environmental Science*

4.9: pp.3133-3139.

- Friedman, B., James, T., Margolis, R., and J. Seel, (2016). Comparing Photovoltaic (PV) Costs and Deployment Drivers in the Japanese and U.S. residential and Commercial Markets, National Renewable Energy Laboratory: NREL, CO. U.S.
- GTM (2015). Global PV Pricing Outlook, GTM Research Report
- IEA (2017a). Renewables Information 2017
- IEA (2017b). Technical Assumptions Used in PV Financial Models
- IRENA (2017). Renewables Energy Auctions
- Jäckel, P. (2002). Monte Carlo methods in finance. J. Wiley.
- Morris, Jesse, et al. (2013). Reducing Solar PV Soft Costs. Rocky Mountain Institute(RMI), Snowmass, CO.
- Keiji Kimura and Romain Zissler (2016). Comparing Prices and Costs of Solar PV in Japan and Germany- The Reasons Why Solar PV is more Expensive in Japan, Renewable Energy Institute
- Seel, Joachim, Galen L. Barbose, and Ryan H. Wiser. (2014). An analysis of residential PV system price differences between the United States and Germany. *Energy Policy* 69: pp.216-226.
- Spooner, J. E. (1974). Probabilistic estimating. *Journal of the Construction Division*, 100(c01).
- U.S. Department of Energy (2016). The SunShot Initiative's 2030 Goal, Washiton D.C.
- IMF World Economic Outlook Databases, <https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2017/01/weodata/index.as>

px, 최종방문일 : 2017년 10월 20일

KESIS 국가에너지통계종합시스템, <http://www.kesis.net/>, 최종방문일 :  
2017년 9월 20

삼정 KPMG,

<https://home.kpmg.com/xx/en/home/services/tax/tax-tools-and-resources/tax-rates-online/corporate-tax-rates-table.html>, 최종방문일 :  
2017년 9월 20일

TRADING ECONOMICS, <https://tradingeconomics.com/>, 최종방문일  
: 2017년 9월 20일

## 이 철 용

現 에너지경제연구원 연구위원

<주요저서 및 논문>

“Forecasting new and renewable energy supply through a bottom-up approach: The case of South Korea”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, 69, 207-217.

“Estimating willingness to pay for renewable energy in South Korea using the contingent valuation method”, Energy Policy, 2016, 94, 150-156.

“Diffusion of renewable energy technologies in South Korea on incorporating their competitive interrelationships”, Energy Policy, 2014, 69, 248-257.

기본연구보고서 2017-27

### 태양광 원가분석을 통한 균등화 비용 국제 비교 분석

---

2017년 12월 29일 인쇄

2017년 12월 30일 발행

저 자 이 철 용

발행인 박 주 현

발행처 에너지경제연구원

44543, 울산광역시 중구 종가로 405-11

전화: (052)714-2114(代) 팩시밀리: (052)714-2028

등 록 1992년 12월 7일 제7호

인 쇄 (사)한국척수장애인협회 인쇄사업소 (031)424-9347

© 에너지경제연구원 2016 ISBN 978-89-5504-657-1 93320

---

\* 파본은 교환해 드립니다.

값 7,000원

