



태양광 발전 LCOE 결정요인과 정책 시나리오별 비용효과 분석

김민기¹⁾ · 조상민^{2)*}

Solar PV LCOE Determinants and the Cost Effects of Policy Scenarios

Minki Kim¹⁾ · Sangmin Cho^{2)*}

Received 13 February 2026 Revised 17 March 2026 Accepted 23 March 2026 Published online 25 March 2026

ABSTRACT This study examines the key determinants of the levelized cost of electricity (LCOE) for 100-kW ground-mounted solar photovoltaic systems in South Korea and evaluates cost-reduction effects under sequential policy scenarios. The baseline LCOE is estimated at 134.96 KRW/kWh under current financial and institutional conditions. Applying a policy mix of improved financing conditions, reduced grid-connection costs, utilization of underutilized government-owned land, and extension of contract periods to 30 years reduces the LCOE to 98.37 KRW/kWh. Meanwhile improvements in financing conditions and longer project lifetimes have the largest impact, indicating that solar energy's price competitiveness can be enhanced not only through technological progress but also through institutional design that reduces financial risks and regulatory constraints.

Key words Renewable energy(재생에너지), Solar photovoltaics(태양광 발전), Levelized cost of electricity(균등화발전단가), Weighted average cost of capital(가중평균자본비용), Scenario analysis(시나리오 분석)

Nomenclature

kW : Kilowatt
kWh : Kilowatt-hour
KRW : Korean Won

1. 서론

전 세계적으로 에너지 전환은 더 이상 선택이 아닌 필수

1) Ph.D. Candidate, Graduate School of Convergence Technology and Energy, Tech University of Korea

2) Associate Professor, Graduate School of Convergence Technology and Energy, Tech University of Korea

*Corresponding author: smcho@tukorea.ac.kr

Tel: +82-31-8041-0324 Fax: +82-31-8041-0324

요건으로 자리 잡고 있다. 화석연료 사용에 따른 기후 및 환경문제는 전 지구적인 관심사로, 단순히 재생에너지의 확대만을 논의하는 것은 아니며 지속적인 경제발전을 담보하는 탄소중립의 실현을 목표로 한다.

태양광을 필두로 하는 재생에너지는 환경친화적이고 자원 고갈의 우려가 없는 지속가능성이 가장 큰 장점이다. 더불어 연료 비용에 대한 의존성을 탈피할 수 있다는 점도 강점으로 지목된다. 하지만 초기 투자비가 높은 자본 집약적 특성, 낮은 에너지 밀도, 그리고 전력 생산의 변동성 등의 한계도 명확하다. 재생에너지 확대가 지속 가능하기 위해서는 단지 기후 및 환경문제에 기반한 당위성에 의존하기 보다는 전통 전원 대비 경제성 확보가 요구된다.

최근 한국의 에너지 정책을 둘러싼 논의의 핵심 중 하나는 재생에너지 확대 과정에서의 비용 효율성 확보 가능성

이다. 2025년 현 정부 출범 이후 환경 정책과 기후, 에너지 정책 기능을 통합한 기후에너지환경부(이하 기후부)가 신설되었다. 기후부는 대통령 업무보고(2025.12.17.)를 통해 2030년까지 재생에너지 100 GW 보급 목표를 발표하였고, 현재 150원/kWh 수준의 태양광 가격을 2030년까지 100원/kWh 이하로 절감하여 효율성을 제고하겠다고 밝힌 바 있다.^[1] 이는 2035 국가온실가스감축목표(National Determined Contribution, NDC) 이행을 위한 재생에너지 비중 확대 과정에서 태양광을 중심으로 재생에너지의 경제성 확보도 실현하겠다는 정부의 의지를 보여준 것이다.

이러한 정부의 목표 실현 가능성을 판단하고, 목표의 달성을 위한 정책 개선 방향을 논의함에 있어 출발점은 균등화 발전단가(Levelized Cost of Electricity, LCOE)이다. LCOE란 전력 1 kWh를 생산하는 데 필요한 평균비용을 현가화한 지표로, 전원 간 경제성을 비교하거나 특정 전원의 수익성을 평가하는 데 사용된다. 다양한 재생에너지원 중 특히 태양광 발전은 기술 발전과 대량생산 등에 기반한 효율 향상 및 설비단가 하락을 통해 가장 빠르게 경쟁력을 확보하고 있는 에너지원으로 평가받고 있다. 국제재생에너지 기구(International Renewable Energy Agency, IRENA)에 따르면 지상형 태양광의 전 세계 평균 LCOE는 2010년 0.460 USD/kWh에서 2023년 0.044 USD/kWh로 약 90% 하락한 것으로 조사되어 주요 에너지원 중 가장 큰 개선을 보였다(Table 1).^[2] 이는 재생에너지 확대의 중심에 태양광이 자리 잡고 있음을 시사한다. 따라서 본 연구에서도 태양광 LCOE를 분석 대상으로 삼고자 한다.

Table 1. LCOE trends by technology, 2010 and 2023

Technologies	LCOE		
	2010	2023	Percent Change
Solar PV	0.460	0.044	-90%
Concentrated Solar Power	0.393	0.117	-70%
Onshore Wind	0.111	0.033	-70%
Offshore Wind	0.203	0.075	-63%
Bioenergy	0.084	0.072	-14%
Geothermal	0.054	0.071	31%
Hydropower	0.043	0.057	33%

Source: International data represent global average LCOE values reported by IRENA (2024).

국내외에서 태양광 LCOE를 분석한 연구나 보고서는 쉽게 찾을 수 있다. 그런데 국내 선행연구의 대부분은 특정 조건에서의 LCOE 도출 또는 단순 민감도 분석에 국한되어 있어, 실질적인 정책 대안 제시에는 한계가 있다. 본 논문은 이러한 기존 연구의 한계를 극복하여 시장에서 실제로 발생할 수 있는 금융, 입지, 정책 여건의 변화가 LCOE에 미치는 영향을 분석한다. 또한 실현 가능한 정책 시나리오를 구축하여 시나리오별 LCOE 변화를 도출하는 것을 목적으로 한다. 이를 통해 향후 태양광 발전 LCOE 하락과 이에 기반한 효율적인 확대를 실현하기 위한 정책 대안을 제시하고자 한다.

본 논문의 구성은 다음과 같다. 제2장에서는 선행 연구를 검토하고 이를 통해 본 논문의 차별성과 독창성을 논의한다. 제3장에서는 연구방법론과 기준 LCOE 산정을 위한 주요 전제를 제시한다. 제4장에서는 분석 결과를 논의하고 제5장에서는 이를 바탕으로 정책 대안을 제시한다.

2. 선행 연구

재생에너지의 경제성을 평가하고 비교하기 위한 핵심 지표인 LCOE의 분석 사례는 국내외 다수의 연구에서 확인된다. 대표적으로 IRENA, 국제에너지기구(International Energy Agency, IEA) 등의 국제기구들을 중심으로 태양광 LCOE 추세가 분석되어 왔다. 이들 기구는 공히 태양광 발전이 화석연료와 같은 전통 전원과 경쟁 가능한 수준에 도달하고 있음을 제시하고 있다.

Table 2는 선행연구의 주요 연구결과를 요약한 것이다. Moon *et al.*(2025)은 한국의 주요 전원별 LCOE를 비교·분석하여 발전단가를 결정하는 핵심 요인으로 설비 투자비, 연료비, 이용률, 자본비용을 지목하였다. 특히 재생에너지와 기존 화석연료 전원 간의 비용 구조 차이를 분석함으로써, 한국 에너지 전환 과정에서 LCOE가 정책 설계 및 전원 선택에 미치는 시사점을 도출하였다.^[3] Vartiainen *et al.*(2019)은 LCOE가 설비비와 같은 기술적 요인뿐만 아니라 금융 조건에 의해 크게 좌우될 수 있음을 지적하였다.^[4] 특히 가중평균자본비용(Weighted Average Cost of Capital, WACC)이 LCOE에 미치는 영향을 실증적으로 분석하여,

Table 2. Summary of previous studies

Title	Author (s)	Main Findings
Assessing the Levelized Cost of Energy in South Korea	Moon <i>et al.</i> (2025) ^[3]	Evaluates the LCOE of major electricity generation technologies in South Korea and projects future cost trajectories, showing that solar PV is expected to become one of the most cost-competitive energy sources by around 2030.
Estimation of LCOE for Solar and Wind Power	Lee <i>et al.</i> (2025) ^[6]	Estimates the LCOE of solar and wind power in Korea and finds that wind power generally exhibits higher LCOE due to lower capacity factors and geographical constraints compared with solar PV.
Establishment and Operation of Long-term LCOE Forecast System for Expansion of Renewable Energy (5/5)	Lee and Lim (2024) ^[5]	Develops a long-term LCOE forecasting framework for renewable energy in Korea and analyzes the impacts of key parameters such as capital cost, discount rate, and economic lifetime on generation costs.
A Study on Policy Proposals for Expansion of Solar Photovoltaic Systems Based on CBA and LCOE Analysis in South Korea	Choi (2018) ^[8]	Conducts cost-benefit and LCOE analyses for a 1 MW solar PV system and suggests policy measures to support the economic expansion of solar photovoltaic deployment.
Impact of Weighted Average Cost of Capital, Capital Expenditure, and Other Parameters on Future Utility-Scale PV Levelised Cost of Electricity	Vartiainen <i>et al.</i> (2019) ^[4]	Examines how financial parameters influence PV LCOE and shows that the weighted average cost of capital is one of the most influential variables affecting the future cost of solar electricity.
Cross-country Study on Levelized Cost of Solar PVs	Lee (2017) ^[7]	Compares the LCOE of solar PV in Korea, Germany, and China and identifies structural factors such as financing conditions and resource availability that lead to relatively higher PV costs in Korea.

금융 환경 개선이 태양광 발전의 경제성 제고에 중요한 정책 수단이 될 수 있음을 보였다.

국내 연구들은 설비단가, 이용률, 그리고 발전소 수명 등을 주요 변수로 설정하여 LCOE를 분석하는 접근이 주를 이루

고 있다. 특히 에너지경제연구원(Korea Energy Economics Institute, KEEDI)은 2020년부터 2024년까지 관련 연구를 수행하여, 태양광과 풍력 발전의 비용 요소에 대한 표준화된 가정을 바탕으로 국내 태양광 발전의 LCOE를 주기적으로 추정하였다(Lee and Lim, 2024).^[5] 해당 연구는 재생 에너지 기술 진보와 보급 확대에 따른 비용 감소 효과를 정량적으로 제시함으로써, 중장기 재생에너지 정책의 기초자료를 제공하였다는 점에서 의의가 있다. 다만 이러한 연구들은 국가 수준에서 적용 가능한 표준화된 가정을 중심으로 분석이 이루어져 발전사업자의 자본비용 구조나 프로젝트별 입지, 계통 조건 등의 미시적 요인 변화가 LCOE에 미치는 영향에 대해서는 제한적으로 다루어졌다.

Lee *et al.* (2025)도 유사하게 국내 태양광 및 풍력 발전을 대상으로 설비 비용(Capital Expenditure, CAPEX), 운영유지비(Operational Expenditure, OPEX), 이용률 등을 주요 변수로 설정하여 LCOE를 분석하였다.^[6] 다만 주요 변수에 대한 민감도 분석에 초점을 맞춘다는 점에서 Lee and Lim(2024)의 연구와 차별성이 있다. Lee(2017)은 국가 간 제도, 금융, 그리고 입지의 차이에 따른 LCOE 비교에 중점을 두고 있다는 점에서 독창적이거나 데이터의 한계가 존재한다.^[7] Choi(2018)는 태양광 발전의 보급 확대를 목표로 LCOE와 사회적 편익을 비교하는 정책 평가 프레임워크를 제시하였으나, 해당 연구는 LCOE 자체의 결정요인 및 정책 대안의 제시와는 거리가 있다.^[8]

Table 3은 선행 연구들에서 활용된 LCOE 분석 변수들을 비교한 것이다. CAPEX, OPEX 등 핵심 변수들은 모든 연구들이 공통적으로 반영하고 있으나 부지임대료, 금융요소, 물가상승률, 그리고 전력 판매 단가 등의 수익성 관련 변수는 연구의 목적과 LCOE에 대한 관점에 따라 반영 여부가 서로 상이함을 확인할 수 있다.

본 논문은 프로젝트 개발 사업자 관점에서 LCOE를 분석하고자 하며, 이를 위해 기존 연구들보다 다양한 변수를 활용하여 재무적 관점에서 LCOE 산출이 가능하도록 설계하였다. 이러한 변수 구성은 시나리오 분석 과정에서 금융제도·입지 등 다양한 요소를 종합적으로 분석 및 조합할 수 있는 기반을 제공함으로써, 보다 현실적인 LCOE 도출과 실현 가능한 정책 대안을 제시할 수 있다는 장점을 가진다.

한편, 일부 선행 연구에서는 LCOE의 분석에 있어 실질가

Table 3. Analysis variables

Variable	IEA (2020)	IRENA (2024)	Lee and Lim (2024)	Lee <i>et al.</i> (2025)	This Study (2026)
CAPEX	O	O	O	O	O
OPEX	O	O	O	O	O
Land Cost	O	X	O	O	O
Decommissioning Cost	O	X	X	O	X
Discount Rate	O (R)	O (N)	O (R)	O (R)	O (N)
Debt Ratio	O	X	O	X	O
Corporate Tax	O	X	O	O	O
Subsidies / Incentives	X	△	X	X	X
Inflation Rate	O	X	O	X	O
Capacity Factor	O	O	O	O	O
Project Lifetime	O	O	O	O	O
Performance Degradation Rate	X	X	O	X	O
Construction Period	O	X	X	O	X
Electricity Selling Price	X	X	O	X	O

Note: Real Discount Rate(R), Nominal Discount Rate(N)

격과 명목가격을 혼용하는 문제가 확인된다. 실질 할인율을 적용하여 재생에너지의 LCOE를 분석하였음을 제시하고 있으나, OPEX나 전력 판매단가 등을 정의함에 있어 실질가격을 적용했는지에 대해서는 불명확하거나 오류가 있는 부분이 존재한다. 가령 실질 할인율을 적용했다면 OPEX에 물가상승률을 적용하면 안 되고, 전력 판매단가의 경우에도 고정계약(명목)을 전제로 했다면 물가상승률을 제외한 실질 전력 판매단가로 환산해서 사용해야 한다. 그러나 일부 연구들이 실질 할인율을 적용하면서 판매단가를 명목으로 사용하는 등의 오류를 범하고 있다. 한편, Kost *et al.*(2024)은 장기 분석 시 실질가격 적용의 불확실성을 지적한 바 있다.^[9]

본 논문은 사업자 기준으로 재무적인 LCOE를 분석하기 위해 모든 변수에 명목적 가격을 사용한다. 이는 실제 사업자가 경험하는 현금흐름과 가장 유사한 방식으로, 현실을 잘 반영할 수 있고 시장 여건 변화, 특히 금융 환경 변화에 따른 LCOE 영향을 잘 반영할 수 있다는 장점이 있다. 다

만, 단점으로는 계산 과정이 복잡해지고, 특히 물가상승률 산출에 오류가 있다면 분석 결과가 크게 변할 수 있다는 점을 들 수 있다.

한편, 본 논문은 정책적으로 고려 가능한 시나리오를 구축하고 이러한 시나리오 하에서 LCOE를 분석한다는 점에서 선행 연구들과 차별적이다. 기존의 연구들은 주로 LCOE를 구성하는 주요 요소들의 변화에 따른 민감도 분석에 초점을 맞추고 있거나, 제한적 시나리오형 영향 분석에 그치고 있다. 민감도 분석은 핵심 변수를 파악할 수 있다는 점에서 그 의미가 있으나, 정책의 실질적 효과를 분석하거나 정책 대안을 제시하는 데에는 한계가 존재한다. 또한, 다양한 변수의 조합에 따른 상호작용의 영향을 파악하기 어렵다는 단점 또한 존재한다. 반면 시나리오 분석은 여러 변수를 동시에 변화시켜 기술과 경제적 조건들의 복합적 변화에 따른 LCOE 변화를 관찰할 수 있다. 본 연구는 시나리오 분석을 수행하되, 정책 개입에 따른 LCOE 하락 효과에 초점을 두고 네 가지 정책 시나리오를 구성하여 현재 국내에서 가장 일반적인 태양광 발전 유형인 지상형 소규모 태양광 발전의 LCOE 변화 양상을 분석하고자 한다.

3. 연구방법론 및 시나리오 모형

3.1 연구방법론

본 연구에서는 100 kW 규모의 지상형 태양광 발전설비를 기준으로 설정하여 분석을 수행하였다. 전력통계시스템(Electric Power Statistics Information System, EPSIS)의 통계에 의하면, 2026년 3월 기준 국내 태양광 설비 중 100 kW 이하가 약 83%로 가장 높은 비중을 차지하는 것으로 나타났다. 즉, 국내 시장 상황을 고려할 때 100 kW급 지상형 태양광의 대표성이 가장 높기 때문에 본 연구의 기준 설비로 설정하였다.^[10]

LCOE는 발전설비의 전 생애주기 동안 발생하는 총비용(투자비, 운영비, 금융비 등)을 총발전량으로 나누어 산출한다. 본 논문은 Lee and Lim(2024)에서 제시한 주요 전제들을 기반으로 현실적인 가정들을 추가 및 보완하여 태양광 LCOE를 분석하였다. LCOE 분석 방법론은 기본적으로 IEA, IRENA 등 국제기구에서 사용되는 방식과 동일하

나, 본 논문의 경우 전력 판매단가, 법인세, 부채율 및 부채 비용, 그리고 감가상각 등 사업자 관점에서 발생하는 수익과 비용 항목을 반영하여 재무적 LCOE를 산정했다는 점에서 차별적이다.

이번 연구에서 사용된 LCOE 분석모형은 식 (1)과 같다.

$$LCOE = \frac{Capex + \sum_{t=1}^n \frac{Opex_t + Rent_t + Tax_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{(1-d)^t \times CF \times 365 \times 24 \times Capacity}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

이 중 CAPEX는 태양광 발전소의 건설에 필요한 비용을 의미하며, 크게 태양광 모듈, 인버터 등 기자재와 구조물 및 공사비, 인허가 비용으로 나눌 수 있다. 이들은 대부분 태양광 발전의 초기 단계에서 발생하는 비용으로 LCOE의 구성에 있어 가장 큰 비중을 차지하고 기술 발전 또는 설비 용량의 확대를 통한 규모의 경제에 의해 절감이 가능하다. 일반적으로 시장 가격(모듈, 인버터 등 기자재)과 비용 산정 기준(계통 거리 등)이 존재하여 상대적으로 정확한 측정이 가능하고, 국가 간 비교도 가능한 요소로 파악된다.

OPEX는 발전소의 운영기간 동안 발생하는 비용으로 연료비, 부품 교체 비용, 인건비, 보험료 등을 포함한다. 태양광을 비롯한 재생에너지의 경우 연료비가 사실상 '0'에 가까우므로 부품 교체 비용과 인건비가 OPEX의 높은 비중을 차지한다.

부지임대료(Rent)의 경우 LCOE를 다룬 많은 선행 연구에서 중요하게 고려하지 않는 요소이다. 그러나 토지의 기회비용이 높은 우리나라의 경우 부지임대료가 LCOE에 미치는 영향이 크기 때문에 포함시키는 것이 합리적일 것이다. 따라서 본 논문에서는 부지임대료를 LCOE 산정 시 중요변수로 설정하였다.

한편, 비용을 현재가치로 환산하기 위한 할인율(r)은 LCOE 산정에서 핵심적인 변수로서, 본 논문에서는 WACC를 산정한 후 이를 할인율로 사용했다. WACC는 사업자가 프로젝트를 수행하기 위한 자본을 조달하는 비용을 의미하는 것으로, 자기자본비용과 부채비용(타인자본비용)의 가중 평균을 통해 도출된다. 재생에너지 발전사업은 초기 투자 비용의 비중이 높은 자본집약적 특성으로, WACC가 경제성에 큰 영향을 미친다. 일반적으로 WACC가 상승하면 CAPEX

는 영향을 받지 않는 반면, 발전량의 현재가치는 하락하기 때문에 LCOE가 상승한다. Vartiainen *et al.*(2019)에 따르면 발전소 위치를 제외하면 WACC가 태양광 LCOE에 가장 큰 영향을 미치는 요인이며, 이는 태양광 설비의 기술 및 운영 조건이 동일하더라도 국가 간 금융비용의 구조에 따라 LCOE가 크게 달라질 수 있음을 의미한다.^[4]

식 (2)는 WACC 산출 모형으로, 자기자본비용(Cost of Equity, R_e), 부채비용(Cost of Debt, R_d), 부채율(Debt Ratio, D) 및 법인세율(Corporate Tax Rate, T_c)로 구성된다.

$$WACC = (R_e \times (1 - D)) + (R_d \times D \times (1 - T_c)) \quad (2)$$

여기서 자기자본비용은 일반적으로 식 (3)과 같은 자본 자산가격결정모형(Capital Asset Pricing Model, CAPM)을 적용하여 산출한다.

$$R_e = R_f + \beta(R_m - R_f) + SMRP \quad (3)$$

본 논문은 재생에너지 시장의 특성을 반영하기 위해 현물 시장 리스크 프리미엄(Spot Market Risk Premium, SMRP)을 포함한 것이 특징이다. SMRP는 전력시장 및 재생에너지 공급인증서(Renewable Energy Certificate, REC)의 가격 변동성과 불확실성 등에 따라 발전사업자가 부담하는 추가적인 위험 보상을 의미한다. 즉 프로젝트 사업 고유의 잔여 위험(Residual Risk)을 보완하기 위해 자기자본비용에 가산되는 프리미엄이다. Pietz(2009)는 독일 전력 현물시장의 분석을 통해 유의한 양(+)의 프리미엄이 존재함을 확인한 바 있으며,^[11] 스페인의 전력 파생상품 시장에서는 선물가격을 기준으로 약 1.08% 수준의 프리미엄이 관측된 바 있다(Pena and Rodriguez, 2018).^[12] 이에 본 논문에서는 전력 및 REC 시장에서 수익의 불확실성으로 인한 1% 수준의 리스크 프리미엄이 존재한다는 가정하에 SMRP를 1.0%로 설정하였다.¹⁾

한편, 무위험 수익(Risk-free rate of Return, R_f)은 국

1) 국내 금융권에서는 현물시장 참여 태양광 프로젝트에 대해 0.5~1.5%p 가량의 가산 금리를 적용하는 것으로 알려져 있다. 다만, 이와 관련한 공식적인 데이터가 존재하지는 않는다.

내 10년 만기 국채 수익률(국가데이터처, 2006-2025),^[13] 시장 수익률(Market Rate of Return, R_m)은 국내 주식시장 20년 평균수익률(Samsung Securities, 2024)을 적용하였다.^[14]

위험계수 β 는 CAPM에서 정의되는 체계적 위험(Systematic Risk)을 나타내는 지표로 식 (4)와 같이 R_m 에 대한 민감도로 산출된다. $\beta=1$ 은 발전사업자가 투입한 자산을 통해 얼마의 수익을 창출하는지를 나타내는 자산수익률(Rate of Return on Asset i , R_i)과 R_m 간의 공분산(Covariance)이 R_m 의 분산과 동일한 경우를 의미하며, 이는 R_m 이 변화할 때 발전사업자의 R_i 가 같은 크기로 반응한다는 것이다(Brealey *et al.*, 2020).^[15] 따라서 $\beta < 1$ 이면 시장 대비 낮은 민감도, $\beta > 1$ 이면 시장 대비 높은 민감도를 나타낸다.

$$\beta = \frac{Cov(R_i, R_m)}{Var(R_m)} \quad (4)$$

태양광 발전은 연료비가 존재하지 않는 발전원으로 비용 구조가 매우 안정적이며, 장기적으로 예측가능한 수익 흐름을 창출할 수 있는 특징을 가진다. 우리나라는 신·재생에너지 공급 의무화 제도(Renewable Portfolio Standard) 하에서 재생에너지 공급인증서(Renewable Energy Certificate, REC)를 통해 태양광 발전사업자가 수익을 확보할 수 있는 구조가 형성되어 있다. 다양한 계약 형태 중 고정 가격계약은 일정 기간 동안 발전사업자의 판매가격을 안정적으로 보장하는 방식으로 운영되어 전력 가격 변동에 따른 수익 불확실성을 해소하는 역할을 한다. 이러한 제도적 환경은 태양광 발전사업의 현금흐름 변동성을 완화하고 투자 위험을 상대적으로 낮추는 요인으로 작용한다.

Brealey *et al.*(2020)는 공공 유틸리티 기업의 β 값은 1보다 낮은 경향이 있고, 이는 사업의 수익 구조가 비교적 안정적이며 경기 변동에 대한 민감도가 낮기 때문이라고 제시하였다.^[15] 본 연구에서는 민간 발전사업자의 관점에서 접근하여, 시장과 동일한 체계적 위험 수준인 $\beta=1.0$ 을 기준값으로 가정하였다. 다만, 이후 공공 참여를 전제로 시나리오 분석을 수행하였다.

3.2 시나리오 구성

본 논문의 시나리오 구성은 현행 시장 여건 및 정책 환경

을 반영한 기준 시나리오를 설정하고, 태양광 시장에 대한 불확실성을 완화하고 비용하락 및 수익성 향상을 도모할 수 있는 인센티브 구조가 확립된 상황을 가정한 정책 시나리오를 구성하는 방식으로 이루어진다.

시나리오는 Table 4와 같이 기준 시나리오와 총 4개의 정책 시나리오로 구성되며, 정책 시나리오의 경우 단계별로 정책 수단이 누적되는 방식을 취한다. 정책 시행이 가장 용이하고 효과가 크다고 판단되는 금융 조달 개선부터 계통연계 비용 절감, 유희 부지 활용 확대를 통한 부지임대료 저감, 그리고 마지막으로 발전소의 계약기간을 연장하는 정책 수단을 순차적으로 적용함으로써 최종적으로 정책 LCOE를 산출한다. 기준 시나리오의 LCOE를 결정하는 변수들의 전제치에 대해서는 이후 설명하고 여기서는 정책 시나리오를 구성하는 핵심 변수들의 변화만 제시한다.

각 시나리오의 의미를 세부적으로 살펴보면, 우선 S1.은 금융조달 여건의 개선을 반영한 시나리오이다. 해당 시나리오는 대출의 최대 80%를 한국에너지공단(Korea Energy Agency, KEA)에서 주관하는 신·재생에너지 금융지원 사업의 저리(1.75%)로 조달하는 것을 가정한 것이다.^[16] 해당 금리는 국내에서 적용할 수 있는 태양광 관련 금융상품 금리 중 가장 낮은 수준으로, 이러한 정책자금 대출을 정부가 확대함으로써 많은 사업자들이 수혜를 입는 상황을 의미한다.

두 번째 시나리오 S2는 계통연계 비용의 절감이다. 계통연계 비용이란 재생에너지의 경제성을 확보하는 데 필요한 송

Table 4. Definition of policy scenarios

Policy Scenario	Key Assumptions	Comparison	
		Baseline	Alternative
S0. Baseline	-	-	-
S1. Improved Financing Conditions	Loan Interest Rate	4.63%	1.75%
	SMRP	1.0%	0.3%
	β	1.0	0.7
S2. Reduction of Grid Connection Cost	Grid Connection Cost	130,000 KRW/kW	83,900 KRW/kW
S3. Utilization of Government-Owned Land	Land Lease Cost (50% Reduction)	30,335 KRW/kW	18,642 KRW/kW
S4. Extension of Contract Period	Contract Period	20 years	25 years
		20 years	30 years

배전 설비의 평균 투자비를 의미한다(Park *et al.*, 2020).^[17] 즉 발전소로부터 접속점까지의 건설 비용으로 계산되고 발전사업자 부담을 원칙으로 한다. 따라서 변전소가 부족하거나 송전망이 포화되어 접속점과의 거리가 증가하는 경우 LCOE가 상승한다. 100 kW급 태양광 발전소의 기본시설 부담금은 8,390,000원(최초 5 kW 220,000원 + 초과 1 m 당 86,000원)이고, 거리시설 부담금은 최초 200 m 이내는 무료이며 이후 1 m당 43,000원이 소요된다. 가령, 접속점까지의 평균거리를 300 m로 가정하면, 총 12,690,000원이 부과된다. S2는 정부가 송배전망을 확충하고, 이격거리 규제를 완화함으로써 태양광 발전 사업자가 최소 비용으로 계통연계가 가능해진 상황을 의미한다.

S3은 국유지를 포함하여 상대적으로 지가가 저렴한 유휴 부지를 활용하는 방안이다. Table 5는 실제 태양광 부지

로 사용되는 지역(잡종지, 전, 답, 과수원)의 공시지가를 조사한 결과로, 전국 토지와 국유지 모두 1 m²당 70,000원 이상(임야 제외 시)으로 산출되었다. 시장 조사 결과에 따르면 태양광 개발 사업자들은 현재 태양광 발전소의 평균 부지 매입비가 1 m²당 70,000원 수준에 달하는 것으로 인식하고 있다.

Lee and Lim(2024)는 임야 일부를 포함하여 지가를 30,800원/m²로 설정하였는데, 이 경우 부지 임대료는 13,260 원/kW 수준이다.^[5] 본 논문에서는 임야를 제외한 부지들의 공시지가를 가중평균 한 값(70,465원/m²)으로 산출된 부지 임대료 30,335원/kW를 기준으로 설정하고, S3에서는 국유지 부지임대료 37,285원/kW에 대해 50% 감면 조건을 적용한 18,642원/kW로 부지를 임대할 수 있는 것으로 가정하였다.

마지막 시나리오 S4는 발전소의 계약기간을 연장하여 CAPEX 대비 총발전량을 증대시키는 방안이다. 현재 발전소의 계약기간을 제한하는 명확한 법령이나 제도는 존재하지 않으나, 일반적으로 LCOE를 계산하거나 고정가 계약을 체결할 때 20년을 기준으로 한다. 이는 과거 태양광 패널 제조사의 출력 보증기간(20년)과 일부 부지, 가령 염해 농지 등의 일시 사용 허가 기간(최대 23년)을 반영한 것으로 보인다.^[20]

Table 6은 주요 패널 제조사의 제품 및 출력 보증기간을 조사한 결과이다. 조사 대상 제조사 모두 최소 25년의 출력을 보증하며, 매년 약 0.5%의 출력 저하를 반영하더라도 30년 기준 약 85% 수준의 성능을 보장할 정도로 기술이 발전하였음을 확인할 수 있다. 따라서 S4에서는 계약기간을 최소 25년, 최대 30년으로 연장하여 최종 LCOE를 산정한다.

Table 5. Official land price analysis

Land Type	Government Owned Land		Total Land		
	Area (km ²)	Official Land Price (KRW/m ²)	Surveyed Area (km ²)	Official Land Price (KRW/m ²)	
Miscellaneous Land	521	139,036	39.04	345,722	
Field	328	43,298	207.93	51,395	
Paddy Field	313	46,543	285.14	47,004	
Orchard	14	45,979	15.51	64,603	
Forest	16,820	2,702	1,175.77	6,736	
All	Weighted Avg. Land Price (KRW/m ²)	-	8,185	-	26,986
	Land Lease Cost (KRW/kW)	-	3,524	-	11,624
Excl. Forest	Weighted Avg. Land Price (KRW/m ²)	-	86,608	-	70,465
	Land Lease Cost (KRW/kW)	-	37,285	-	30,335

Note 1: Land Lease Cost = Required Installation Area (861 m²) * Official Land Price * Lease Rate (5%)

Note 2: Reconstructed from the Public Data Portal using data from the Ministry of Land, Infrastructure and Transport and the Ministry of Economy and Finance.^[18,19]

Table 6. Warranty period of major manufacturers

Manufacturer	Product Warranty	Output Warranty	Notes
Hanwha Qcells, Hyundai Energy Solutions, etc	25 years	25-30 years	Some high-efficiency products offer 30-year output warranty
Hansol Technics	12 years	30 years	30-year output warranty for all products

Note: Output warranty data reconstructed from manufacturer specifications.^[21-23]

4. 분석 결과

4.1 태양광 기준 LCOE 추정

시나리오 분석에 앞서 2025년 100 kW급 지상형 태양광

Table 7. Baseline LCOE assumptions and result

	Variable	Value	Source / Notes
CAPEX	Module	335,000 KRW/kW	Lee and Lim (2024)
	Inverter	65,000 KRW/kW	
	Mounting Structure	209,000 KRW/kW	
	Electrical Materials & Installation	172,000 KRW/kW	
	Grid Connection Cost	130,000 KRW/kW	
	Civil Engineering	63,000 KRW/kW	
	Other Costs	329,000 KRW/kW	
	Sub-total	1,303,000 KRW/kW	
OPEX	Land Lease Cost	30,335 KRW/kW	Public Data Portal (Official Land Price)
	Operation & Maintenance	27,580 KRW/kW	2% of CAPEX (Inflation Adjusted)
	Sub-total	57,915 KRW/kW	-
FINANCE	Loan Interest Rate (R_d)	4.63%	IBK Economic Research Institute (2025)
	Market Rate of Return (R_m)	6.6%	Samsung Securities KOSPI Performance Analysis (2024)
	Risk Free Rate of Return (R_f)	3.3%	Bank of Korea, 10-year Treasury Bond (2006-2025)
	SMRP	1.0%	Long-term Average Assumption
	β	1.0	Assumed Equal to Market Level of Risk
	WACC	4.86%	-
	Debt Ratio	80.0%	Lee and Lim (2024)
	Corporate Tax Rate	9.9%	Taxable Income \leq KRW 200 million
	Inflation Rate	2.09%	KOSIS CPI Average (2016-2025)
	Performance Degradation	0.5%	Lee and Lim(2024)
	Capacity Factor	15.38%	
	Contract Period	20 years	
	SMP + REC	173 KRW/kWh	
LCOE (100 kW PV): 134.96 KRW/kWh			

설비를 기준으로 LCOE를 산출하였고, 사용된 변수의 값과 최종결과는 Table 7과 같다. 분석을 위한 주요 변수의 기준값 중 일부는 Lee and Lim(2024)의 데이터를 활용하였고, 금융 관련 변수 및 부지 임대료 등의 핵심 변수는 본 논문의 목적에 맞춰 재설정하였다. 이는 본 논문의 분석 결과를 기존 연구의 추정값과 비교함으로써 분석 결과의 타당성을 검토하고 정책적 대안의 해석 가능성을 제고하기 위함이다.

기준 시나리오의 변수들을 간략히 설명하면 우선 모듈은 국산 2등급을 가정하였다. 1등급 제품과 유사한 출력을 보유하나 최대 30%까지 저렴한 비용 측면의 이점을 가지며, 한국산업표준(Korea Industrial Standard, KS) 및 국제전기기술위원회(International Electrotechnical Commission, IEC)의 인증을 충족하는 제품이다. 계통연계 비용의 경우 실제 입지 여건에 따라 크게 상이할 수 있으나 분석의 일관성을 위해 Lee and Lim(2024)에서 제시한 130,000원/kW을 사용하였다.^[5] 해당 값은 기본시설부담금 84,000원과 거리시설 부담금 46,000원(접속점까지의 평균 거리 약 300 m)의 합으로 계산된 것이다.

부지임대료의 경우 공공데이터포털 국토교통부 표준공시지가 자료를 사용하여 분석하였고, Table 5의 임야를 제외한 전국 전, 답, 과수원, 잡종지의 부지임대료 30,335원/kW를 기준으로 활용하였다.

OPEX는 CAPEX를 기준으로 연간 2%의 금액에 계약기간 20년간의 물가상승률을 반영하여 적용하였다. WACC를 구성하는 변수들도 실물경제를 반영하여 보완하였다. 대출 금리(R_d)는 중소기업은행(Industrial Bank of Korea, IBK)의 담보대출 평균 금리(4.29%)와 신용대출 평균 금리(4.96%)의 산술평균인 4.63%를 사용하였다.^[24] 그 외 시장 수익률(R_m)과 무위험 수익률(R_f) 및 물가상승률은 각각 시장의 장기 평균값으로 적용하였다.

한편, 앞서 밝힌 바와 같이 SMRP는 전력 시장과 REC 시장의 고유 위험을 반영하여 1%, β 는 시장과 동일한 위험 수준인 1.0으로 가정하였다.

이상의 조건을 반영한 100 kW급 지상형 태양광의 기준 LCOE는 134.96원/kWh로 추정되었다. 이는 Lee and Lim (2024) 등의 선행연구와 유사한 수준이다.^[5]

4.2 태양광 LCOE 영향 요인 효과분석

여기서는 시나리오 분석에 앞서 각 변수들의 변화가 각각 LCOE에 어떠한 영향을 미치는가를 확인하였고 그 결과는 Table 8과 같다. 타 연구의 민감도 분석과 유사할 수 있으나, 임의적으로 변수들의 값을 조정하는 것이 아니라 현실적으로 실현 가능한 범위 내에서 변수의 변화를 가정하고 LCOE 변화를 추정했다는 측면에서 차별점이 존재한다.

우선 모듈 가격 변화로 인한 영향을 추정하였다. 중국산 무등급 모듈의 경우 국산 2등급 대비 약 30% 정도 저렴한

kW당 220,000원으로 조사되었고, 이를 적용할 경우 LCOE를 기준 LCOE 대비 6.32%, 8.53원/kWh 낮출 수 있는 것으로 나타났다. 이는 현재 태양광 고정가 계약 정부 입찰의 2등급 모듈에 대한 우대 가격(9원/kWh)과 동등한 수준임을 시사한다. 그러나 국내 산업정책 및 에너지 안보 측면에서 수입산 모듈에 대한 의존도를 높이는 것은 바람직하지 않을 것이다. 따라서, 본 논문에서는 중국산 무등급 모듈 활용에 따른 CAPEX 변화를 시나리오에 반영하지는 않았다. 다만, 본 논문에서는 가장 손쉬운 LCOE 저감 수단으로 평가되는 중국산 무등급 모듈의 적용에 따른 비용 효과로 벤치마크로 활용하여 다른 정책 수단들의 효과성과 비교하고자 한다.

다음으로 계통연계 비용 감소로 인한 영향을 분석하였다. 계통연계 거리가 200 m 이내로 감소하여 계통연계 비용이 1 kW당 130,000원에서 83,900원으로 변화할 경우를 가정하였다. 이처럼 계통 연계 거리 감소로 인해 계통접속 비용이 감소하는 상황을 가정할 때 LCOE는 131.54원/kWh로 추정되어 기준 대비 약 2.5% 하락하는 것을 확인할 수 있다.

다음은 부지임대료의 영향이다. 본 논문에서는 국유지를 활용하되 부지임대료 50% 감면 조건을 적용할 경우의 LCOE 영향을 추정하였다. 임야 비중이 높은 국유지의 부지임대료는 3,524원/kW(공시지가 8,185원/㎡)로, 기준값 30,335원/kW에 비해 매우 낮은 것으로 조사되었다. 다만, 임야의 경우 환경 및 안전 문제, 그리고 낮은 가중치로 인한 경제성 문제 등으로 태양광 발전을 위한 입지로 적합하지 않다. 이에 본 논문에서는 임야를 제외한 국유지의 부지임대료 37,285원/kW(평균 공시지가 86,608원/㎡)를 적용하여 분석을 진행하였다. 다만, 국유지의 경우 최대 50%의 부지임대료 경감이 가능하므로 최종적으로 부지임대료를 18,642원/kW로 적용하였다. 분석 결과 LCOE는 126.83원/kWh로 나타났고, 이는 기준 LCOE 대비 약 6% 감소한 수치이다.

한편, 단일 변수 중 효과가 가장 크게 나타난 것은 대출 금리의 변화이다. 기준치 4.63%를 신재생에너지 금융지원 사업의 정책금리 1.75%로 변경할 경우 LCOE를 122.11원/kWh(기준 LCOE 대비 9.5% 감소)까지 낮출 수 있는 것으로 나타났다. 추가적으로 공공의 지분 참여 등을 통해 사업의 리스

Table 8. Effect of key determinants on LCOE (KRW/kWh)

Variable	Comparison		LCOE (change)	Source / Notes	
	Baseline	Alternative			
CAPEX	Module (KRW)	335,000	220,000	126.43 (-6.32%)	Low Grade Module (China)
	Grid Connection Cost (KRW)	130,000	83,900	131.54 (-2.54%)	Distance Facility Charge Waived
OPEX	Land Lease Cost (KRW/kW)	30,335	1,762	115.09 (-14.73%)	Gov. Owned Land (50%)
			3,524	116.31 (-13.82%)	Gov. Owned Land (Avg.)
			18,642	126.83 (-6.03%)	Gov. Owned Land (50%) Excl. Forest
			37,285	139.80 (3.58%)	Gov. Owned Land (Avg.) Excl. Forest
FINANCE	Loan Interest Rate (%)	4.63	1.75	122.11 (-9.52%)	KEA Policy Loan (Q1 2026)
			4.29	133.38 (-1.17%)	IBK Secured Loan avg. (2025)
			4.96	136.51 (1.15%)	IBK Unsecured Loan avg. (2025)
	β	1.0	0.7	133.69 (-0.94%)	Lower-risk Assumption
SMRP (%)	1.0	0.3	134.06 (-0.67%)	Assumption with Public Participation	
Contract Period (years)	20	25	128.30 (-5.15%)	Extension of Contract Period base on Module Output	
		30	124.52 (-7.74%)	Warranty	

크를 감소시키고, 고정가 계약 체결을 통해 수익의 안정성을 확보하는 상황을 가정하여 분석하였다. 즉, 발전공기업 기준의 $\beta(0.7)$ 를 적용하고(Lim and Kim, 2024) Kiesel *et al.*(2015)의 연구와 같이 일반적으로 0%에 가까운 SMRP를 반영하여 0.3%로 낮출 경우, 각각 0.9%p, 0.7%p의 추가적인 LCOE 감소 효과가 있는 것으로 분석되었다.^[12,25] 이는 금융 여건의 개선과 리스크 저감을 통해 약 10% 수준의 LCOE 감소 효과를 기대할 수 있음을 시사한다.

마지막으로 발전소의 계약기간 연장에 따른 LCOE 영향을 분석하였다. 패널 제조사의 출력보증기간이 확대됨에 따라 계약기간을 20년에서 25년, 30년으로 연장하면 LCOE가 각각 128.30원/kWh(-5.15%), 124.52원/kWh(-7.74%)으로 하락하는 것을 확인할 수 있다. 이는 금융환경 개선에 이어 두 번째로 효과가 큰 영향 요인으로, 기술의 발전을 반영하는 제도개선을 통해 LCOE를 크게 낮출 수 있음을 의미한다.

4.3 태양광 LCOE 정책 시나리오 분석

여기서는 앞서 추정한 100 kW급 지상형 태양광의 기준 LCOE 134.96원/kWh를 기준으로, 앞서 설정한 시나리오별 누적 정책 효과에 따른 LCOE 변화를 분석하였다(Table 9).

우선 금융 조달 개선, 즉 저리의 정책금리 적용과 공공기관 참여 및 고정가 계약 체결 기준의 β 와 SMRP를 적용하는 S1의 경우, LCOE가 120.14원/kWh로 분석되어 기준 LCOE 대비 약 11% 감소하는 것으로 나타났다. 보다 구체적으로 살펴보면, 금융 조달 조건 개선에 따라 WACC가 4.86%에서 2.44%로 크게 감소하였고, 이는 LCOE를 약 15원/kWh 하락시키는 효과로 이어졌다. 해당 결과는 태양광 LCOE가 흔히 알려진 바와 같이 CAPEX뿐만 아니라 금융 조건 및 자본비용 구조에 매우 민감함을 보여주며(Ondraczek *et al.*, 2015), 금융 조달 환경 개선이 LCOE 저감에 핵심적인 역할을 할 수 있음을 시사한다.^[26]

S2는 계통연계 비용의 절감 시나리오인데 S1에 더해 발전사업자가 최소 비용 외의 추가적인 계통연계 비용을 부담하지 않는 상황을 의미한다. 해당 시나리오를 적용할 경우 LCOE는 117.24원/kWh로, 기준 LCOE 대비 약 13% 누적 감소하는 것으로 나타났다. S1 대비 상대적으로 큰 변화는 아니나, 100 kW 설비 기준 CAPEX를 약 4,500,000

Table 9. Cumulative scenario analysis results (KRW/kWh)

Scenario	Key Assumption	LCOE (change)
S0. Baseline	-	134.96
S1. Improved Financing Conditions	Loan Interest Rate: 1.75%	120.14 (-10.98%)
	SMRP: 0.3%	
	β : 0.7	
S2. Reduction of Grid Connection Cost	Grid Connection Cost: 83,900 KRW/kW	117.24 (-13.13%)
S3. Utilization of Government-owned Land	Land Lease Cost: 18,600 KRW/kW	109.08 (-19.18%)
S4. Extension of Contract Period	Contract Period: 25 years	102.30 (-24.20%)
	Contract Period: 30 years	98.37 (-27.11%)

원 낮추는 효과가 있어 사업자의 초기 금융부담 완화와 이로 인한 시장 진입 촉진에 긍정적 영향을 줄 수 있다.

S3은 S2에 더해 국유지 등의 유휴부지를 활용할 수 있도록 정책 여건을 개선하는 시나리오이다. 분석 결과 LCOE는 117.24원/kWh에서 109.08원/kWh로 추가 감소하여, 기준 LCOE 대비 약 19.2%의 하락 효과가 있는 것으로 나타났다. 국유지 등의 유휴부지를 활용하여 안정적이며 낮은 부지임대료 지출이 가능하다면 LCOE의 경감에 매우 큰 효과가 있음을 시사한다.

마지막 S4는 S3에 더해 발전소의 계약기간을 연장하는 방안이다. 기준 LCOE에서 20년으로 설정한 계약기간을 각각 25년과 30년으로 확장하여 분석하였다. 분석 결과, 계약기간을 25년으로 연장할 경우 LCOE는 102.30원/kWh로 기준 LCOE 대비 약 24.2% 감소하는 것으로 나타났다. 또한 30년으로 연장하는 경우에는 LCOE가 98.37원/kWh까지 하락하여 정부의 정책 목표인 1 kWh당 100원 이하의 가격 조건 하에서도 공급 가능할 수 있음을 확인하였다.

종합하면, 태양광 발전의 LCOE를 효과적으로 절감하기 위해서는 단일 정책 수단에 의존하기보다 공공 부문을 활용한 금융 환경 개선과 리스크 저감, 계통연계 비용 절감, 유휴부지 활용, 발전소 계약기간 연장 등의 정책 수단을 복합적으로 활용하는 전략이 요구된다. 이러한 정책 조합은 민간의 투자 유인을 제고함과 동시에, 태양광 발전의 장기적 비용 경쟁력을 구조적으로 개선하는 데 중요한 역할을

할 수 있다. Hu *et al.* (2023)은 중국 지방정부의 재생에너지 정책을 분석하며 금융지원을 포함한 5가지 정책 수단의 효과적인 조합을 식별하는 것이 중요함을 밝힌 바 있다.^[27] 특히 과도한 금융지원은 정책 간 중복을 초래하여 시너지를 약화시킬 수 있음을 언급하며, 재생에너지의 효과적인 이행은 단일 정책 수단이 아니라 잘 설계된 정책 수단의 조합이 필요함을 언급하였다.

5. 결론 및 시사점

본 연구는 국내에서 가장 일반적인 태양광 발전 유형인 100 kW급 지상형 태양광 발전 설비를 대상으로 태양광 발전의 LCOE를 결정하는 주요 영향 요인을 알아보고, 금융, 입지, 제도적 조건 등을 단계적으로 결합한 정책 시나리오 분석을 통해 LCOE 저감 가능성을 정량적으로 평가하였다.

기준 LCOE는 134.96원/kWh로 산정되어 국내 선행 연구들의 추정치와 유사한 수준을 보였고, 이는 본 연구에서 적용한 비용 구조와 금융 가정이 현실적인 범위 내에 있음을 시사한다. 시나리오 분석 결과 정책자금과 공공기관 참여, 그리고 정부 입찰 고정가 계약 등을 포함한 금융 환경의 개선만으로도 태양광 LCOE가 약 11% 감소하는 효과를 보였고, 최종적으로 계약기간을 30년으로 연장할 경우 100원/kWh 이하의 LCOE를 달성할 수 있는 것으로 나타났다. 이는 LCOE가 CAPEX의 변화에만 전적으로 좌우되기보다는 금융 환경, 제도적 위험, 입지 제약과 같은 비기술적 요인에 의해 크게 영향받을 수 있음을 의미한다.

이러한 분석 결과는 향후 정책 설계의 방향성을 제시한다. 첫째, 정책 금융 확대와 리스크 저감에 기반한 금융 환경 개선이 요구된다. 우선 저리의 정책 금융을 확대함으로써 사업자의 금융 비용을 저감시킬 필요가 있다. 정책 금융의 확대는 민간 금융의 대출 금리를 인하시키는 추가적인 효과도 기대된다. 또한 리스크 저감을 위해 공공트랙 확대 및 신용도가 높은 공공기관의 시장 참여 유도(K-RE100 등), 수익의 안정성이 보장되는 장기 고정가 계약 시장의 확대가 요구된다. 특히 현재 도입이 논의되고 있는 정부입찰-차액결제계약(Contract for Difference, CfD) 제도는 수익의 변동성을 완화(Neuhoff *et al.*, 2022)함으로써 결

과적으로 자본비용(WACC)을 구조적으로 낮출 수 있는 정책 수단으로 평가되고 있다.^[28] CfD란 재생에너지 발전사업자와 정부가, 입찰을 통해 결정된 행사가격(Strike price)과 전력시장에서 형성되는 참조 가격(Reference price)과의 차액을 정산하는 계약 방식이다(Cho and Jeon, 2025).^[29] CfD는 수익구조의 불확실성을 완화하여 투자위험을 감소시키고 결과적으로 금융 조달 여건을 개선하는 효과를 가진다.

둘째, 계통연계 비용과 부지임대료가 태양광 LCOE에 영향을 미치는 주요 요인임을 확인하였으므로 이를 해결하기 위한 제도적 개선이 필요하다. 계통연계 비용과 부지 임대료의 문제는 태양광 설비에 대한 이격거리 규제와 같은 입지 규제, 그리고 송배전망 부족문제와 직결된다. 특히 이격거리규제의 경우 경기도와 특·광역시 등 일부를 제외한 모든 광역시도의 태양광 잠재 입지 면적을 50% 이상 제약할 정도로 강한 규제 요소로 작용한다는 연구(Chang and Cho, 2024)가 존재한다.^[30] 다만 최근 관련 법률 조항의 개정으로 지방자치단체의 조례로 적용되는 이격거리 규제가 원칙적으로 제한되어, 과도한 입지규제가 완화될 수 있는 제도적 기반이 마련되었다. 이러한 규제 완화는 태양광의 계통 접속 거리를 감소시키고, 우수 입지의 활용을 촉진하여 부지임대료 하락은 물론 LCOE를 낮추는 요인으로 작용할 것이다.

마지막으로 현재 20년으로 설정되어 있는 고정가 계약 계약기간을 25년 혹은 30년으로 연장하는 제도 개편이 필요하다. 앞서 밝힌 바와 같이 이미 태양광 패널 제조사들은 25년 이상의 성능보증을 제공하고 있으므로, 계약기간을 25년 이상으로 상향하는 것은 기술적으로 전혀 문제가 없는 상황이다. 다만, 인버터의 교체 주기가 보통 10년임을 고려하면 25년보다는 30년으로 연장하는 것이 비용을 더 효과적으로 낮추는 방안이 될 것이다. 한편, 현재 법률 개정이 논의되고 있는 영농형 태양광에 대한 일시 사용 허가 기간 등 법령상의 허가 기간 제약 또한 이러한 계약기간 연장에 맞춰 조정될 필요가 있다. 대표적으로 영농 농지의 경우 일시 사용 허가 기간이 최장 23년에 불과하여 계약기간 연장의 장애요인으로 작용할 수 있다.

본 논문은 CAPEX 절감이나 중국산 무등급 모듈 활용과 같은 기술적 비용 절감 수단에 의존하지 않고도, 금융·제

도·입지 조건의 개선을 통해 LCOE를 효과적으로 저감할 수 있음을 제시하였다. 금융 환경 개선 및 리스크 저감, 입지규제 완화 및 계통접속 환경 개선, 계약기간 연장 등이 본 논문에서 제시한 대표적인 정책 수단이다. 이러한 정책 수단의 조합을 통해 중국산 무등급 모듈의 사용보다 더 높은 수준의 LCOE 하락을 실현할 수 있다는 것을 확인할 수 있었다. 이는 정부가 목표로 하는 가격 수준에 상응하는 LCOE를 실현하면서도 국내 산업생태계를 활성화할 수 있음을 보여준다는 점에서 본 논문의 의의가 있다.

다만, 향후 다음과 같은 연구가 추가적으로 수행될 필요가 있다. 먼저 본 논문에서는 CAPEX의 하락 요인을 충분히 다루고 있지 않다. 중국산 무등급 모듈 사용이나, 본 논문에서 다룬 계통연계 비용 절감 외에도, 규모의 경제 실현이나 국산 모듈에 대한 공동구매 등 CAPEX를 하락시킬 수 있는 정책 수단들이 존재하나 이를 충분히 다루지 못했다. 추후 연구가 필요한 부분이다. 또한 해외 사례와의 비교가 요구된다. 우리나라의 LCOE는 주요국 대비 가장 높은 수준으로 알려져 있는데, 구체적으로 어떠한 요소가 높은 LCOE를 유발하는지에 대해서는 본 논문에서 다루고 있지 않다. 향후 이러한 비교 연구를 통해 정책 우선순위를 제시할 수 있을 것으로 기대된다.

감사의 글

이 논문은 2025학년도 한국공학대학교 학술연구진흥사업에 의하여 수행되었습니다(This work was supported by the 2025 Academic Research Promotion Program of Tech University of Korea).

References

- [1] Seoul Finance, “President Lee questions pursuing offshore wind when it’s more expensive than solar”, 2025.12.17.
- [2] International Renewable Energy Agency (IRENA), 2024, “Renewable power generation costs in 2023”, IRENA, <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>.
- [3] Moon, H.S., Baik, S., and Park, W.Y., 2025, “Assessing the levelized cost of energy in South”, *Energy Strategy Review*, **62**, 101897.
- [4] Vartiainen, E., Masson, G., Breyer, C., Moser, D., and Román Medina, E., 2019, “Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity”, *Progress in PHOTOVOLTAICS*, **28**(6), 439-453.
- [5] Lee, G.D., and Lim, D.O., 2024, “Establishment and Operation of Long-Term LCOE Forecast System for Expansion of Renewable Energy (5/5)”, Korea Energy Economics Institute, https://www.keei.re.kr/boardDownload.es?bid=0001&list_no=124918&seq=1.
- [6] Lee, E.G., Lim, D.O., Ahn, Y.H., and Lee, C.Y., 2025, “Estimation of levelized cost of electricity for solar and wind power”, *Journal of Climate Change Research*, **16**(4), 633-646.
- [7] Lee, C.Y., 2017, “Cross-country Study on levelized cost of solar PVs”, Korea Energy Economics Institute, Accessed 19 February 2026, https://www.keei.re.kr/board.es?act=view&bid=0028&cg_code=C01&list_no=119244&mid=a20102000000&utm.
- [8] Choi, S., 2018, “A study on policy proposals for expansion of solar photovoltaic systems based on CBA and LCOE analysis in South Korea”, MPP thesis, KDI School of Public Policy and Management, Sejong, <https://archives.kdischool.ac.kr/bitstream/11125/34609/1/A%20study%20on%20policy%20proposals%20for%20expansion%20of%20solar%20photovoltaic%20system%20based%20on%20CBA%20and%20LCOE%20analysis%20in%20South%20Korea.PDF>.
- [9] Kost, C., Müller, P., Sepúlveda Schweiger, J., Fluri, V., and Thomsen, J., 2024, “Levelized Cost of Electricity – Renewable Energy Technologies”, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), Freiburg, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2024_ISE_Study_Levelized_Cost_of_Electricity_Renewable_Energy_Technologies.pdf.
- [10] Electric Power Statistics Information System (EPSIS), 2026, “Generation Capacity”, Accessed 15 March 2026, <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkpoBcrGrid.do>.
- [11] Pietz, M., 2009, “Risk premia in electricity wholesale spot markets: empirical evidence from Germany”, CEFS

- Working Paper Series, No. 2009-11, <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/48404/1/616633122.pdf>.
- [12] Pena, J. I., and Rodriguez, R., 2018 “Default Supply Auctions in Electricity Markets: Challenges and Proposals”, *Energy Policy*, **122**, 142-151.
- [13] Ministry of Data and Statistics, 2025, “Government bond yields (10-year, annual average)”, e-National Index, Accessed 10 January 2026, https://www.index.go.kr/unity/potal/main/EachDtlPageDetail.do?idx_cd=1073.
- [14] Samsung Securities, 2024, “Long-term return decomposition of the KOSPI index”, Samsung Securities Research Report PDF, https://www.samsungpop.com/common.do?cmd=down&saveKey=research.pdf&fileName=1010/2024052314285301K_02_04.pdf.
- [15] Brealey, R.A., Myers, S.C., and Allen, F., 2020, “Principles of corporate finance”, 13th ed., McGraw-Hill Education, New York.
- [16] Korea Energy Agency (KEA), 2026, “Renewable energy financial support program: loan interest rate (1.75%, Q1 2026)”, Accessed 5 March 2026, <https://www.knrec.or.kr/biz/pds/notice/view.do>.
- [17] Park, H.J., Jang, H., and Lee, J., 2020, “Real option analysis of solar power energy grid cost under electricity price uncertainty”, *Journal of the Korea Society of Mineral and Energy Resources Engineering*, **57**(1), 77-85.
- [18] Ministry of Land, Infrastructure and Transport (MOLIT), 2025, “Standard officially assessed land price database”, Public Data Portal, Accessed 18 December 2025, <https://www.data.go.kr/data/15004246/fileData.do>.
- [19] Ministry of Economy and Finance, 2024, “National property (land) status database”, Public Data Portal, Accessed 18 December 2025, <https://www.data.go.kr/data/15087536/fileData.do>.
- [20] Ministry of Legislation, 2023, “Act on the promotion of the development, use and diffusion of new and renewable energy”, Article 26-5.
- [21] Hanwha Qcells, 2024, “PV module warranty and performance guarantee”, Hanwha Qcells, Accessed 19 February 2026, <https://us.qcells.com/complete-energy-solutions/solar-panel>.
- [22] Hyundai Energy Solutions, 2024, “Solar PV module warranty specifications”, Hyundai Energy Solutions, Accessed 19 February 2026, <https://hyundaisolkorea.com>.
- [23] Hansol Technics, 2024, “Photovoltaic module product specifications and warranty”, Hansol Technics, Accessed 19 February 2026, <https://www.hansolsolar.com/quality>.
- [24] Industrial Bank of Korea (IBK) Economic Research Institute, 2025, “Financial market outlook report”, IBK Research, <http://research.ibk.co.kr/research/board/finance-state/list>.
- [25] Lim, J., and Kim, J., 2024, “Changes in the economic feasibility of a floating photovoltaics project due to the social cost of carbon”, *New. Renew. Energy*, **20**(1), 26-37
- [26] Ondraczek, J., Komendantova, N., and Patt, A., 2015, “WACC the dog: the effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power”, *Renew. Energy*, **75**, 888-898.
- [27] Hu, X., Yu, S., Fang, X., and Ovaere, M., 2023, “Which combinations of renewable energy policies work better? Insights from policy text synergies in China”, *Energy Economics*, **127**, 107104.
- [28] Neuhoff, K., May, N., and Richstein, J.C., 2022, “Financing renewables in the age of falling technology costs”, *Resour. Energy Econ.*, **70**, 101330.
- [29] Cho, S., and Jeon, W., 2025, “An analysis of price signals from FiP and CfD under the introduction of locational marginal pricing (LMP)”, *Environmental and Resource Economics Review*, **34**(2), 155-178.
- [30] Chang, Y., and Cho, I., 2024, “Assessment of setback regulation policies on solar photovoltaic deployment”, Issue Paper 24-04, Korea Energy Economics Institute, https://www.keei.re.kr/pdfOpen.es?bid=0028&list_no=124117&seq=1.