



# 탄소의 사회적 비용에 따른 수상 태양광 사업의 경제성 변화

임재준<sup>1)</sup> · 김진수<sup>2)\*</sup>

## Changes in the Economic Feasibility of a Floating Photovoltaics Project due to the Social Cost of Carbon

Jaejune Lim<sup>1)</sup> · Jinsoo Kim<sup>2)\*</sup>

Received 17 November 2023 Revised 18 December 2023 Accepted 30 January 2024 Published online 21 February 2024

**ABSTRACT** Renewable energy sources play a key role in achieving carbon neutrality and zero net emissions in the power generation sector. Various efforts have been made to support the deployment of renewable energy, particularly solar photovoltaic and wind power, including policies to internalize the external cost of carbon emissions. In this study, we conducted a financial analysis of a 800 MW floating photovoltaic system and compared it with ground solar power generation. Additionally, we conducted a cost-benefit analysis that included the social cost of carbon. The findings showed that the floating photovoltaic project can meet the profitability target through an appropriately designed internalization of the social cost of carbon.

**Key words** Floating photovoltaic(수상태양광발전), Economic analysis(경제성분석), Financial analysis(재무성 분석), Social cost of carbon(탄소의 사회적 비용), Internalization(내부화)

### Nomenclature

BOS : balance of system  
CAPM : capital asset pricing model  
IRR : internal rate of return  
PI : profitability index  
REC : renewable energy certificate  
SCC : social cost of carbon

SMP : system marginal price

WACC : weighted average cost of capital

### 1. 서론

탄소중립으로 인해 에너지 패러다임이 빠르게 변화하고 있으며, 전 세계적으로 신재생에너지 보급이 빠르게 늘어나고 있다. 우리나라도 신재생에너지 보급이 지속적으로 이루어져, 전력통계정보시스템(EPSS)에 따르면 2023년 9월 국내 신재생에너지의 발전설비 비중은 총발전설비량의 21.17%로 집계되었다.<sup>[1]</sup> 이는 제10차 전력수급기본계획에서 발표한 2023년 목표인 22.1%에 근접한 수치이다.

1) Master Student, Department of Earth Resources and Environmental Engineering, Hanyang University

2) Professor, Department of Earth Resources and Environmental Engineering, Hanyang University

\*Corresponding author: [jinsookim@hanyang.ac.kr](mailto:jinsookim@hanyang.ac.kr)

Tel: +82-2-2220-2241

Fax: +82-2-2220-4769



양광 및 육상태양광의 발전구역과 발전 용량을 나타내며, 본 연구에서는 새만금 산업연구용지 남측 2구역에 대하여 분석하였다. 남측 2구역은 10.59 km<sup>2</sup>의 면적을 가지며, 0.8 GW급 수상태양광 발전용량을 설치할 예정이다.<sup>[9]</sup> 추가적으로 수상태양광에 비교 대상이 되는 육상태양광을 새만금 인근 부지에 수상태양광 발전과 같은 용량인 0.8 GW를 설치한다고 가정하여 분석하였다. 따라서 수상태양광 발전용량과 육상태양광 발전용량 모두 0.8 GW로 동일하고, 두 발전에서의 태양광설비 발전시간은 새만금 일평균 발전시간인 4.18을 동일하게 적용하였다.

수상태양광 발전은 설비 아래에 수면으로 인해 냉각효과가 발생하며, 발전설비효율이 약 10% 증가한다.<sup>[10,11]</sup> 그러나 효율증가는 계절별로 제한적인 기간에만 발생하며, 장기간 운영 시 냉각효과로 인한 효율증가가 5%를 조금 넘는 수준을 보였다.<sup>[10]</sup> 따라서 본 연구에서도 이를 적용하여 수상태양광의 발전량을 6% 증가시켜 분석하였다.<sup>[10,11]</sup> 태양광 패널은 설비 사용에 따른 노후화가 발생하며 효율감소를 일으킨다. 일반적으로 수상태양광의 경우 육상태양광에 비해 좀 더 많은 효율감소가 발생하므로, 수상태양광과 육상태양광에서 패널 효율감소는 연간 0.60%, 0.55%로 설정하였다.<sup>[12,13]</sup> 발전사업을 수행하는 경우 일반적으로 발전설비와 계통을 이어주는 추가 계통설비 확장이 요구되지만 본 연구에서는 이를 별도로 고려하지 않는다.

## 2. 재무성 분석

태양광 발전사업은 높은 초기비용을 가지는 것이 큰 특징이며, 초기 투자에 대해 자본을 회수할 수 있는 사업기간의 설정이 중요하다. 일반적으로 긴 사업기간은 더 많은 이익을 가져오지만, 태양광 패널 효율감소나 운영비용이 과도하게 증가하는 경우 사업을 종료하고 새로운 사업을 진행하는 것이 더 이익이 되는 경우가 존재한다. 일반적으로 수상태양광과 육상태양광의 사업기간은 최대 30년까지 가능한 것으로 알려져 있다.<sup>[14]</sup> 그러나 패널 제조업체의 출력보증 기한이 통상적으로 20년이므로 발전사업의 수명을 20년으로 설정한다. 따라서 수상태양광 및 육상태양광 발전사업에 기간을 20년으로 가정하여 분석하였다.<sup>[15]</sup>

태양광 발전사업에 투입되는 비용을 크게 CAPEX, OPEX, 임대료로 분류하였고, 각 항목을 아래와 같이 구분 및 정리하였다. CAPEX는 설치시공비로 자본을 형성하기 위해 사용되는 비용이며, 이를 태양광 패널, 인버터, BOS, 기초건설, 토목공사, 간접비, 예비비(10%)로 구성하였다. OPEX는 발전사업기간동안 발전사업에 필요한 유지·보수비용으로, 구성항목으로는 관리자비용, 유지관리비, 보험료, 청소비, 인버터 교체비, 예비비(10%)로 구성하였다. 예비비는 사업추진에 있어서 예상하지 못한 일들에 대응하기 위한 비용으로 사업비의 오차 및 이에 따른 영향을 최소화한다. 본 연구에서는 CAPEX 및 OPEX의 예비비를 산출된 사업비의 10%로 설정하였다.<sup>[16]</sup>

수상태양광 및 육상태양광의 임대료는 다음과 같다. 수상태양광 발전은 새만금의 유희수면에서 진행되며, 한국수자원공사로부터 협조받은 합천댐 수상태양광 데이터를 이용하였다. 40 MW급 합천댐 수상태양광의 연간 공유수면점사용료는 30,239천 원으로 추정됨에 따라, 본 연구에서 분석하는 800 MW급 수상태양광의 공유수면점사용료는 약 604백만 원으로 산정하였다. 육상태양광의 임대료는 평당 4,400원인 새만금 산단 임대용지를 적용하여 분석하였다.

국내에서 사업을 하는 경우 소득에 대해 법인 소득금액의 과세표준대로 부과한다. 소득세는 정권에 따라 세율이 달라지며, 이는 수익에 직접적인 영향을 미친다. 따라서 사업 규모에 따라 적절한 과세비율을 파악하는 것이 중요하다. 국내에서는 영리법인과 비영리법인으로 법인 종류를 나누며, 본 논문에서는 영리법인으로 설정하였다. 2023년부터 적용되는 법인세 세율은 2억 이하 9%, 2억 초과 200억 이하 19%, 200억 초과 3,000억 이하 21%, 3,000억 초과는 24%이다.<sup>[17]</sup>

다른 사업과 마찬가지로 태양광 발전사업에서도 자본형성 항목에 대한 감가상각을 고려할 필요가 있다. 감가상각은 자산의 공정가치로 평가하여 가치감소분을 비용으로 보는 것을 말하며, 해당 자산의 미래·경제적 효익의 예상 소비형태를 가장 잘 반영하는 방법에 따라 선택한다.<sup>[18]</sup> 이에 대한 방법으로는 정액법, 정률법, 활동기준법, 가속상각법, 일시상각법 등 다양하게 존재하나, 국내 세법에서는 태양광시스템 설비에 대한 감가상각방법으로 정액법만을 인정

하며 감가상각 기준내용연수는 20년이다.<sup>[19]</sup> 본 연구에서는 재무성 분석에서만 감가상각을 고려하였고, 경제성 분석에서는 이를 고려하지 않고 분석하였다.<sup>[15]</sup> 일반적으로 재무성 분석은 수익성 분석 기간과 내구연한을 고려하여 잔존가치를 파악하여 분석하지만, 사업비의 세부내역과 각 품목의 내구연한의 정확한 추정이 어려움에 따라 모두 설비비용으로 간주하여 정액법을 이용한 감가상각을 진행하였다.<sup>[20]</sup> 아래에서는 본 연구에 이용한 각각의 비용항목 자료들을 다양한 문헌들을 이용하여 정리하였다.<sup>[15,21-25]</sup>

## 2.1 비용 추정

### 2.1.1 자본투자비용(CAPEX)

태양광발전에서 가장 큰 비용을 차지하는 패널의 경우 국내와 해외의 가격 차이가 존재한다. 한국태양광산업협회에 따르면 2023년 상반기에 거래되는 미국 태양광 패널(210 mm 600/660 Wp PERC Module)의 평균가격은 MW당 205,000 \$ 수준이지만, 국내에 유통되는 패널은 KS 인증과 일정 수준 이상의 출력이 요구되며 미국시장보다 비싼 MW당 403백만 원 수준이다.<sup>[26]</sup> 인버터는 일반적으로 설비용량의 90%를 설치함에 따라 본 연구에서는 720 MW의 인버터 용량을 설치하였다. 육상태양광의 인버터 가격은 MW당 55백만 원 수준이며, 수상태양광에 사용되는 인버터는 육상태양광에 비해 20% 높은 수준으로 MW당 66백만 원으로 설정하였다. BOS는 태양광발전 설비 내 균형을 맞춰주며 배선, 스위치, 접속함 및 전기 자재를 포함한다. 수상태양광의 BOS비용은 MW당 207.4백만 원이며 육상태양광의 BOS비용은 MW당 107.0백만 원으로 추정하였다.

기초건설과 토목공사의 경우 규모가 커질수록 건설 및 공사 가격이 저렴해지는 규모의 경제가 존재하며, 본 연구에서 추정하는 800 MW급의 발전에서도 규모의 경제를 적용하여 분석하였다. 그러나 규모가 일정 수준 이상이 되면 비용이 일정해지는 경향을 보이므로, 50 MW급 수상태양광, 20 MW급 육상태양광을 기준으로 분석하였다. 기초건설에는 태양광 패널을 설치하기 위한 재료비 및 인건비를 포함하였다. 수상태양광은 패널을 수면 위에 띄우기 위해 부유체, 계류설비, 고정설비와 같은 수상구조물이 추가적으로 필요하여 육상태양광과 비교했을 시 높은 비용이 요

구된다. 특히 수상태양광의 경우 보급률과 기술력의 발전이 더디므로 높은 설비비용의 원인이 된다. 반면 육상태양광의 경우 수상구조물이 필요하지 않지만, 태양광 설비를 설치하기 위해 지면을 정리하고 그 위에 설비를 설치하기 위한 구조물이 필요하다. 따라서 수상태양광의 기초건설비는 MW당 294.4백만 원으로 높지만, 육상태양광의 기초건설비는 MW당 187.1백만 원으로 저렴하다. 토목공사 비용은 태양광패널을 지상에 위치시키기 위한 건설물을 설치하기 위해 터파기, 토사 메우기, 잡석 처리 등 설비를 위한 주변 공사에 투입되는 비용을 정리하였다. 육상태양광의 경우 MW당 41.8백만 원이 필요하지만, 수상태양광은 육상에서 추가적인 공사를 수행하지 않아 0원으로 추정하였다.

간접비의 경우 자본형성에 투입되는 비용 중 세금, 보험, 관리 등에 포함되는 비용이다. 이에 대한 세부항목은 설계 및 감리, 인허가, 진단 및 검사, 기타 사업비(보험, 관리비, 경비 등)를 포함한다. 최근 우크라이나 러시아사태, 채권시장 과열 등과 같은 많은 시장 불안정성으로 인해 금융비용과 보험비용이 2021년 대비 2022년에 큰 폭으로 상승하였다. 본 연구에서는 이전 연도의 상승을 소폭 완화하여 2023년 가격을 추정하였다. 추정 결과 수상태양광의 간접비는 MW당 460백만 원이며, 육상태양광의 간접비는 MW당 382.8백만 원으로 분석되었다. 예비비는 위 항목들에 투입되는 비용을 합산하여 10%로 설정하였다. Table 1에 CAPEX의 비용자료를 MW당 백만 원으로 정리하였다.

Table 1. CAPEX estimates (Million KRW/MW)

| Item              | Floating | Land    |
|-------------------|----------|---------|
| Panel             | 425.0    | 403.0   |
| Inverter          | 66.0     | 55.0    |
| BOS               | 207.4    | 107.0   |
| Substruction      | 294.4    | 187.1   |
| Engineering       | -        | 41.8    |
| Overhead          | 460      | 382.8   |
| Contingency (10%) | 116      | 98.6    |
| Total             | 1,568.8  | 1,273.3 |

### 2.1.2 유지보수비용(OPEX)

태양광발전 유지관리에 필요한 OPEX의 항목은 관리자 비용, 유지관리, 보험료, 청소비, 인버터교체비, 예비비로

구성하였다. 유지보수비용도 자본비용과 동일하게 규모의 경제가 발생하여 비율에 따라 규모의 경제를 적용하였다. 관리자비용은 전기안전관리자 선임비용이며 직접고용을 원칙으로 수상태양광과 육상태양광 모두 동일한 가격인 MW당 8.17백만 원으로 설정하였다. 유지관리비는 발전소에너지경제연구원에서 조사한 운영업체 조사결과에 규모의 경제를 반영하여 MW당 0.05백만 원으로 추정하였다. 패널을 청소하는 비용은 MW당 5.20백만 원으로 설정하였다. 보험료는 에너지경제연구원에서 조사한 엔지니어링 공제조합 제시단가를 이용하여 규모에 맞게 조정하였고, 그 결과 수상태양광에서 MW당 3.34백만 원이며 육상태양광에서 MW당 2.53백만 원으로 나타났다. 인버터는 10년 주기로 교체가 필요한데 사업기간이 20년으로 설정하여 육상태양광과 수상태양광 모두 10년 뒤 인버터를 교체한다. 따라서 두 발전 모두 MW당 3.04백만 원이 투입된다. 예비비는 수상태양광과 육상태양광 모두 10%로 설정하였다. Table 2에 두 발전의 유지비용 항목에 필요한 비용을 MW당 백만 원으로 정리하였다.

Table 2. OPEX estimates (Million KRW/MW)

| Item              | Floating | Land   |
|-------------------|----------|--------|
| Management        | 8.17     | 5.79   |
| Maintenance       | 0.05     | 0.05   |
| Insurance         | 3.34     | 2.53   |
| Cleaning          | 5.20     | 5.20   |
| Replacement       | 3.04     | 3.04   |
| Contingency (10%) | 1.98     | 1.66   |
| Total             | 21.75    | 18.26  |
| Interest (sum)    | 14,004   | 13,679 |

### 2.1.3 할인율

할인율은 재무성 및 경제성 분석에 사용되는 중요한 변수 중 하나이다. 투자의 대안비교를 위해 미래에 발생한 편익과 비용을 현재시점으로 할인하여 경제적 타당성을 파악한다. 본 연구에서는 재무성 분석과 경제성 분석에서 각각 다른 할인율을 적용하며, 분석에 따른 사업기간에서의 할인율 산정방법은 다음과 같다.

재무성 분석에서의 할인율은 시장에서 결정되는 기회비용으로 편익 및 비용 추정하는 비용편익분석에서 사용하는 사

회적 할인율과는 구분된다. 재무적 할인율은 WACC, CAPM 등을 고려하여 시장에서 결정되는 기회비용을 바탕으로 미래의 수익률이 자본비용 이상이 되도록 고려한다. 이는 사업투자로 인한 수익률이 증권투자로부터 발생하는 수익률만큼은 되어야 하기 때문이다.

CAPM에서 자기자본비용은 다음과 같은 식으로 계산된다. 무위험 이자율은 일반적으로 5년 만기 국고채 유통수익률을 근거로 하며, 본 연구에서는 한국무위험지표금리(KOFR) 값인 3.456%를 사용하였고, 베타값은 국내 발전사인 한국전력의 0.68값을 사용하였으며, 시장위험 프리미엄의 결정은 KOSPI 기대수익률인 8.756%를 사용하였다. 기존 국내 발전사업에서 자기자본과 타인자본은 약 3.5:6.5의 비율로 이루어진다.<sup>[27]</sup> 그러나 최근 자기자본의 비율이 줄어들며 20~25% 수준을 보인다. 따라서 본 연구는 위 비율을 적용하여 분석하였다.<sup>[21]</sup> 이를 바탕으로 CAPM은 7.060%로 추정되었다. 추정된 CAPM과 자기자본, 타인자본, 법인세를 이용하여 3.474%의 WACC 값을 추정하였다. 따라서 MARR은 WACC에 위험 프리미엄인 4%를 더하여 7.474%로 추정하였으며, 본 사업의 내부수익률은 이를 넘어야 사업의 가치를 인정받는다.

## 2.2 수익 추정

### 2.2.1 SMP

발전사업에서의 수익은 계통한계가격인 SMP와 신재생에너지 공급인증서인 REC로 구성된다. SMP는 시간대별 수요예측을 통해 거래 전일에 입찰을 받고, 발전기별 낮은 가격 순으로 발전기를 선정하여 전력을 거래할 때에 한계 생산발전기의 공급가격이다. 따라서 장기적인 SMP전망을 하기 위해서는 전력원별 가격전망이 필요하며, 본 연구에서 SMP추정은 시계열 회귀분석 모형인 전력가격 원단위 적용방식 탐색 연구에 제시된 추정방법을 변형한 4단계 추정방법을 적용하였다.<sup>[28]</sup>

SMP 추정은 국내의 발전 및 계획들에 따라 영향을 받기 때문에, SMP 자체에 대한 분석으로부터 시작한다. 2003년부터 2022년까지 LNG 연료가 SMP를 결정하는 비율이 약 77.4%에 달한다는 점을 고려하였을 때, 국내 SMP를 결정하는 주요 연료 발전기가 LNG 발전기라는 것은 타당하다. 또한 LNG 가격은 유가와 매우 밀접하게 연계되어 있다. 국

내에서는 Dubai유가, JKM LNG 수입가격, LNG 열량단가 그리고 SMP가 순차적으로 연결된 구조를 갖고 있기 때문에 네 변수들 간의 순차적 시계열 회귀분석을 통해 사업기간 동안의 SMP를 전망할 수 있다.<sup>[28]</sup> SMP 추정 시 인플레이션을 고려하지 않기 위해서 명목가격을 이용하여 분석하였다.

### 2.2.2 REC

REC는 RPS(Renewable Portfolio Standard)제도에 의해 신재생 발전설비를 이용하여 전력을 공급하면 받는 일종의 인증서이다. 신재생 발전소의 전력공급량에 가중치를 적용하여 1,000 kWh를 기준으로 1REC를 받는다. 발급받은 REC는 판매가 가능하며 REC 거래방식은 고정가격계약, 매주 열리는 현물거래시장, 공급의무자와 직접 계약을 맺는 방식 등 다양한 방법이 있다. 발급된 REC의 유효기간이 3년이므로 3년 내 거래가 가능하다.<sup>[29]</sup> 이는 전력을 생산하여 발급받은 REC를 생산한 시점에서 거래하는 것이 아닌 판매자가 원하는 시점 즉, REC가격이 상승했을 때 거래를 할 수 있다. 본 연구에서 위 상황을 적용하지 않고, 전력을 생산하는 시점에 REC 거래가 발생한다고 가정하였다. 따라서 REC로부터 발생하는 수익에 약간의 오차가 발생할 수 있다.

본 연구에서는 REC를 추정하기 위해 변동성을 제어할 수 있는 5년 평균법을 이용하였다. 또한 REC는 발전원 및 규모에 따라 다른 가중치를 부여받는다. 본 연구에서 800 MW의 태양광 발전설비에 대해 분석함으로써, 수상태양광의 REC 가중치는 1.2이며, 육상태양광의 REC 가중치는 0.8이다. Table 3에서는 비교 대상 발전의 규모에 따른 REC 가중치를 정리하였고, Table 4는 사업기간동안 SMP와 REC

Table 3. REC weights

| Type     | Classification | Weight |
|----------|----------------|--------|
| Floating | Below 100 kW   | 1.6    |
|          | Over 100 kW    | 1.4    |
|          | Over 3,000 kW  | 1.2    |
| Land     | Below 100 kW   | 1.2    |
|          | Over 100 kW    | 1.0    |
|          | Over 3,000 kW  | 0.8    |

Table 4. Estimated SMP and REC (KRW/kWh, KRW/REC)

| Year | Estimated SMP | Estimated REC |
|------|---------------|---------------|
| 2023 | 110.57        | 66,443        |
| 2024 | 105.76        | 52,630        |
| 2025 | 106.49        | 50,565        |
| 2026 | 106.87        | 52,242        |
| 2027 | 107.37        | 55,757        |
| 2028 | 107.89        | 55,757        |
| 2029 | 108.49        | 53,344        |
| 2030 | 108.98        | 53,487        |
| 2031 | 109.71        | 54,071        |
| 2032 | 110.11        | 54,437        |
| 2033 | 110.71        | 54,174        |
| 2034 | 111.46        | 54,174        |
| 2035 | 111.98        | 54,014        |
| 2036 | 112.55        | 54,120        |
| 2037 | 113.02        | 54,130        |
| 2038 | 113.49        | 54,068        |
| 2039 | 113.95        | 54,047        |
| 2040 | 114.43        | 54,706        |
| 2041 | 114.82        | 54,088        |
| 2042 | 115.15        | 54,082        |
| 2043 | 115.57        | 54,072        |
| 2044 | 115.88        | 54,073        |

의 추정가격을 정리하였다. 위에서 추정한 SMP와 REC는 재무성 분석에서 수입항목으로 분류된다. 그러나 경제성 분석에는 REC가 전체 사회의 총 후생에 영향을 미치지 않으므로 편익으로 포함하지 않는다. 하지만 경제성 분석은 화석연료 발전량이 감소함에 따라 발생하는 온실가스 저감량에 대한 편익을 산정하여 분석한다.<sup>[28]</sup>

### 2.3 재무성 분석 결과

본 절에서는 재무적 관점에서 분석한 수상태양광과 육상태양광의 NPV, IRR, PI 결과를 정리하였다. NPV는 순현재가치법으로 미래에 발생하는 현금흐름에 할인율을 적용하여 현재시점의 가치로 변환하여 분석하는 방법으로 식(1)로 나타난다. NPV가 0보다 크면 사업의 재무적 타당성이 존재한다. 수상태양광의 NPV는 5,944억 원, 육상태양광은 4,701억 원으로 분석되었다. IRR은 내부수익률로 현금유입과 현금유출의 현재가치를 일치시키는 할인율을 산

출하고 이를 자본비용과 비교하여 투자안을 평가하는 방법으로 식 (2)와 같다. 수상태양광 및 육상태양광의 IRR은 각각 14.06%, 12.65%로 분석되었다. PI는 수익성지수법으로 현금유출의 현재가치에 대한 현금유입의 현재가치 비율로 사업에 대한 수익성을 나타내며, 식 (3)으로 나타난다. PI의 의사결정 기준은 독립적인 투자안일 때, 1보다 큰 경우 채택하며 1보다 작은 경우 기각한다. 수상태양광과 육상태양광의 PI는 각각 1.17, 1.11로 분석되었다.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1+IRR)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+IRR)^t} \quad (2)$$

$$PI = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}} \quad (3)$$

수상태양광 발전사업의 경우 육상태양광 발전사업에 비해 순현재가치가 높게 분석된다. 이는 수상태양광의 REC 가중치가 육상태양광의 REC가중치보다 높아 발생하며, 저렴한 임대료 또한 사업성 증가에 원인이 된다. 만약 수상태양광의 REC 가중치가 육상태양광의 REC 가중치 0.8과 동일하다면 NPV는 4,903억 원, IRR은 12.13%, PI는 1.02로 육상태양광과 비슷한 수준의 사업가치를 보인다. 아래 Table 5는 재무성 분석의 결과를 정리하였다.

Table 5. Financial analysis results

|                | Floating | Land   |
|----------------|----------|--------|
| NPV (100M KRW) | 5,944    | 4,619  |
| IRR            | 14.06%   | 12.65% |
| PI             | 1.17     | 1.11   |

### 3. SCC를 고려한 경제성 분석

#### 3.1 탄소의 사회적 비용

발전사업의 경제성평가를 위해 온실가스 감축으로 인한 편익 추정은 중요하다. 온실가스 감축으로 인한 편익은 기후변화로 발생하는 피해를 예방하는 값으로 장기적인 미래

에 대해 효과가 나타난다.<sup>[16]</sup> 그러나 장기 저감 편익을 파악하여 적용하는 것은 불가능에 가까우므로 탄소의 사회적 비용이나 탄소배출권 가격을 적용하여 추정하는 간접적인 방법을 사용하여 편익을 산정한다.

탄소의 사회적 비용은 각 경제주체 혹은 국가의 이산화탄소 배출량에 대해 단위 배출량 당 사회가 부담해야 하는 비용을 의미한다. 즉, 기후변화로 발생하는 피해인 재산피해, 보건비용, 냉·난방비용과 같이 음의 외부효과로 인해 발생하는 피해들을 내재화한 것이다. 국내 발전사업은 탄소의 사회적 비용을 일정수준 반영하여 내재화한 RPS제도를 운영하고 있다. 따라서 다음 절에서는 온실가스 감축편익과 외부비용을 내재화 한 RPS제도를 비교한다. 추가로 국내에서의 탄소 저감에 대한 가치와 유럽에서의 가치를 비교하기 위해 EU-ETS 가격을 고려하여 분석 및 비교하였다. 즉, 신재생에너지 사용으로 인해 감축되는 온실가스를 편익, REC, EU-ETS 측면으로 분석한다.

#### 3.2 사회적 비용을 고려한 경제성 분석

본 절에서는 수상태양광과 육상태양광의 경제성을 분석한다. 투입비용과 수익만을 비교하는 재무성 분석과 달리 경제적 분석에서는 태양광발전을 통한 온실가스 저감에 따른 편익을 추가하여 분석한다. 추가로 온실가스 감축과 신재생에너지 발전 확대라는 공통의 목표를 가지고 운영되는 REC와 배출권거래제의 편익을 비교한다.

본 절에서는 온실가스 저감에 대한 탄소의 사회적 비용을 포함한 편익을 고려하며, 경제성 분석 방법론인 비용편익분석을 이용하여 두 발전에 대해 분석하였다. 비용편익 분석은 비용과 편익을 현재 시점의 화폐가치로 환산하여 비교·분석하는 방법으로 식 (4)와 같이 나타낸다. 일반적으로 비용편익분석은 편익을 비용으로 나눈 값이 1 이상일 때 경제성이 있다고 판단한다. 재무성 분석에서 고려한 비용과 수익, 온실가스 저감으로 인한 편익을 적절한 할인율로 나누어 분석하였다. 발전사업 경제성 분석에서 기존 할인율은 5.5%였으나 2017년 기획재정부가 예비타당성조사 제도를 개편하면서 1.0% 하향하여 4.5%로 조정하였다.

$$B/C = \sum_{t=0}^t \frac{B_t}{(1+r)^t} / \sum_{t=0}^t \frac{C}{(1+r)^t} \quad (4)$$

본 논문에서 태양광 발전으로 인한 온실가스 감축편익을 산정하기 위한 온실가스 종류는 CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM<sub>2.5</sub>, SO<sub>x</sub>이며, 연구된 발전원별 사회적 외부비용 추산결과를 이용하여 감축된 온실가스 편익을 추정하였다.<sup>[30]</sup> Table 6은 연료에 따른 사회적 외부비용을 나타내었다. EPSIS의 자료를 분석한 결과, 최근 20년간 연료원별 SMP결정을 통해 LNG비율 86.35%, 유연탄비율 9.68%, 무연탄비율 3.97%로 나타났다. 위 비율을 바탕으로 태양광 발전사업으로 인해 첨두 부하인 화석연료를 이용한 발전량이 줄어들며, 이로 감소하는 온실가스 배출량을 추정하여 비용으로 환산하였다.

EU-ETS를 REC와 비교하기 위해서 다음과 같은 방법을 사용하였다. REC는 1,000 kWh의 신재생에너지를 생산하는 경우 지급받을 수 있으며, EU-ETS는 1톤의 탄소를 감소하면 1개의 배출권을 받는다. 위 개념과 태양광발전 온실가스 배출계수를 이용하여 REC와 EU-ETS간의 관계를 정리하였다. 국내 전력 배출계수는 2022년 1월 기준 0.4434 tCO<sub>2</sub>eq/MWh이며, 이는 태양광발전으로 1 MWh

의 전력을 생산하면 0.4434 tCO<sub>2</sub>의 이산화탄소가 줄어드는 것을 의미한다. 따라서 1EU-ETS는 약 2.25개의 REC와 동일한 가치를 지닌다. REC와 EU-ETS간의 관계를 분석하기 위해 EU-ETS가격을 2.25로 나누고, 이를 편익으로 계산하여 분석하였다.<sup>[31]</sup>

수상태양광 발전사업과 육상태양광 발전사업에서 경제성분석의 결과인 B/C를 Table 7에 정리하였다. SMP와 편익을 고려한 사업에서는 수상태양광과 육상태양광 발전사업에서 각각 1.31, 1.34로 분석되었으며, SMP, EU-ETS를 고려할 경우 1.29, 1.32로 추정되었다. SMP와 REC를 고려한 사업에서는 1.44, 1.29로 분석되었다. 본 연구에서 전반적인 B/C가 일반적인 발전사업에 비해 높게 추정되었다. 이는 새만금지역에 기업유치를 위해 저렴하게 설정된 부지비용을 적용하였고, 계통연결에 필요한 비용이 모두 반영되지 않았기 때문으로 판단된다.

#### 4. 민감도 분석

3장의 결과를 바탕으로 발전사업의 경제성 분석에 영향을 미치는 요소들을 판별하여 민감도 분석을 진행하였다. 사업에 영향을 미치는 요소가 많으므로 특정 요소에 대해 어떤 영향을 미치는지 알아보기 위해 민감도 분석을 수행한다. 발전사업은 가격 예측의 불확실성이 존재하며, 이는 사업 수익을 적절히 판단하기 어렵게 한다.

따라서 CAPEX, SMP, 편익, 임대료에 대해 민감도분석을 진행하였고, 이 결과를 Table 8에 정리하였다. 추정 결과, 임대료에 대한 영향이 가장 적게 나타났다. 일반적인 태양광 발전사업은 설비를 설치하기 위해 높은 임대료를 지불하지만 본 연구에서는 공유수면 및 새만금 산업단지의 용지를 이용하여 임대료의 경제성 변화가 적게 나타났다.

Table 6. Social costs by power sources (KRW/kWh)

|                 | LNG   | Anthracite | Bituminous |
|-----------------|-------|------------|------------|
| SO <sub>x</sub> | 0,31  | 21,58      | 15,74      |
| NO <sub>x</sub> | 4,63  | 31,43      | 16,59      |
| PM 2,5          | 0,32  | 0,91       | 0,8        |
| CO <sub>2</sub> | 15,72 | 35,68      | 35,68      |
| Total           | 20,98 | 89,6       | 68,81      |

Table 7. B/C comparison

|                 | Floating | Land |
|-----------------|----------|------|
| SMP+Social cost | 1,31     | 1,34 |
| SMP+EU ETS      | 1,29     | 1,32 |
| SMP+REC         | 1,44     | 1,29 |

Table 8. B/C sensitivity analysis results

|         | Floating |      |      |      |      |      |      | Land |      |      |      |      |      |      |
|---------|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|         | -30%     | -20% | -10% | 0    | +10% | +20% | +30% | -30% | -20% | -10% | 0    | +10% | +20% | +30% |
| CAPEX   | 1,77     | 1,59 | 1,44 | 1,31 | 1,21 | 1,12 | 1,04 | 1,76 | 1,59 | 1,46 | 1,34 | 1,24 | 1,16 | 1,09 |
| SMP     | 1,07     | 1,17 | 1,26 | 1,40 | 1,45 | 1,50 | 1,59 | 1,06 | 1,16 | 1,25 | 1,34 | 1,43 | 1,53 | 1,62 |
| Revenue | 1,19     | 1,23 | 1,27 | 1,31 | 1,36 | 1,40 | 1,44 | 1,22 | 1,26 | 1,30 | 1,34 | 1,38 | 1,43 | 1,47 |
| Rent    | 1,32     | 1,32 | 1,31 | 1,31 | 1,31 | 1,31 | 1,31 | 1,38 | 1,37 | 1,35 | 1,34 | 1,33 | 1,32 | 1,31 |



반대로 CAPEX와 SMP는 큰 사업성의 변화를 야기하였다. 태양광발전에서 CAPEX가 수익성 결정에 큰 비중을 차지하며 인프라 사업을 의미한다. 또한 발전사업은 SMP에 많은 영향을 받으며 특히, 유가와 천연가스의 가격 변동에 영향을 받는다.

현재 국내 태양광 발전사업의 초기비용은 다른 국가에 비해 높은 수준이지만 점점 감소할 예정이다. 또한 사업성을 결정하는 전기가격은 재생에너지의 확대와 화석연료 가격 변동성 증가로 앞으로 상승 추세를 보일 가능성이 높다. 또한 기업들은 RE100을 달성하기 위해 신재생에너지를 직접 계약하여 공급받는 전력구매계약(PPA, Power Purchase Agreement) 비중을 늘릴 것으로 예상되며, 이는 태양광발전의 수익성을 어느 정도 담보할 수 있는 수단이 될 수 있다.

## 5. 결론

본 연구에서는 수상태양광과 육상태양광 발전사업의 재무성 분석과 경제성 분석을 진행하였다. 기존의 수상태양광 경제성 분석 연구는 특정 부분에 집중하여 상대적으로 간단한 경제성 분석만이 진행되었다. 이에 본 연구에서는 수상태양광 발전 사업의 재무 모형을 구축하여 재무 분석을 수행하였으며, 특히 탄소의 사회적 비용을 고려한 경제성 분석 또한 수행하였다.

재무성 분석 결과, 수상태양광이 육상태양광보다 NPV 및 IRR이 높은 것으로 나타났다. 이는 수상태양광의 REC 가중치가 육상태양광보다 높아 나타난 결과로, 만약 REC 가중치가 동일하다면 육상태양광 발전의 NPV가 약 5% 높게 나타난다. 즉, 태양광발전 사업의 REC 가중치 변화에 따라 사업성이 크게 달라지며, 현재 수상태양광의 REC는 사업성을 담보할 수 있는 수준이라고 할 수 있다.

탄소의 사회적 비용을 고려한 경제성 분석 결과, REC를 적용한 B/C는 1.44이고, 탄소의 사회적 비용 회피 편익을 반영한 B/C는 1.31로 REC를 적용한 경우가 B/C가 더 높게 추정되었다. 이는 탄소의 외부비용을 일정 수준 내재화한 REC 가격수준이 온실가스 감축으로 인한 사회적 편익보다 높다는 것을 의미하며, 본 연구에 적용한 REC 가격수준이 적절한 수준이라고 해석할 수 있다.

추가로 국내 시장과 유럽 시장을 비교 분석한 결과 본 분석에서 사용한 REC 가격수준이 유럽의 EU-ETS 가격보다 높은 것을 확인할 수 있었다. 최근 유럽의 EU-ETS는 톤당 약 70유로로 약 10~11만 원 수준이며 국내 REC 가격을 톤당 배출권 가격으로 환산하면 약 13~14만원 수준이다. 아울러 현재 국내 배출권 시장은 무상할당이 주를 이루고 있어, REC와 비교하면 10배 이상 가격 차이가 존재한다. 향후 EU-ETS는 무상할당을 지속적으로 줄어나갈 예정이며 2030년 배출권 가격은 147유로 수준으로 예상된다. 즉, 톤당 약 20만 원 수준이 될 것이며, 이 경우 우리나라 배출권거래 가격뿐만 아니라 REC 가격수준보다도 매우 높은 가격이 된다. 따라서 탄소국경조정제도(CBAM, Carbon Border Adjustment Mechanism)에 대응하기 위해서는 REC가 더 높아지거나 국내 배출권 가격이 EU-ETS 가격 수준으로 높아져야 한다.

우리나라는 에너지 집약적인 제조업 강국으로 온실가스 다배출 국가이다. 한국은 이제 선진국 중 하나로 여겨지게 앞으로 국제사회에서 온실가스 감축에 대한 더 많은 책임을 부여받을 것이다. 그러나 우리나라의 배출권 거래제도는 아직 성숙했다고 보기 어렵다. 또한 REC 가격 역시 높은 변동성을 가지고 있다. 한 연구에서는 높은 REC 가격 변동성이 시장참여자들의 투자를 위축시키는 중요한 요인이며, REC가격의 변동을 줄이는 방안의 도입 필요성을 주장하였다.<sup>[32]</sup> 따라서 우리나라 여건에 적합한 탄소의 사회적 비용 수준에 대한 심도 있는 추가 연구를 통해 사회적 비용을 내재화할 수 있는 제도와 정책을 마련할 필요가 있으며, 그러면 수상태양광 사업의 경제성도 더욱 좋아질 것이다.

## 감사의 글

This paper is based on the first author (J.Lim)'s master's degree thesis entitled "Economic Analysis of Floating Photovoltaic considering the Social Cost of Carbon".

## References

- [1] Electric Power Statistics Information System (EPSIS), “Power sales, power generation by energy source”, Accessed 23 August 2023, <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkgeGepGesGrid.do?menuId=060102>.
- [2] Ministry of Trade, Industry and Energy, 2023, “The 6th basic plan of long-term electricity supply and demand”, [https://www.kier.re.kr/resources/download/tpp/policy\\_230113\\_data.pdf](https://www.kier.re.kr/resources/download/tpp/policy_230113_data.pdf).
- [3] Renewable energy cloud platform, “Power-plant status: Regional cumulative capacity”, Accessed 1 November 2023, [https://recloud.energy.or.kr/present/sub3\\_2\\_3.do](https://recloud.energy.or.kr/present/sub3_2_3.do).
- [4] Kwon, T.H., Kim, J.Y., Kim, E.K., and Hong, S.K., 2022, “Effect on power generation of floating photovoltaic power system power by water level change”, *J. Korean Solar Energy*, **42**(2), 13-21.
- [5] Ahn, S.H., Soh, Y.M., Ryu, H.J., Lee, H.E., Hwangbo, E.Y., and Yun, S.J., 2021, “An analysis of policy initiatives and benefit sharing schemes to support floating solar power plants”, *New. Renew. Energy*, **17**(4), 9-27.
- [6] Park, J.Y., Lee, Y.J., Jeon, D.J., Lee, M.J., and Eun, J., 2017, “Analysis system for regional environmental status to support environmental assessment: The status and potential of i) onshore wind power generation and ii) floating photovoltaic power generation”, *Korea Environment Institute(KEI)*, 1-116.
- [7] Wood Mackenzie, “Global floating solar to top 6GW threshold by 2031, Asia-Pacific region leads demand for floating solar”, Accessed 2 November 2023, <https://www.woodmac.com/press-releases/global-floating-solar-to-top-6gw-threshold-by-2031/>.
- [8] Precedence Research, “Floating solar market - Global industry analysis, size, share, growth, trends, regional outlook, and forecast 2023-2032”, Accessed 2 November 2023, <https://www.precedenceresearch.com/floating-solar-market>.
- [9] Korea Hydro & Nuclear Power Co., Ltd, 2019, “Environmental impact assessment (draft) evaluation summary of Saemangeum floating PV project”, 1-54, [https://www.gunsan.go.kr/\\_cms/board/eFileDownload/7/725927/082a2ff51f3eeb2e28da2cbd77e1c2cb](https://www.gunsan.go.kr/_cms/board/eFileDownload/7/725927/082a2ff51f3eeb2e28da2cbd77e1c2cb)
- [10] Kwon, O.G., Lee, S.M., Kwon, J.S., Jo, H.S., and Cha, H.J., 2019, “The deduction of generation efficiency coefficient of the Floating PV systems compared to ground-mounted PV systems based on their operation-data analysis”, *Trans. Korean. Inst. Elect. Eng.*, **68**(6), 717-724.
- [11] Choi, K.I., Suh, J.W., Choi, Y.S., and Jang, Y.H., 2022, “Evaluation and validation of photovoltaic potential from fixed and tracking floating photovoltaic system in Hapcheon dam”, *J. Korean Soc. Miner. Energy Resour.*, **59**(3), 293-302.
- [12] Goswami, A., and Sadhu, P.K., 2021, “Degradation analysis and the impacts on feasibility study of floating solar photovoltaic systems”, *Sustainable Energy, Grids and Networks*, **26**, 100425.
- [13] Luo, W., Isukapalli, S.N., Vinayagam, L., Ting, S.A., Pravettoni, M., Reindl, T., and Kumar, A., 2021, “Performance loss rates of floating photovoltaic installations in the tropics”, *Sol. Energy*, **219**, 58-64.
- [14] Kwak, Y.G., Lee, B.H., and Kang, F.S., 2022, “Economic efficiency analysis based on benefit-cost ratio of floating photovoltaic power generation system”, *Trans. Korean. Inst. Elect. Eng.*, **71**(8), 1117-1125.
- [15] Lee, K.D., and Kim, K.H., 2020, “Establishment and operation of long-term LCOE forecast system for expansion of renewable energy(1/5)”, *Korea Energy Economics Institute(KEEI)*, [https://www.keei.re.kr/web\\_keei/d\\_results.nsf/main\\_all/A10FCB3438C55F4349258669004FC436/\\$file/%EA%B8%B0%EB%B3%B8%202020-21\\_%EC%9E%AC%EC%83%9D%EC%97%90%EB%84%88%EC%A7%80%20%EA%B3%B5%EA%B8%89%ED%99%95%EB%8C%80%EB%A5%BC%20%EC%9C%84%ED%95%9C%20%EC%A4%91%EC%9E%A5%EA%B8%B0%20%EB%B0%9C%EC%A0%84%EB%8B%A8%EA%B0%80\(LCOE\)%20%EC%A0%84%EB%A7%9D%20%EC%8B%9C%EC%8A%A4%ED%85%9C%20%EA%B5%AC%EC%B6%95%20%EB%B0%8F%20%EC%9A%B4%EC%98%81.pdf](https://www.keei.re.kr/web_keei/d_results.nsf/main_all/A10FCB3438C55F4349258669004FC436/$file/%EA%B8%B0%EB%B3%B8%202020-21_%EC%9E%AC%EC%83%9D%EC%97%90%EB%84%88%EC%A7%80%20%EA%B3%B5%EA%B8%89%ED%99%95%EB%8C%80%EB%A5%BC%20%EC%9C%84%ED%95%9C%20%EC%A4%91%EC%9E%A5%EA%B8%B0%20%EB%B0%9C%EC%A0%84%EB%8B%A8%EA%B0%80(LCOE)%20%EC%A0%84%EB%A7%9D%20%EC%8B%9C%EC%8A%A4%ED%85%9C%20%EA%B5%AC%EC%B6%95%20%EB%B0%8F%20%EC%9A%B4%EC%98%81.pdf).
- [16] Lee, J.K., and Jung, D.H., 2018, “Research on revising and supplementing general guidelines for conducting preliminary feasibility studies for public enterprise and quasi-governmental organizations (2nd edition)”, Korea

- Development Institute(KDI) Public and Private Infrastructure Investment Management Center, 1-348, [https://www.kdi.re.kr/research/reportView?&pub\\_no=15989](https://www.kdi.re.kr/research/reportView?&pub_no=15989).
- [17] National Tax Service, “Resources-tax rate”, Accessed 12 August 2023, <https://www.nts.go.kr/nts/cm/cntnts/cntntsView.do?mi=2372&cntntsId=7746>.
- [18] Ministry of Economy and Finance, “Terms dictionary of current economy”, Accessed 10 October 2023, <https://www.moef.go.kr/sisa/dictionary/detail?idx=313>.
- [19] Kim, K.N., 2020, “The effects of depreciation methods on investment motivation for solar photovoltaic systems”, *New. Renew. Energy*, **16**(4), 66-75.
- [20] Kim, T.H., and Choi, Y.H., 2019, “Profitability and risk analysis of the solar power generation project by the Korea rural community corporation”, *Journal of Rural Development*, **42**(4), 107-136, <https://repository.krei.re.kr/bitstream/2018.oak/24546/1/RE42-4-06.pdf>.
- [21] Lee, K.D., and Lim, D.O., 2021, “Establishment and operation of long-term LCOE forecast system for expansion of renewable energy(2/5)”, Korea Energy Economics Institute(KEEI), [https://www.keei.re.kr/web\\_keei/d\\_results.nsf/0/6AB0A46821D04F5E4925881D0016BD8F/\\$file/%EA%B8%B0%EB%B3%B8%202021\\_24\\_%EC%9E%AC%EC%83%9D%EC%97%90%EB%84%88%EC%A7%80%20%EA%B3%B5%EA%B8%89%ED%99%95%EB%8C%80%EB%A5%BC%20%EC%9C%84%ED%95%9C%20%EC%A4%91%EC%9E%A5%EA%B8%B0%20%EB%B0%9C%EC%A0%84%EB%8B%A8%EA%B0%80\(LCOE\)%20%EC%A0%84%EB%A7%9D%20%EC%8B%9C%EC%8A%A4%ED%85%9C%20%EA%B5%AC%EC%B6%95%20%EB%B0%8F%20%EC%9A%B4%EC%98%81.pdf](https://www.keei.re.kr/web_keei/d_results.nsf/0/6AB0A46821D04F5E4925881D0016BD8F/$file/%EA%B8%B0%EB%B3%B8%202021_24_%EC%9E%AC%EC%83%9D%EC%97%90%EB%84%88%EC%A7%80%20%EA%B3%B5%EA%B8%89%ED%99%95%EB%8C%80%EB%A5%BC%20%EC%9C%84%ED%95%9C%20%EC%A4%91%EC%9E%A5%EA%B8%B0%20%EB%B0%9C%EC%A0%84%EB%8B%A8%EA%B0%80(LCOE)%20%EC%A0%84%EB%A7%9D%20%EC%8B%9C%EC%8A%A4%ED%85%9C%20%EA%B5%AC%EC%B6%95%20%EB%B0%8F%20%EC%9A%B4%EC%98%81.pdf).
- [22] Lee, K.D., and Lim, D.O., 2022, “Establishment and operation of long-term LCOE forecast system for expansion of renewable energy(3/5)”, Korea Energy Economics Institute(KEEI), [https://www.keei.re.kr/web\\_keei/d\\_results.nsf/0/114BF117E270990849258980001F884F/\\$file/22-23\\_%EC%9E%AC%EC%83%9D%EC%97%90%EB%84%88%EC%A7%80%20%EA%B3%B5%EA%B8%89%ED%99%95%EB%8C%80%EB%A5%BC%20%EC%9C%84%ED%95%9C%20%EC%A4%91%EC%9E%A5%EA%B8%B0%20%EB%B0%9C%EC%A0%84%EA%B0%80\(LCOE\)%20%EC%A0%84%EB%A7%9D%20%EC%8B%9C%EC%8A%A4%ED%85%9C%20%EA%B5%AC%EC%B6%95%20%EB%B0%8F%20%EC%9A%B4%EC%98%81.pdf](https://www.keei.re.kr/web_keei/d_results.nsf/0/114BF117E270990849258980001F884F/$file/22-23_%EC%9E%AC%EC%83%9D%EC%97%90%EB%84%88%EC%A7%80%20%EA%B3%B5%EA%B8%89%ED%99%95%EB%8C%80%EB%A5%BC%20%EC%9C%84%ED%95%9C%20%EC%A4%91%EC%9E%A5%EA%B8%B0%20%EB%B0%9C%EC%A0%84%EA%B0%80(LCOE)%20%EC%A0%84%EB%A7%9D%20%EC%8B%9C%EC%8A%A4%ED%85%9C%20%EA%B5%AC%EC%B6%95%20%EB%B0%8F%20%EC%9A%B4%EC%98%81.pdf).
- [23] Ramasamy, V., and Margolis, R., 2021, “Floating photovoltaic system cost benchmark: Q1 2021 installations on artificial water bodies”, National Renewable Energy Laboratory(NREL), <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/80695.pdf>.
- [24] Ramasamy, V., Zuboy, J., O’Shaughnessy, E., Feldman, D., Desai, J., Woodhouse, M., Basore, P., and Margolis, R., 2022, “U.S. Solar photovoltaic system and energy storage cost benchmarks, with minimum sustainable price analysis: Q1 2022”, National Renewable Energy Laboratory(NREL), <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/83586.pdf>.
- [25] Islam, Md.I., Maruf, Md.H., Mansur, A.A., Ashique, R.H., Haq, M.A.ul., Shihavuddin,ASM., and Jadin, M.S., 2023, “Feasibility analysis of floating photovoltaic power plant in Bangladesh: A case study in Hatirjheel Lake, Dhaka”, *Sustainable. Energy Technol. Assess.*, **55**, 102994.
- [26] Korea Photovoltaic Industry Association (KOPIA), “Online archive, price trend in 2023”, Accessed 20 August 2023, [http://www.kopia.asia/bbs/board.php?bo\\_table=m42](http://www.kopia.asia/bbs/board.php?bo_table=m42).
- [27] Lee, K.D., Park, M.D., Jung, Y.J., Shin, H.C., and Jung, Y.J., 2016, “Review the adequacy and identify the improvement of domestic and overseas investment projects for public power companies”, Korea Energy Economics Institute (KEEI), 1-528, <https://e-learning.nhi.go.kr/oer/view/oerCntnsView.do?id=98640&cid=NB000120061130100005269&oid=0000000006&mid=keywordlist>
- [28] Kim, D.J., Kim, Y.K., and Kim, S.H., 2020, “Exploration study on the application method of power price intensity”, Korea Development Institute (KDI) Public and Private Infrastructure Investment Management Center, 1-98, [https://kdi.re.kr/research/reportView?&pub\\_no=16948](https://kdi.re.kr/research/reportView?&pub_no=16948).
- [29] Ministry of Trade, Industry and Energy, 2023, “Management and operation guidelines for RPS and RFS”, [https://www.law.go.kr/%ED%96%89%EC%A0%95%EA%B7%9C%EC%B9%99%EC%8B%A0%C2%B7%EC%A0%84%EB%8B%A8%EA%B0%80\(LCOE\)%20%EC%A0%84%EB%A7%9D%20%EC%8B%9C%EC%8A%A4%ED%85%9C%20%EA%B5%AC%EC%B6%95%20%EB%B0%8F%20%EC%9A%B4%EC%98%81.pdf](https://www.law.go.kr/%ED%96%89%EC%A0%95%EA%B7%9C%EC%B9%99%EC%8B%A0%C2%B7%EC%A0%84%EB%8B%A8%EA%B0%80(LCOE)%20%EC%A0%84%EB%A7%9D%20%EC%8B%9C%EC%8A%A4%ED%85%9C%20%EA%B5%AC%EC%B6%95%20%EB%B0%8F%20%EC%9A%B4%EC%98%81.pdf).

9E%AC%EC%83%9D%EC%97%90%EB%84%88%  
 EC%A7%80%20%EA%B3%B5%EA%B8%89%EC  
 %9D%98%EB%AC%B4%ED%99%94%EC%A0%9  
 C%EB%8F%84%20%EB%B0%8F%20%EC%97%B  
 0%EB%A3%8C%20%ED%98%BC%ED%95%A9%  
 EC%9D%98%EB%AC%B4%ED%99%94%EC%A0  
 %9C%EB%8F%84%20%EA%B4%80%EB%A6%AC  
 %C2%B7%EC%9A%B4%EC%98%81%EC%A7%80  
 %EC%B9%A8

[30] Cho, S.J., and Park, G.S., 2018, “Research on tax reform plan to achieve energy transition in the power sector”, Korea Energy Economics Institute (KEEI), <https://energytransitionkorea.org/sites/default/files/2020-04/%EB%B0%9C%EC%A0%84%EB%B6%80%EB%A>

C%B8%20%EC%97%90%EB%84%88%EC%A7%8  
 0%EC%A0%84%ED%99%98%20%EB%8B%AC%  
 C%84%B1%EC%9D%84%20%EC%9C%84%ED%9  
 5%9C%20%EC%84%B8%EC%A0%9C%20%EA%B  
 0%9C%ED%8E%B8%20%EB%B0%A9%EC%95%8  
 8%20%EC%97%B0%EA%B5%AC.pdf.

[31] Energy GHG Total Information Platform Service, “Statistics of green gas-energy calorific value and emission factor”, Accessed 5 November 2023, [https://tips.energy.or.kr/carbon/Ggas\\_tatistics03.do](https://tips.energy.or.kr/carbon/Ggas_tatistics03.do).  
 [32] Sonu, S., 2016, “Effect of the REC price volatility on the PV system installation by private participants: Empirical test on a Korea case under the RPS system”, *New. Renew. Energy*, 12(3), 156-164.