

# 해상과 지상 태양광 발전 경제성 비교에 관한 연구

황규원<sup>1),2)</sup> · 이문숙<sup>3)</sup> · 이철용<sup>4)\*</sup>

## Study on Economic Analysis of Offshore and Ground-mounted Solar Photovoltaics

Kyu-Won Hwang<sup>1),2)</sup> · Moon Suk Lee<sup>3)</sup> · Chul-Yong Lee<sup>4)\*</sup>

Received 8 February 2024 Revised 6 March 2024 Accepted 15 March 2024

**ABSTRACT** The rapid expansion of industrialization and population growth worldwide has led to a significant surge in energy demand, perpetuating heavy reliance on finite fossil fuel reserves. Although prevailing policies primarily target ground-mounted solar photovoltaics, there is a noticeable increase in the adoption of floating solar power generation systems on water surfaces. Nonetheless, adequate studies and legislative reviews on offshore solar photovoltaics in Korea are lacking. The absence of well-defined criteria for the economic analysis of floating solar photovoltaics presents hurdles to their economic feasibility. This study conducted a comprehensive cost-benefit analysis of offshore photovoltaics to evaluate their economic viability and compared four types of solar photovoltaics based on the operating area and technology: ground-mounted, floating on inland water, pontoon-based offshore, and flexible system offshore. Perspectives from both central and local government entities, emphasizing social aspects, as well as inputs from private companies with a financial focus were considered. The findings revealed variations in economic viability depending on the operating area and technology employed. This study aims to contribute to the advancement of market maturity and technology within the realm of offshore solar photovoltaics.

**Key words** Climate change(기후변화), Carbon neutral(탄소중립), Offshore solar photovoltaics(해상 태양광 발전), Floating solar photovoltaics(부유식 태양광 발전), Economic analysis(경제성 분석)

### Nomenclature

B/C : cost-benefit ratio  
NPV : net present value, KRW  
IRR : internal rate of return, %

### Subscript

GMPV : ground-mounted solar photovoltaics  
IFPV : inland floating solar photovoltaics  
OPFP(P) : pontoon-based offshore floating photovoltaic  
OPFP(F) : flexible system offshore floating photovoltaic

- 1) Researcher, Ocean Law and Policy Institute, Korea Institute of Ocean Science and Technology (KIOST)
- 2) Ph.D. Candidate, School of Business, Pusan National University
- 3) Principal research scientist, Ocean Law and Policy Institute, Korea Institute of Ocean Science and Technology (KIOST)
- 4) Associate professor, School of Business, Pusan National University

\*Corresponding author: cylee7@pusan.ac.kr

Tel: +82-51-510-2568

Fax: +82-51-581-3142

### 1. 서론

전 세계적으로 산업화와 인구 증가로 인해 에너지 수요가 급격히 증가하고 있으며, 특히 에너지원 측면에서 화석 연료에 의존도가 여전히 높은 실정이다. 기후변화로 인해

2021년 기준 지구 평균기온은 산업화 이전 평균 보다 1.11 ( $\pm 0.13$ ) $^{\circ}\text{C}$  증가하였고, 세계 평균 해수면 높이는 연평균 4.5 mm 증가하여 최고 기록을 보였다.<sup>[1]</sup>

한국의 경우, 2010년부터 2019년까지 최근 10년 동안 연평균 13.0 $^{\circ}\text{C}$ 로, 1981년부터 2010년까지의 평년 기온에 비해 0.5 $^{\circ}\text{C}$  증가하였다. 또한 33.0 $^{\circ}\text{C}$  이상의 폭염일수의 경우, 1980년대 9.4회에서 2010년대 15.5회로 증가하는 추세이다.<sup>[2]</sup> 특히 2020년 기후위기에 기인한 태풍과 호우로 인해 1.3조 원 규모의 피해가 발생되었다.<sup>[3]</sup> 산업의 발달로 인해 에너지 수요량은 지속적으로 증가하고 있는 실정이며, 이에 따라 한정된 자원량과 환경오염을 극복하기 위해 화석연료를 대체할 수 있는 에너지원 도입이 절실한 실정이다.

정부는 증가하고 있는 에너지 수요를 충족하고, 에너지 자립과 안정적 에너지 공급, 온실가스 저감을 위해 대체 에너지원의 비중을 높이고 있다.<sup>[4]</sup> 특히 태양광에너지, 풍력 에너지, 바이오 에너지 등 신재생에너지원을 활용한 전력 공급이 부각되고 있다.

태양광 발전은 일사량과 일조시간에 매우 의존적이며, 지상 태양광 발전의 경우, 설치를 위한 미사용 공유지가 필요하고, 토지사용으로 인한 기회비용이 발생할 수 있다. 또한 대부분 지상에 설치하는 고정형 태양광 발전 형태가 중심이 되고 있으며, 최근 부유식 태양광 발전(FSPV, Floating Solar Photovoltaic)이 지속적으로 증가하고 있다.<sup>[5]</sup> 부유식 태양광 발전시스템은 내수면에 설치하여 운영하는 방식과 해수면에 부유시켜 운전하는 방식이 있다.<sup>[6,7]</sup>

전 세계 부유식 태양광 패널 시장규모는 2022년 기준 35.6백만 달러 수준이며, 발전기술 향상 및 신재생에너지 원 수요 증가로 인해 2022년부터 2030년까지 연평균 22.5% 증가하여, 2030년경에는 180.2백만 달러 규모까지 성장이 전망된다.<sup>[8]</sup> 전 세계적으로 운영되고 있는 수상 태양광 발전 중 15 MW 이상급의 규모가 가장 많으며, 한국의 경우, 2018년 기준 전세계 1,314 MW 중 6%를 차지하고 있다.<sup>[9]</sup>

해외의 경우, UAE 아부다비 및 몰디브 Swimsol 해역에서 태양광 발전시스템을 운영하여 전력을 공급하고 있다.<sup>[10]</sup> 또한 EU 집행위원회의 UNITED 프로젝트에서 해양 신재생에너지 시설과 양식업을 동시 운용을 도모하고 있으며, 특히 최근 2020년부터 네덜란드에서 해상 태양광 발전과

해조류 양식의 통합시스템을 연구하고 있다.<sup>[11]</sup>

최근 정부는 지역주민이 참여하는 신재생에너지 사업의 일환으로 부유식 태양광 발전사업을 추진하고 있다.<sup>[12]</sup> 그럼에도 불구하고 국내 해상 태양광 발전에 대한 경제성 연구가 부족한 실정이다. 특히 내수면 중심의 수상 태양광 발전에 대한 연구가 주를 이루고 있는 반면, 해상 태양광 발전시스템에 대한 연구가 많지 않은 실정이다.

본 연구의 기여점은 다음과 같다. 첫째 본 연구에서는 기존 지상 중심의 태양광 발전 연구에서 해양공간 중심의 에너지원에 대한 경제적 가능성을 제시하고자 한다. 즉 해상 태양광 발전시스템에 대한 비용과 편익을 산정하여 경제성 분석을 수행하였다. 둘째 태양광 발전시스템을 설치 위치와 기술형태를 기준으로 지상 고정형, 내수면 부유식, 해상 고정형, 해상 비고정형 등 4가지 형태의 태양광 발전시스템으로 구분하여 상대적인 경제성을 비교하였다. 셋째 경제성 분석을 주체에 따라 정부 및 지방자치단체의 사회적 차원과 민간기업의 재무적 차원으로 분석하여 정책적 근거 자료로서 실효성을 제고하고자 한다. 특히 전력사업 부문 예비타당성조사 수행 일반지침의 수요 및 편익 추정 방식을 준수하여 추정결과에 대한 신뢰성을 확보하고자 한다.<sup>[13]</sup>

본 연구 결과물을 통해 정책적 의사결정 측면에서 해상 태양광 발전에 대한 기초자료로 활용하고, 기술 향상과 민간기업 참여 독려에 기여하고자 한다. 특히 현재 공간이용 측면에서 육상 중심의 태양광 발전을 해양공간이용까지의 확대를 도모하고자 한다. 또한 육상 공간의 이용에 따른 이해관계의 갈등을 해소하고, 전력생산 낙후 지역의 전력공급 자립에 기여하고자 한다.

본 연구는 2장에서 해상 태양광 발전시스템 관련 선행연구 분석, 3장에서는 이론적 배경과 비용 및 편익 산정방법으로 구성된 연구방법론, 4장에서 사회적 차원 및 재무적 차원에서 경제성 분석결과, 5장에서는 결론 및 함의 등으로 구성되어 있다.

## 2. 선행연구

본 연구와 관련된 선행연구는 크게 부유식 태양광 발전 시스템에 대한 선행연구, 방법론 측면에서 지상 및 내수면

부유식 태양광 발전시스템에 대한 경제성 분석 연구, 해상 태양광 발전시스템에 대한 연구 등으로 구분할 수 있다.

먼저 본 연구 대상인 내수면 및 해상에 위치하는 부유식 태양광 발전시스템은 지상 고정형 태양광 발전시스템과 비교하여 대지면적과 기반시설이 필요하지 않으며, 낮은 수온으로 발전효율이 증대된다.<sup>[5]</sup> 한편 부유식 태양광 발전시스템에 의한 환경오염과 안전성에 대한 우려가 존재하나, 발전시설 운영에 따른 수질환경과 수생태계에 거의 영향을 미치지 않다고 알려져 있다.<sup>[14,15]</sup> 또한 2011년 합천댐에 부유식 태양광 발전시스템이 설치 이후 지속적으로 증가하고 있다. RE100(Renewable Electricity 100%), 신재생에너지 공급의무화제도(RPS), 재생에너지 3020 등 신재생에너지 확대를 위한 정부정책이 추진되고 있다. 최근 새만금 지역에 전라북도, 군산시, 김제시, 부안군, 전북개발공사, 새만금개발공사, 한국수력원자력, SKE&S 등이 협력하여 2.1 GW급 세계 최대 규모의 부유식 태양광 발전시설이 추진 중이다.<sup>[16]</sup> 또한 노르웨이선급협회(DNV, Det Norske Veritas)는 부유식 태양광 발전시스템에 대한 설계, 설치, 운영에 관한 권고사항을 제시하여 부유식 태양광 발전시스템의 안전성을 확보하고자 노력하고 있다.<sup>[17]</sup> 한편 부유식 태양광 발전시스템 운영 시 생태적·환경적·사회적 영향 고려가 필요하며, 리스크 관리 측면에서 사업의 불확실성 및 위험요소(풍하중 안전성, 화재 위험성)가 존재한다. 장시간 바람 및 풍랑에 의한 태양광 모듈에 대한 피로누적이 손상과 태양광 발전 부유체의 파손 위험이 증가할 수 있다. 발전시설의 유지 및 관리 시 이동수단이 제한되어 신속한 점검 및 대응에 어려움이 존재한다.<sup>[18]</sup>

둘째 지상 고정형 및 내수면 부유식 태양광 발전시스템에 대한 경제성 분석에 관한 연구이다. 발전단가 추정연구에서 할인율, 설비용량, 성능저하율, 법인세율, 경제수명 등을 고려하여 지상 태양광 발전시스템에 대한 경제성을 제시하였다.<sup>[19]</sup> 내수면 부유식 태양광 발전시스템에 관한 선행연구로 Kwak *et al.* (2022)는 내수면에 위치한 부유식 태양광 발전시스템을 부유체의 재료를 중심으로 메탈 부유체와 비메탈 부유체로 구분하여 비용과 편익비율을 추정한 경제성 분석을 수행하였다.<sup>[20]</sup> Goswami *et al.* (2019)은 인도에서 부유식 태양광 발전시스템에 대한 기술경제적 경제성 분석을 수행하였다. 연구결과 지상 태양광 발전보다

내수면 부유식 태양광 발전의 발전량이 10% 이상 증가하고, 발전단가가 39% 저감되었다.<sup>[5]</sup> 또한 Nguyen *et al.* (2023)은 베트남 Binh Thuan성에 위치한 저수지에서 운영되는 부유식 태양광 발전시스템에 대한 편익을 분석하였다.<sup>[21]</sup> Kichou *et al.* (2022)은 체코 기후를 기반으로 부유식 태양광 발전시스템의 모듈 온도, 조도, 알베도, 패널 간격, 기울기 등을 고려한 시뮬레이션을 수행하였다.<sup>[22]</sup>

마지막으로 해상 태양광 발전시스템에 대한 선행연구로 국내의 경우, 해상 태양광 발전 시설(장치) 개발에 관한 연구, 패키징 기술개발 동향 등의 연구가 있다.<sup>[23,24]</sup> 해외의 경우 Keiner *et al.* (2022)은 Maldives의 에너지 공급측면에서 해상 부유식 태양광 발전과 파력발전을 중요한 에너지 원으로 제안하였다.<sup>[25]</sup> 한편 Trapani *et al.* (2013), Trapani and Millar (2013)은 Maltese islands에 위치한 해상 태양광 발전시스템에 대한 경제성을 추정하였다.<sup>[6,7]</sup> 또한 Sahu *et al.* (2016)은 태양광 발전시스템을 설치위치에 따라 지상 고정형, 옥상 고정형, 해상 부유식 등으로 구분하여 장단점을 비교하였고, Solanki *et al.* (2017)은 인도 배타적 경제수역(EEZ)의 태양에너지 잠재력을 중심으로 해상 태양광 발전의 경제성을 평가하였다.<sup>[26,27]</sup> Wang and Lund (2022)은 최근의 해상 태양광 발전에 대한 과학기술 동향을 분석하였으며, López *et al.* (2020)과 Soukissian *et al.* (2021)은 해상 태양광 발전시스템과 해상 풍력발전시스템의 병행에 관한 연구를 수행하였다.<sup>[28-30]</sup> 또한 Golroodbari *et al.* (2021)은 해상 태양광 발전시스템에 대한 기술경제적 특성에 관한 연구를 수행하였다.<sup>[31]</sup>

선행연구를 종합하면 태양광 발전시스템은 설치 위치와 기술형태에 따라 지상 고정형 태양광 발전(GMPV, Ground-Mounted Solar Photovoltaics), 내수면 부유식 태양광 발전(IFPV, Inland Floating Solar Photovoltaics), 해상 고정형 태양광 발전(OFPV(P), Pontoon-Based Offshore Floating Photovoltaic), 해상 비고정형 태양광 발전(OFPV(F), Flexible System Offshore Floating Photovoltaic) 등 4가지 유형으로 구분할 수 있다.

본 연구는 4가지의 기술형태별 태양광 발전시스템의 비용과 편익 항목을 산정하여, 각각의 편익/비용 비율(BCR, B/C Ratio), 순현재가치(NPV, Net Present Value), 내부수익률(IRR, Internal Rate of Return), 손익분기점 등

을 추정하였다. 특히 지상 태양광 발전시스템을 중심으로 부유식 태양광 발전시스템에 대한 경제성을 비교 및 평가하고자 한다.

### 3. 연구방법론

#### 3.1 이론적 배경

본 연구의 연구방법론인 경제적 분석은 태양광 발전으로 발생하는 비용과 편익을 경제적 가치로 환산하여 비교하는 방법이다. 경제성 분석 방법은 일반적으로 편익/비용 비율(BCR), 순현재가치(NPV), 내부수익률(IRR) 등이 있다.<sup>[13,32]</sup>

먼저 편익/비용 비율 방법은 비용 대비 편익의 비율을 의미하며, 미래에 발생하는 편익과 비용을 현재가치로 나타낸다. 즉 아래의 식 (1)과 같이 미래 가치에 대해 할인율을 적용하고 현재가치로 환산하여 산정한다.

$$Benefit/Cost\ Ratio(B/C) = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

여기서  $B_t$ 는  $t$ 기 당해연도의 편익,  $C_t$ 는  $t$ 기 당해연도의 비용,  $r$ 은 할인율(Discounted Rate),  $n$ 은 분석기간으로, 본 연구에서는 경제수명을 의미한다.<sup>[13,32]</sup>

두 번째 순현재가치 방법은 편익/비용 비율과 유사하지만, 차이점은 비용 대비 편익 비율이 아닌 편익과 비용 간의 차이를 산정하는 방법이다. 따라서 비용과 편익이 동일하다고 가정하면, 편익/비용 비율은 1이 되고, 순현재가치는 0이 된다. 순현재가치는 아래의 식 (2)와 같이 미래가치의 편익에서 미래가치의 비용의 차이를 현재가치로 환산하여 산정한다.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (2)$$

여기서  $B_t$ 는  $t$ 기 당해연도 편익,  $C_t$ 는  $t$ 기 당해연도의 비용,  $r$ 은 할인율,  $n$ 은 분석기간을 의미한다.<sup>[13,32]</sup>

세 번째 내부수익률은 편익과 비용이 동일할 때의 할인

율을 의미하며, 아래의 식 (3)에 의해 계산한다.

$$IRR : \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+R)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+R)^t} \quad (3)$$

여기서  $B_t$ 는  $t$ 기 당해연도의 편익,  $C_t$ 는  $t$ 기의 비용,  $R$ 은 내부수익률,  $n$ 은 경제수명기간을 의미한다. 경제성 분석에서 할인율을 매우 중요한 요소이며, 본 연구에서는 기획재정부에서 제시한 사회적 할인율 4.5%를 적용하였다.<sup>[13,32]</sup>

본 연구는 한국개발연구원(이하 KDI) 전력산업 부문 예비타당성조사 지침에 의거하여 사회적 차원과 재무적 차원에서 공통적인 편익으로 전력판매로 산정하였다. 연간 전력판매 수입은 아래의 식 (4)와 같이 산출할 수 있다.<sup>[13,32]</sup>

$$\begin{aligned} ESR &= SMP \times EG + REC \times EG \\ EG &= GC \times CF \times (1 - CR) \times 8,760 \end{aligned} \quad (4)$$

여기서 ESR(Electricity Sales Revenue)은 연간 전력 판매 수입을 의미하고, SMP(System Marginal Price, 이하 SMP)은 계통한계가격, EG(Electricity Generation)은 연간 전력생산량을 의미한다.

또한 재무적 차원에서는 전력수입에서 신재생에너지 공급 인정서(REC, Renewable Energy Certificate, 이하 REC)에 의한 수입이 추가될 수 있다. 전력생산량(GC)의 경우 발전설비요량(GC, Generation Capacity)과 이용률(CF, Capacity Factor)과 소내소비율(CR, Consumption Rates)을 의미한다.

사회적 차원과 재무적 차원의 차이점으로 사회적 차원에서는 온실가스 및 대기오염물질 저감으로 인한 편익이 발생하고, 재무적 차원에서는 REC으로 인한 편익이 발생한다.

먼저 사회적 차원의 편익 항목인 온실가스 발생을 저감하여 발생하는 편익은 식 (5)와 같이 산출할 수 있다. 온실가스 저감편익의 경우 연간 발전량(EG), 온실가스 배출계수(EF, Emission Factor), 온실가스 한계저감비용(MAC, Marginal Abatement Cost) 등으로 산정할 수 있다.

$$Benefits_{Reducing\ CO_2} = EG \times EF_{CO_2} \times MAC_{CO_2} \quad (5)$$

또한 대기오염물질 저감 편익의 경우, 대기오염물질 배출

계수(EF, Emission Factor), 한계저감비용(MAC, Marginal Abatement Cost) 등으로 아래의 식 (6)을 활용하여 산정할 수 있다.

$$Benefits_{Reducing\ Pollution} = EG \times EF_{Air} \times MAC_{Air} \quad (6)$$

경제수명기간의 경우 태양광 패널의 기술발전 및 출력보 증 기한에 영향을 받는다. 분석기간 가정은 선행연구에 따라 상이하며, KDI(2018), 에너지경제연구원(KEEI)(2017), Trapani *et al.*(2013) 등은 20년, 한국에너지기술연구원(KIER)(2007)은 25년, 미국 국립신재생에너지연구소(이하 NREL, 2021)과 Keiner *et al.*(2022)은 30년으로 설정하였다.<sup>[6,13,25,33~35]</sup> 본 연구에서는 선행연구와 기술발전을 고려하여 25년으로 가정하였다.

태양광발전의 사회적 차원과 재무적 차원의 비용과 편익 항목을 보면, Table 1과 같이 설치비, 운영비, 소내 소비율, 법인세 등이 있다. 편익 항목의 경우, 전력공급량, REC 판매량(가중치 적용), 온실가스 저감, 대기오염물질 저감 등이 있다.

태양광 발전사업 수행주체에 따라 비용과 편익 항목에 차이가 존재하며, 사회적 차원과 재무적 차원으로 구분할 수 있다. 사회적 차원에서의 비용은 설치비용, 운영비, 소내 소비율 등이 있으며, 재무적 차원에서 비용은 법인세가 포함된다. 편익 항목의 경우 사회적 차원에서의 편익 항목에는 전력공급, 온실가스 저감 대체비용, 대기오염 저감 대체비용 등이 있으며, 재무적 차원에서의 편익항목으로 전력 공급과 기술형태에 따른 가중치가 적용된 REC가 포함된다.

### 3.2 편익 산정 방법

본 연구에서는 Table 2와 같이 설치비용에서 설계, 발전 이용률 등은 동일하다고 가정하였으며, 설비용량은 10 MW로 통일하였다.

태양광 발전의 편익 항목은 지상 고정형, 부유식(내수면, 해상) 등으로 구분하고, 이용률, 발전시간, SMP, REC, 온실가스 저감, 대기오염물질 저감 항목을 동일하게 적용하였다. 특히 REC 가중치는 위치와 용량에 따라 상이하게 적용하였다.

발전량 산정방법으로 2018년부터 2022년까지 전국 5년 평균 이용률 14.3%에서 소내소비율 1.0%를 차감하였고, 발전시간의 경우 연간 8,760시간을 적용하였다.<sup>[36]</sup> 이를 총 설비용량 10 MW를 기준으로 이용률, 발전시간 등을 고려하면 11,650.8 MWh/년 공급한다. 발전량을 계통한계가격으로 곱하여 실제 편익을 산정하기 위해 SMP의 전국 최근 5년 평균(2017~2021) 85.7 원/kWh으로 산정하였다.<sup>[37]</sup>

앞서 언급한 바와 같이 재무적 차원에서 추가된 편익 항목으로 REC의 금액을 포함시켰다. 최근 5년 연평균(2017~2021) 가격 162.1 원/kW를 적용하였다. 100 kW 이상 발전시설에 적용되는 발급수수료(1REC 당 50원), 거래수수료(1REC 당 50원) 등을 반영하였다.<sup>[38]</sup> 또한 신재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침에 의거하여 수면에 부유하여 설치하는 경우, 3,000 kW 규모 이상인 태양광에너지에 대한 REC 가중치 1.2를 적용하였다.<sup>[39]</sup>

다만 발전효율 저감율은 0.1%/년~0.6%/년 수준이며, 본 연구에서 고려하지 않았다. 현재 소내 소비전력에 대한

Table 1. Cost-benefit items of solar photovoltaic

Category		Social Perspective	Financial Perspective	Remarks
Cost	CAPEX	○	○	Estimating installation costs by type
	O & M	○	○	2% of offshore solar installation costs
	Consumption rates	○	○	1.0% deduction for onsite power consumption
	Tax rate	X	○	20% corporate tax on income exceeding 200M won
Benefit	Power generation	○	○	Uniform application
	REC (Weighted value)	X	○	Ground (0.8), Inland water, Offshore (1.2)
	Reduction of CO <sub>2</sub>	○	X	Greenhouse gas emission coefficient of CCGT
	Reduction of air pollution	○	X	Air pollutant emission coefficient of CCGT

Note : ○ means included in the analysis, and X means not included.

Table 2. Criteria for calculating benefits and costs of solar photovoltaic

Item		GMPV	IFPV	OPFV(P)	OPFV(F)	Social	Financial	Criteria	
Banefit	Capacity Factor (%)		14.3			○	○	5 Year Average (2017~2021)	
	Generation (hour)		8,760			○	○	Generation Quantity Estimation	
	SMP (KRW/kWh)		85.7			○	○	5 Year Average (2017~2021)	
	REC (KRW/kW)		162.1			X	○	5 Year Average (2017~2021)	
	Weighted Value		0.8~1.2	1.2~1.6	1.2~1.6	X	○	3MW of General Capacity	
	Reduction of CO <sub>2</sub>		25,014 won/tCO <sub>2</sub>			○	X	KCU (Korean Credit Units)	
	Air pollution	PM	61.0 ~ 175.8 million won/ton			○	X	Estimation of Social costs by PM	
		SO <sub>2</sub>	13.2 ~ 39.1 million won/ton			○	X	Estimation of Social costs by SO <sub>2</sub>	
		NO <sub>2</sub>	10.3 ~ 26.9 million won/ton			○	X	Estimation of Social costs by NO <sub>2</sub>	
Cost	CAPEX (KRW/kW)		801,009	943,124	3,466,341	2,402,834	○	○	Trapani (2013)
	O & M (KRW/kW·year)		23,255	20,025	2,715	1,900	○	○	NREL (2021), Keiner (2022) 2% of CAPEX

Note : ○ means included in the analysis, and X means not included. GMPV : Ground-mounted PV, IFPV : Inland floating PV, OPFV : Offshore floating PV, Social : Economic analysis in the social perspective, Financial : Economic analysis in the social perspective

규정은 명확하게 제시된 자료는 없지만 과거 신재생에너지 발전차액지원제도 운영규정에 의거하여 태양광 발전시설에 대한 소내 소비전력 차감량은 1.0%를 적용하였다.<sup>[40]</sup>

설치기간의 경우, 발전량과 직접적으로 관련이 있으며, 이는 편익이 발생하는 기간에 영향을 미치고 있다. 국내 신재생에너지 발전소 건설사업 조사결과, 준공연도와 허가연도의 차이를 태양광 발전의 공사기간으로 가정하면, 대부분 5년 이상 소요되었다.<sup>[41]</sup> 다만 준공연도와 허가연도의 경우, 설치지역과 시설규모에 따라 실제 공사기간과 차이가 존재할 수 있지만 본 연구에서는 평균 소요기간으로 가정하였다.

재무적 차원과 다르게 사회적 차원의 경제성 분석에서는 온실가스 및 대기오염물질 저감량이 포함된다. World Nuclear Association(2011)의 LNG 온실가스 평균 배출계수를 기준으로 1 MWh 당 0.4990 tCO<sub>2</sub>이 발생되며, 환경부 온실가스종합정보센터(2023)의 KCU(원/ton) 최근 5년 평균가격 25,014 원/tCO<sub>2</sub>을 적용하였다.<sup>[42]</sup> 태양광 발전으로 인한 회피를 가정하여, 10 MW급 태양광 발전시스템 운전 시 145.4 백만 원/tCO<sub>2</sub>의 저감 편익이 발생된다.<sup>[13,43]</sup>

대기오염물질 저감 편익으로 한국환경연구원(KEI)(2021)에 의하면 대기오염물질은 미세먼지, SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub> 등이 배출된다. LNG복합 2011년부터 2018년까지 준공 기준 대기오염물질 배출계수로 미세먼지 0.005 kg/MWh, SO<sub>2</sub> 0.002

kg/MWh, NO<sub>2</sub> 0.131 kg/MWh 등이 배출된다.<sup>[44]</sup> 또한 배출저감비용으로 선행연구의 중간값을 기준으로 미세먼지 61.0 백만 원/ton, SO<sub>2</sub> 13.2백만 원/ton, NO<sub>2</sub> 10.3백만 원/ton 규모의 저감 편익이 발생된다.<sup>[13]</sup>

### 3.3 비용 산정 방법

비용은 크게 설치비용과 운영관리비용으로 구분할 수 있다. 지상 고정형 및 내수면 부유식 태양광 발전시스템의 설치비용은 World Bank Group, ESMAP, and SERIS (2019)의 자료를 활용하여 산정하였다.<sup>[9]</sup>

설치비용의 경우, 모듈, 인버터, 계류장치, 부유체, 설계 및 시공, 검사 및 시운전 등이 있으며, 이를 고려한 총설치비용은 지상 고정형 설치비용 0.62 \$/W와 내수면 부유식 설치비용 0.73 \$/W으로 조사되었다. 해상 부유식 태양광 발전시스템의 경우, Trapani and Millar(2013)은 Malta 섬에 위치한 해상 태양광 발전시스템의 해상 고정형 시스템과 비교정형 시스템의 비용을 프랑스 INNSEA 컨설팅사의 자문을 통해 제시하였다.<sup>[7]</sup>

지상 고정형 및 내수면 부유식 태양광 발전시스템의 운영관리비용은 NREL에서 제시한 균등화된 운영관리비인 지상 고정형 연간 18 \$/kW, 내수면 부유식 15.5 \$/kW로 산정하였다.<sup>[35]</sup> 해상 부유식 태양광 발전 운영관리비용은 Keiner *et al.* (2022)가 제시한 설치비용의 2%로 가정하였다.<sup>[25]</sup>

비용 항목의 한계로 설치비용의 경우, 건설기간의 경우, 위치와 여건에 따라 상이할 수 있으며, 토지 매입비용, 지방세 및 점사용료, 송전거리, 손실 비율 등은 분석에서 제외되었다.<sup>[45]</sup> 해상 태양광 발전의 경우, 본격적인 상업 운전기간이 짧아, 명확한 운영관리비용 산정의 한계가 존재한다.

## 4. 분석결과

### 4.1 사회적 차원 경제성 분석 결과

태양광 발전 기술형태별 사회적 차원에서의 경제성 분석 결과, Table 3과 Fig. 1과 같이 나타났다. 태양광 발전시스템의 편익은 지상 고정형, 내수면 부유식, 해상 고정형, 해상 비고정형 등 기술형태에 따라 차이가 없다. 앞서 언급한 바와 같이 지상 고정형과 부유식 간 발전효율에 차이가 존

재하지만 본 연구에서는 동일하다고 가정하였다. 따라서 발전량, 온실가스 저감, 대기오염물질 저감 등의 편익이 동일하여, 기술형태별 차이 없이 129.4억 원으로 추정되었다.

설치비와 운영관리비용을 고려한 비용 규모의 경우, 지상 고정형 99.6억 원 수준으로 가장 낮으며, 다음 내수면 부유식 109.0억 원, 해상 비고정형 274.5억 원 등의 순이며, 특히 해상 고정형 태양광 발전의 경우 가장 많은 396.0억 원으로 분석되었다. 이는 해상 고정형 태양광 발전시스템의 경우 부유체, 계류장치 등의 비용에 추가되는 고정체 설치 비용이 발생되기 때문이다.

편익/비용 비율 결과, 4가지 기술형태 평균 0.9이며, 지상 고정형이 가장 높은 1.3이고, 다음 내수면 부유식 1.2, 해상 비고정형 0.5, 해상 고정형 0.3 등의 순으로 분석되었다. 따라서 편익/비용 비율을 기준으로 경제성을 비교하면, 가장 경제성이 높은 기술형태는 지상 고정형과 내수면 부유식 태양광 발전이며, 해상 부유식 발전은 경제성이 상대적

Table 3. Analysis results of economic analysis by technological type in the social perspective

Method	GMPV	IFPV	OFPV(P)	OFPV(F)	Average
Benefit (100 M KRW)	129.4	129.4	129.4	129.4	129.4
Cost (100 M KRW)	99.6	109.0	396.0	274.5	219.8
BCR	1.3	1.2	0.3	0.5	0.8
NPV (100 M KRW)	29.8	20.4	-266.6	-145.1	-90.4
IRR (%)	7.8	6.5	-8.5	-3.8	1.7

Note : GMPV : Ground-mounted PV, IFPV : Inland floating PV, OFPV(P) : Pontoon-based offshore floating PV, OFPV(F) : Flexible system offshore floating PV

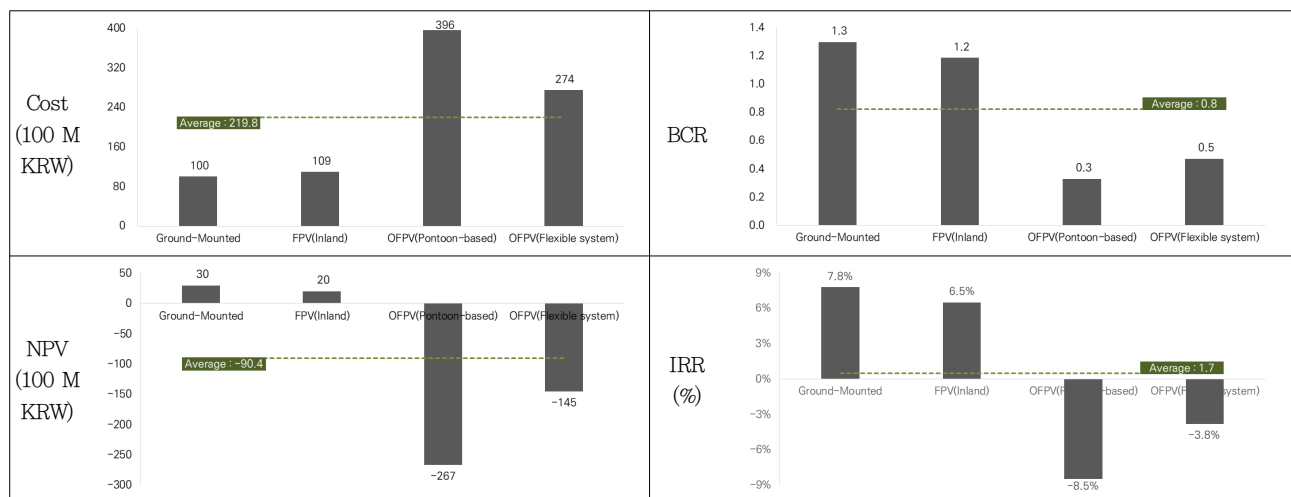


Fig. 1. Analysis results of economic analysis by technological type in the social perspective



으로 낮은 편이다.

연도별 발생하는 비용과 편익을 현재가치로 할인하여 순현재가치 분석 결과, 평균 -78억 원 규모이며, 지상 고정형이 가장 높은 42억 원이고, 다음 내수면 부유식 33억 원, 해상 비고정형 -132억 원, 해상 고정형 -254억 원 등의 순으로 분석되었다. 순현재가치를 기준으로 경제성이 가장 높은 운영형태는 지상 고정형이며, 반면 해상 고정형이 가장 낮은 경제성을 보였다.

내부수익률 분석 결과, 태양광 발전 운전기간 동안 비용과 편익 합이 0이 되는 할인율을 분석한 결과, 평균 0.5% 수준이며, 지상 고정형이 가장 높은 7.8%이고, 다음 내수면 부유식 6.5%, 해상 비고정식 -3.8%, 고정식 -8.5% 등의 순으로 분석되었다. 종합하면 사회적 차원 경제성 분석 결과 경제성이 가장 높은 운영형태는 지상 고정형이며, 해상 비고정형 및 고정형은 경제성이 낮았다.

## 4.2 재무적 차원 경제성 분석 결과

재무적 차원에서의 경제성 분석 결과를 Table 4와 Fig. 2에 나타내었다. 설치비와 운영관리비를 고려한 비용 규모의 경우, 사회적 차원의 비용과 동일하다. 편익 분석 결과, 지상 고정형 225.7억 원 규모이며, 나머지 부유식 태양광 발전의 편익은 293.6억 원으로 분석되었다. 이는 지상 고정형 0.8, 부유식 1.2의 REC 가중치 차이에 기인한 결과이다.

편익/비용 비율 분석결과, 모든 형태의 태양광 발전 평균은 1.7이며, 내수면 부유식이 가장 높은 2.7이고, 다음 지상 고정형 2.3, 해상 비고정형 1.1, 해상 고정형 0.7 등의 순으로 분석되었다. 따라서 경제성이 가장 높은 운영형태는 내수면 부유식이며, 해상 고정형이 가장 낮은 경제성을 보였다.

순현재가치 분석 결과, 평균 56.8억 원 규모이며, 내수면 부유식이 가장 높은 184.5억 원이고, 다음 지상 고정형 126.0억 원, 해상 비고정형 19.1억 원, 해상 고정형 -102.4

Table 4. Analysis results of economic analysis by technological type in the financial perspective

Method	GMPV	IFPV	OFPV(P)	OFPV(F)	Average
Benefit (100 M KRW)	225.7	293.6	293.6	293.6	276.6
Cost (100 M KRW)	99.6	109.0	396.0	274.5	219.8
BCR	2.3	2.7	0.7	1.1	1.7
NPV (100 M KRW)	126.0	184.5	-102.4	19.1	56.8
IRR (%)	15.5	17.4	1.2	5.3	9.8

Note : GMPV : Ground-mounted PV, IFPV : Inland floating PV, OFPV(P) : Pontoon-based offshore floating PV, OFPV(F) : Flexible system offshore floating PV

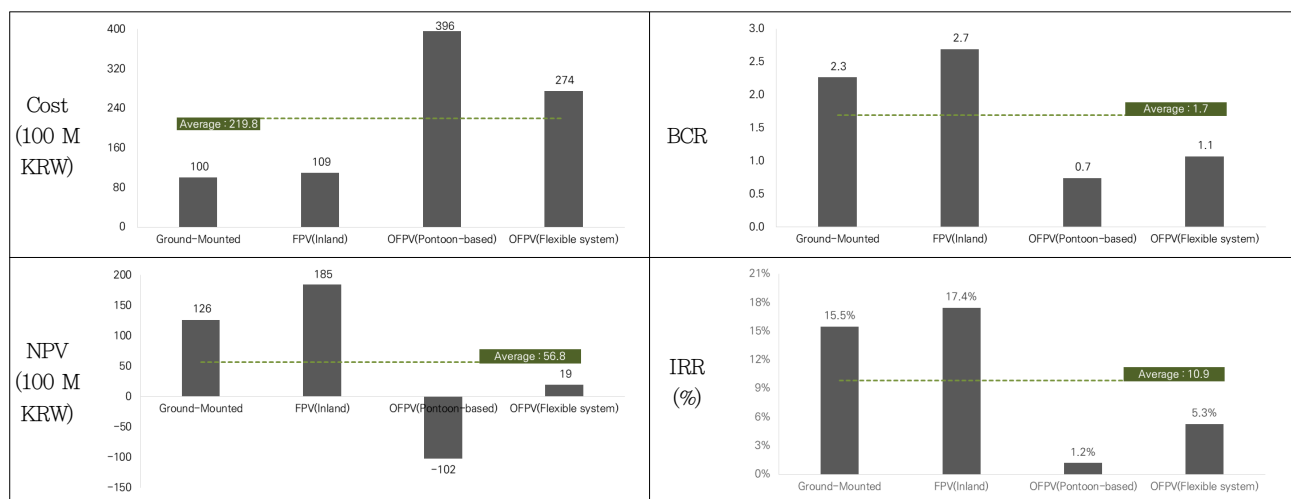


Fig. 2. Analysis results of economic analysis by technological type in the financial perspective



억 원등의 순으로 나타났다. 경제성이 가장 높은 운영형태는 내수면 부유식이며, 해상 고정형이 가장 낮은 경제성을 보였다.

내부수익률 분석 결과, 평균 9.8% 수준이며, 내수면 부유식이 가장 높은 17.4%이고, 지상 고정형 15.5%, 해상 비고정형 5.3%, 해상 고정형 1.2% 등으로 분석되었다. 경제성이 가장 높은 운영형태는 내수면 부유식이며, 해상 비고정형과 해상 고정형이 낮은 경제성을 보였다. 종합하면 사회적 차원과 상이하게 재무적 차원 분석결과 내수면 부유식 태양광 발전이 가장 높은 경제성을 보였으며, 해상 비고정형 발전형태도 경제적으로 유리한 결과를 보였다.

#### 4.3 경제성 분석결과 비교 및 평가

태양광 발전시스템에 대한 경제성 분석 결과를 보면 사회적 차원과 재무적 차원에 따라, 지상 고정형, 부유식 태양광 등 기술형태에 따라 상이하게 추정되었다.

먼저 사회적 차원과 재무적 차원을 비교하면, 사회적 차원의 편익 항목인 온실가스 및 대기오염물질 저감 편익 보다 재무적 차원의 편익 항목인 REC에 의한 편익이 더 크게 분석되었다. 이는 경제성 측면에서 REC와 같은 정부보조금이 태양광 발전 사업의 경제성에 큰 영향을 미치고 있음을 알 수 있다.

사회적 차원에서의 할인율을 고려한 기술형태별 비용과 편익을 분석한 결과, 설치기간을 제외하여 실제 편익은 5

년차 이후부터 발생된다. Fig. 3과 같이 누적 비용 대비 편익이 1이 되는 시점을 의미하는 손익분기점 분석결과를 보면, 지상 고정형 15년, 내수면 부유식 17년이 소요되며, 해상 고정형 및 비고정형의 경우 25년 이내에 발생하지 않았다. 재무적 차원에서 할인율을 고려한 기술형태별 비용과 편익을 분석한 결과 사회적 차원과 유사하게 5년차에서 편익이 발생된다. 또한 Fig. 4와 같이 손익분기점을 분석결과, 내수면 부유식 9년, 지상 고정형 10년, 해상 비고정형 23년, 해상 고정형의 경우 25년 이상 소요된다. 종합하면 재무적 차원에서는 내수면 부유식 태양광 발전이 가장 경제성이 높은 기술형태이며, 해상 고정형 태양광 발전은 경제성 측면에서 여전히 불리하다.

지상 고정형 태양광 발전 대비 부유식 태양광 발전에 대한 상대적인 경제성 분석결과를 Table 5와 같이 나타내었다. 편익의 경우, 기술형태에 따른 차이는 없으며, 사회적 차원보다 재무적 차원에서의 편익이 1.3배 높은 편익이 발생된다.

이는 사회적 차원의 온실가스 및 대기오염물질 저감에 의한 편익보다는 REC와 같은 정부보조금에 영향이 크기 때문이다. 또한 REC 가중치의 차이로 인해 지상 고정형 보다 부유식 태양광 발전이 경제적으로 유리하다고 판단된다.

비용의 경우, 사회적 차원과 재무적 차원 간 차이가 없으며, 해상 고정형 태양광 발전의 비용이 4.0배 이상으로 가장 높았으며, 다음 해상 비고정형 태양광 비용 2.8배, 내수

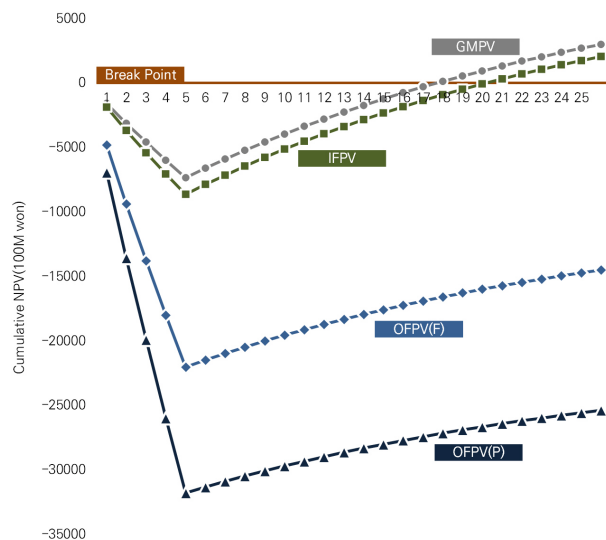


Fig. 3. Results of break point in social perspective

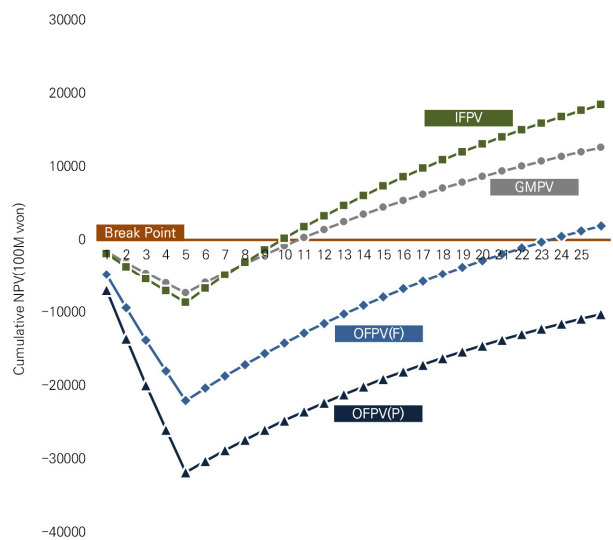


Fig. 4. Results of break point in financial perspective

Table 5. Comparison results by technology type compared to ground-mounted solar photovoltaic

Method	IFPV/Grounded PV		OFPV(P)/Grounded PV		OFPV(F)/Grounded PV		Average (SD)	
	Social	Financial	Social	Financial	Social	Financial	Social	Financial
Benefit	1.0	1.3	1.0	1.3	1.0	1.3	1.0(0.0)	1.3(0.0)
Cost	1.1	1.1	4.0	4.0	2.8	2.8	2.2(1.4)	2.6(1.4)
BCR	0.9	1.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6(0.4)	0.7(0.5)
NPV	0.7	1.5	-9.0	-0.8	-4.9	0.2	-3.0(4.8)	0.3(1.1)
IRR	0.8	1.1	-1.1	0.1	-0.5	0.3	0.2(1.0)	0.5(0.5)

Note : Grounded PV : Ground-mounted PV, IFPV : Inland floating PV, OFPV(P) : Pontoon-based offshore floating PV, OFPV(F) : Flexible system offshore floating PV

Social : Economic analysis in the social perspective, Financial : Economic analysis in the social perspective

면 태양광 발전 1.1배로 기술형태별 차이가 매우 크다. 이는 부유식 발전형태에 추가되는 시설비용이 크게 작용하였으며, 해상 고정형 태양광 발전은 4개의 기술형태 중 경제성을 확보하기 어려운 형태임을 알 수 있다. 이는 현재 경제성 측면에서 해상 고정형 태양광 발전 형태가 가장 불리하지만, 기술발전과 시장활성화를 통해 저감될 가능성이 존재한다.

편익/비용 비율 비교 결과, 사회적 차원에서 지상 고정형 태양광 발전에 비해 내수면 부유식 태양광 발전 1.2배 높아 오히려 부유식 태양광 발전이 상대적으로 경제적으로 유리하다. 다만 해상 부유식 태양광 발전은 0.3에서 0.5배 수준으로 지상 고정형 태양광 발전에 비해 경제성이 절반 이하 수준이다.

순현재가치와 내부수익률 분석결과도 유사하며, 순현재가치를 기준으로 보면 사회적 차원에서 해상 고정형 태양광 발전이 5~9배 낮은 경제성을 보였다. 반면 재무적 차원에서 내수면 부유식 태양광 발전은 지상 고정형 보다 1.5배 높은 경제성을 보였다.

## 5. 결론 및 함의

전세계적으로 온실가스 저감을 위해 태양광 발전과 같은 신재생에너지원을 활용한 에너지 공급을 확대하고 있다. 태양광 발전의 경우, 대부분 지상에서 고정되어 운영되는 지상 고정형 태양광 발전시스템 중심이 되어 운영되고 있다. 최근 부유식 태양광 발전 형태가 부각되고 있는 가운데,

국내 해상 태양광 발전시스템에 대한 연구와 법제도적 검토가 부족한 실정이다. 특히 부유식 태양광 발전시스템에 대한 경제성 분석에 대한 명확한 기준 마련이 필요하다. 일례로 풍력발전의 경우, 해상 풍력발전의 경우, REC 가중치에 대한 명확한 기준을 설정하여 규모 및 연계거리에 따라 적용하고 있는 가운데, 태양광 발전의 경우, 지상과 수상으로만 구분하여 가중치를 부여하였다.

본 연구는 지상 고정형 태양광 발전을 비롯하여, 부유식 태양광 발전을 내수면과 해상으로 구분하고, 해상 태양광 발전은 고정형과 비고정형으로 구분하여 총 4가지 기술형태를 대상으로 경제성 분석을 수행하였다. 특히 전력사업 부문 예비타당성조사 수행 일반지침의 수요 및 편익 추정 방식을 준수하여 사회적 차원과 재무적 차원으로 분석함으로써 추정결과에 대한 신뢰성을 확보하고자 하였다.

기술형태별 경제성 분석 결과, 사회적 차원에서 지상 고정형 > 내수면 부유식 > 해상 비고정형 > 해상 고정형, 재무적 차원에서는 내수면 부유식 > 지상 고정형 > 해상 비고정형 > 해상 고정형 등의 순으로 나타났다.

사업 수행 주체별 경제성 분석결과를 살펴보면, 재무적 차원의 편익 항목에 REC가 포함되어, 사회적 차원의 편익 항목인 온실가스 및 대기오염물질 저감 편익 보다 상대적으로 높은 것으로 나타났다. 기존 연구결과에는 사회적 차원의 경제성이 재무적 차원보다 높았는데, 이 현상이 역전된 것으로 보인다. 이는 태양광 설비 비용이 빠르게 하락하는데 반해, SMP+REC 수익의 하락속도는 이보다 완만했기 때문으로 추론된다.

지상 고정형, 내수면 부유식, 해상 고정형, 해상 비고정

형 등 4가지 형태의 태양광 발전시스템을 비교하여, 상대적 경제성을 판단한 결과, 사회적 차원과 재무적 차원의 경제성이 상이하였다. 사회적 차원에서는 지상 고정형이 가장 높은 경제성을 보인 반면, 재무적 차원에서는 내수면 부유식 태양광 발전이 가장 높았다. 이는 기존 선행연구와 유사한 결과로 민간 차원의 내수면 부유식 태양광 발전에 참여에 긍정적인 결과물로 제시할 수 있다.

해상 부유식 태양광 발전의 경우 전반적으로 낮은 경제성을 보이고 있으나, 재무적 차원에서 해상 비고정형 태양광 발전이 경제적으로 유리하였다. 이는 향후 기술발전과 시장성숙도 향상을 가정한다면, 충분히 고려할 만한 대체 에너지원으로써 활용이 가능하다고 판단된다. 내수면 부유식 발전보다 극한의 자연환경에 노출되어 발전효율이 감소될 가능성이 존재하며, 문제 발생 시 내수면 부유식발전보다 상대적으로 비용과 시간이 더 소요될 것으로 판단된다. 그럼에도 불구하고 내수면 부유식 태양광 발전과 비교하여 경제성이 낮은 편이지만, 저수지 등 지역에 따른 사회적, 환경 및 생태적 영향을 고려하면 해상 태양광 발전시스템이 긍정적인 기술형태로 사료된다.

결론적으로 현 기술수준과 시장 규모를 고려할 때 지상보다 해상 태양광 발전이 불리한 측면이 존재하지만, 앞서 언급한 지상 태양광 발전의 한계를 극복할 수 있는 대안이 될 수 있다. 공간이용 측면에서 제한된 육상 공간에서 해양 공간으로의 확대는 해상 태양광 발전의 발전 가능성이 크다고 사료된다. 또한 기존 파력에너지, 조력에너지, 조류에너지, 해양온도차 에너지 등 해양에너지와 더불어 태양광에너지를 활용할 수 있는 가능성을 확인하였다.

연구한계로 비용 항목에서 건설기간의 경우, 위치와 여건에 따라 상이할 수 있으며, 토지 매입비용, 지방세 및 점사용료, 송전거리, 손실 비율 등은 분석에서 제외되었다. 또한 해상 태양광 발전의 경우, 본격적인 상업 운전기간이 짧아, 명확한 운영 및 관리 비용 산정의 한계가 존재하며, 형태별 태양광 발전 성능 저하율을 고려하지 못했다. 태양광 기술형태별 정확한 발전량 산정이 어려워 동일한 발전량을 가정한 점도 본 연구의 한계이다. 향후 해상 부유식 태양광 발전의 실증 데이터가 확보된다면 보다 정확하고 실효성 있는 분석이 가능할 것으로 기대한다.

본 연구결과물은 정부의 에너지 정책적 의사결정의 기초

자료로 활용되고, 에너지 관련 민간기업과 지역주민 참여형 에너지사업에 활용될 수 있을 것으로 기대된다. 또한 공간이용 측면에서 육상 중심의 태양광 발전을 해양공간이용까지 확대함으로써 육상공간이용에 따른 이해관계자 간의 갈등을 해소하고, 전력생산 낙후 지역의 전력공급 자립에 기여하고자 한다.

## 감사의 글

본 연구는 환경부 「기후변화특성화대학원사업」의 지원으로 수행되었습니다. 또한 해양과학기술원 해양법·정책연구소에서 수행하고 있는 「탄소중립/기후위기 대응을 위한 국제규범 및 국내 이행을 위한 정책연구(PEA0241)」의 지원을 받아 수행되었습니다.

## References

- [1] World Meteorological Organization, 2022, “State of the global climate 2021”, WMO-No.1290, <https://library.wmo.int/records/item/56300-state-of-the-global-climate-2021>.
- [2] Government of the Republic of Korea, 2020, “2019 Abnormal climate report”, <http://www.climate.go.kr/home/bbs/view.php?code=93&bname=abnormal&vcode=6385>.
- [3] Korea Meteorological Administration, 2021, “The 2020 climate crisis seen as social and economic damage”, Accessed 2 January 2024, <https://www.kma.go.kr/kma/news/press.jsp?bid=press&mode=view&num=1193975&page=1&field1=subject&text1=%EA%B2%BD%EC%A0%9C>.
- [4] Ministry of Trade, Industry and Energy, 2020, “The 5th basic plan for renewable energy technology development, use and distribution”, <https://www.motie.go.kr/attach/download/aa4abe331409819421ff269b271f06a6/ea213ac14b144bb00e0c51f2562a63f9>.
- [5] Goswami, A., Sadhu, P., Goswami, U., and Sadhu, P.K., 2019, “Floating solar power plant for sustainable

- development: A techno-economic analysis”, *Environmental Progress & Sustainable Energy*, **38**(6), e13268.
- [6] Trapani, K., Millar, D.L., and Smith, H.C.M., 2013, “Novel offshore application of photovoltaics in comparison to conventional marine renewable energy technologies”, *Renewable energy*, **50**, 879-888.
- [7] Trapani, K., and Millar, D.L., 2013, “Proposing offshore photovoltaic (PV) technology to the energy mix of the Maltese islands”, *Energy Conversion and Management*, **67**, 18-26.
- [8] Grand View Research, 2022, “Floating solar panels market size, share & trends analysis report by product (tracking, stationary), by region (Asia Pacific, North America, Europe, Middle East & Africa) and segment forecasts, 2022-2030”, <https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/floating-solar-panels-market>.
- [9] World Bank Group, Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), and Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS), 2019, “Where sun meets water: Floating solar handbook for practitioners”, Washington DC, <https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/645af5c2-9fbc-5575-8fd5-6dbed04e09b4>.
- [10] Hooper, T., Armstrong, A., and Vlaswinkel, B., 2021, “Environmental impacts and benefits of marine floating solar”, *Solar Energy*, **219**, 11-14.
- [11] Enlit World News, “Floating solar powers seaweed farming”, 2021.1.12., <https://www.enlit.world/renewable-energy/solar-energy/floating-solar-powers-seaweed-farming/>.
- [12] Ministry of Environment, 2021, “Floating solar power, making it safe together with residents”, Accessed 2 January 2024, <https://www.me.go.kr/home/web/board/read.do?menuId=10525&boardMasterId=1&boardCategoryId=39&boardId=1438680>.
- [13] Korea Development Institute (KDI), 2018, “Research on revising and supplementing general guidelines for conducting preliminary feasibility studies for public enterprise and quasi-governmental organizations projects” [https://www.kdi.re.kr/research/reportView?&pub\\_no=15989](https://www.kdi.re.kr/research/reportView?&pub_no=15989).
- [14] Lee, J.H., Kim, M.W., and Won, C.S., 2017, “Floating rotary solar power system development status”, *The Korean Institute of Electrical Engineers*, **66**(3), 13-25.
- [15] Korea Environment Institute (KEI), 2020, “Direction for the mid- and long-term development for expanding renewable energy and responding to future environmental changes : current status and direction of onshore wind power”, [https://www.kei.re.kr/elibList.es?mid=a10101010000&elibName=researchreport&class\\_id=&act=view&c\\_id=728353](https://www.kei.re.kr/elibList.es?mid=a10101010000&elibName=researchreport&class_id=&act=view&c_id=728353).
- [16] Saemangeum Development and Investment Agency, “Saemangeum development plan: Vision and development strategy”, Accessed 2 January 2024, <https://www.saemangeum.go.kr/sda/content.do?key=2009074427682>.
- [17] Veritas, D.N., 2021, “Design, development and operation of floating solar photovoltaic systems”, Technical Report, Accessed 2 January 2024, <https://www.dnv.com/energy/standards-guidelines/dnv-rp-0584-design-development-and-operation-of-floating-solar-photovoltaic-systems.html>.
- [18] Jeong, S.E., Jeong, J.W., Kim, H.S., and Bae, Y.H., 2019, “Problems and future direction of domestic floating solar power generation facilities”, *Water for future*, **52**(3), 17-22.
- [19] Korea Energy Economics Institute (KEEI), 2020, “Establishment and operation of long-term LCOE forecast system for expansion of renewable energy(1/5)”, [https://www.keei.re.kr/main.nsf/index.html?open&p=%2Fweb\\_keei%2Fd\\_results.nsf%2Fmain\\_all%2FA10FCB3438C55F4349258669004FC436&s=%3FOpenDocument%26menucode%3DS0%26category%3D%25EA%25B8%25B0%25EB%25B3%25B8%25EC%2597%25B0%25EA%25B5%25AC](https://www.keei.re.kr/main.nsf/index.html?open&p=%2Fweb_keei%2Fd_results.nsf%2Fmain_all%2FA10FCB3438C55F4349258669004FC436&s=%3FOpenDocument%26menucode%3DS0%26category%3D%25EA%25B8%25B0%25EB%25B3%25B8%25EC%2597%25B0%25EA%25B5%25AC).
- [20] Kwak, Y.K., 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.
- [21] Nguyen, N.H., Le, B.C., and Bui, T.T., 2023, “Benefit analysis of grid-connected floating photovoltaic system on the hydropower reservoir”, *Appl. Sci.*, **13**(5), 2948.
- [22] Kichou, S., Skandalos, N., and Wolf, P., 2022, “Floating photovoltaics performance simulation approach”, *Heliyon*, **8**(12), e11896.

- [23] Korea Institute Of Construction Technology, 2018, "Preliminary study on development of buoyant body and mooring system for marine solar power plant", <https://scienceon.kisti.re.kr/srch/selectPORSrchReport.do?cn=TRKO201900017770#;>.
- [24] Choi, S.B., Kim, M., and Kim, K.S., 2020, "Trend of packaging technology for floating photovoltaics", *J. Microelectron. Packag. Soc.*, **27**(3), 21-27.
- [25] Keiner, D., Salcedo-Puerto, O., Immonen, E., van Sark, W.G.J.H.M., Nizam, Y., Shadiya, F., Duval, J., Delahaye, T., Gulagi, A., and Breyer, C., 2022, "Powering an island energy system by offshore floating technologies towards 100% renewables: A case for the Maldives", *Appl. Energy*, **308**, 118360.
- [26] Sahu, A., Yadav, N., and Sudhakar, K., 2016, "Floating photovoltaic power plant: A review", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **66**, 815-824.
- [27] Solanki, C., Nagababu, G., and Kachhwaha, S.S., 2017, "Assessment of offshore solar energy along the coast of India", *Energy Procedia*, **138**, 530-535.
- [28] Wang, J., and Lund, P.D., 2022, "Review of recent offshore photovoltaics development", *Energies*, **15**(20), 7462.
- [29] López, M., Rodríguez, N., and Iglesias, G., 2020, "Combined floating offshore wind and solar PV", *J. Mar. Sci. Eng.*, **8**(8), 576.
- [30] Soukissian, T.H., Karathanasi, F.E., and Zaragkas, D.K., 2021, "Exploiting offshore wind and solar resources in the Mediterranean using ERA5 reanalysis data", *Energy Conversion and Management*, **237**, 114092.
- [31] Golroodbari, S.Z.M., Vaartjes, D.F., Meit, J.B.L., van Hoeken, A.P., Eberveld, M., Jonker, H., and van Sark, W.G.J.H.M., 2021, "Pooling the cable: A techno-economic feasibility study of integrating offshore floating photovoltaic solar technology within an offshore wind park", *Solar Energy*, **219**, 65-74.
- [32] Bhattacharyya, S.C., 2019, "Energy economics: Concepts, issues, markets and governance", Springer Nature, Berlin.
- [33] Korea Institute of Energy Research (KIER), 2007, "Economic analysis of new and renewable energy", <https://www.nl.go.kr/NL/onlineFileIdDownload.do?fileId=FILE-00008503101>.
- [34] Korea Energy Economics Institute (KEEI), 2017, "International comparative analysis of equalized costs through solar power cost analysis", [https://www.keei.re.kr/main.nsf/index.html?open&p=%2Fweb\\_keei%2Fd\\_results.nsf%2F0%2FA75978CEA62C075549258264002CD050&s=%3Fopendocument%26menucodeS3%26category](https://www.keei.re.kr/main.nsf/index.html?open&p=%2Fweb_keei%2Fd_results.nsf%2F0%2FA75978CEA62C075549258264002CD050&s=%3Fopendocument%26menucodeS3%26category).
- [35] Ramasamy, V., and Margolis, R., 2021, "Floating photovoltaic system cost benchmark: Q1 2021 installations on artificial water bodies (No. NREL/TP-7A40-80695)", National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), DOI: 10.2172/1828287.
- [36] Korea Power Exchange, "Analysis of nationwide solar power generation time in 2021 : Power generation time by region and capacity", Accessed 2 January 2024, <https://www.enlighten.kr/insight/biz-development/8198>.
- [37] Korea Power Exchange, "Annually system marginal price", Accessed 2 January 2024, <https://new.kpx.or.kr/smpYearly.es?mid=a10606080400&device=pc>.
- [38] Korea Power Exchange, "Renewable one-stop business information integrated portal REC transaction trend report", Accessed 2 January 2024, [https://onerec.kmos.kr/portal/rec/selectRecReport\\_tradePerformanceList.do?key=1971](https://onerec.kmos.kr/portal/rec/selectRecReport_tradePerformanceList.do?key=1971).
- [39] Ministry of Trade, Industry and Energy, 2023, "Management and operation guidelines for mandatory new and renewable energy supply system and mandatory fuel mixing system".
- [40] Ministry of Trade, Industry and Energy, 2006, "Renewable energy feed-in tariff support system operation regulations".
- [41] Korea Power Exchange, 2023, "Status of power plant construction project-4th quarter of 2022", Accessed 2 January 2024, [https://www.kpx.or.kr/board.es?mid=a10403040000&bid=0040&act=view&list\\_no=68894&tag=&nPage=1](https://www.kpx.or.kr/board.es?mid=a10403040000&bid=0040&act=view&list_no=68894&tag=&nPage=1).
- [42] World Nuclear Association, 2011, "Comparison of lifecycle greenhouse gas emissions of various electricity generation sources", <https://world-nuclear.org/our-association/publications/online-reports/lifecycle-ghg-emissions-of-electricity-generation.aspx>
- [43] Greenhouse Gas Inventory and Research Center of Korea, 2023, "Results of emissions trading system operation", Accessed 2 January 2024, <https://www.gir.go.kr/home/>

- board/read.do;jsessionid=1HFZwQJqB3saI9ryNcOcXkXoZjkaDB8UgoOtAwJbBrUvrVcCxH8ECLDLFblPdCtZ.og\_was2\_servlet\_engine1?pagerOffset=0&maxPageItems=10&maxIndexPages=10&searchKey=&searchValue=&menuId=20&condition.boardCategoryId=1&boardId=79&boardMasterId=9&boardCategoryId=.
- [44] Korea Environment Institute (KEI), 2021, “Climate, air, and energy policy direction according to the 2050 low-carbon development strategy”, [https://www.kei.re.kr/elibList.es?mid=a10101000000&elibName=researchreport&act=view&c\\_id=740818](https://www.kei.re.kr/elibList.es?mid=a10101000000&elibName=researchreport&act=view&c_id=740818).
- [45] Lee, C.Y., and Lee M.K., 2019, “Commercial (100 kW) photovoltaic system cost structure : The cases of Korea, Germany, and China”, *New. Renew. Energy*, **15**(2), 31-41.