ANALISIS TEKNO-EKONOMI INVESTASI PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA (PLTS) APUNG PADA WADUK WONOREJO SEBAGAI STRATEGI OPTIMALISASI ENERGI TERBARUKAN

Nabella Sofa Nur Afiqoh[1)], and Royb Fatkhur Rizal[2)]
[1,2)] Power Plant Engineering Technology, State University of Malang
Jl. Cakrawala No.5, Sumbersari, Kec. Lowokwaru, Kota Malang, Jawa Timur 65145, Indonesia
e-mail: nabella.sofa.2309346@students.um.ac.id [1)]

ABSTRACT

The development of Floating Solar Power Plants (FSPP) in Indonesia has significant potential due to high solar radiation intensity and the availability of extensive water areas. This study aims to analyze the techno-economic feasibility of investing in a Floating Solar Power Plant at Wonorejo Reservoir, Tulungagung Regency, East Java, as a strategy for optimizing renewable energy utilization. The floating solar system was designed with a capacity of 10 MW using 18,182 JA Solar JAM72S30550 photovoltaic modules and 40 Sungrow SG250HX-20 inverters. The analysis was conducted using HOMER Pro software combined with manual calculations to evaluate energy production, investment costs, and the economic feasibility of the project. The results show that the system is capable of generating stable electrical energy over a 25-year operational period, with an initial annual production of approximately 14,278 MWh. The total investment cost of the system is estimated at IDR 74,828,180,240, with annual operation and maintenance (O&M) costs of IDR 980,000,000. The economic analysis resulted in a Net Present Value (NPV) of IDR 160,230,391,433, an Internal Rate of Return (IRR) of approximately 8.19%, and a discounted payback period of around 4.6 years. Based on these results, the floating solar power project at Wonorejo Reservoir is considered economically feasible and promising as a sustainable renewable energy source.

***Keywords**: Floating Solar Power Plant, Wonorejo Reservoir, techno-economic, NPV, IRR, payback period.*

ABSTRAK

Pemanfaatan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) apung di Indonesia memiliki potensi besar untuk dikembangkan karena didukung oleh intensitas radiasi matahari yang tinggi serta ketersediaan area perairan yang luas. Penelitian ini bertujuan menganalisis kelayakan tekno-ekonomi investasi PLTS apung pada Waduk Wonorejo, Kabupaten Tulungagung, Jawa Timur, sebagai strategi optimalisasi energi terbarukan. Sistem PLTS apung dirancang dengan kapasitas 10 MW menggunakan 18.182 modul surya JA Solar JAM72S30-550 dan 40 inverter Sungrow SG250HX-20. Analisis dilakukan menggunakan perangkat lunak HOMER Pro yang dikombinasikan dengan perhitungan manual untuk mengevaluasi produksi energi, biaya investasi, serta kelayakan ekonomi proyek. Hasil penelitian menunjukkan bahwa sistem mampu menghasilkan energi listrik secara stabil selama periode operasi 25 tahun dengan produksi awal sekitar 14.278 MWh per tahun. Total biaya investasi sistem diperkirakan sebesar Rp74.828.180.240 dengan biaya operation and maintenance (O&M) tahunan sebesar Rp980.000.000. Hasil analisis ekonomi menunjukkan nilai Net Present Value (NPV) sebesar Rp160.230.391.433, Internal Rate of Return (IRR) sebesar ±8,19%, serta discounted payback period sekitar 4,6 tahun. Berdasarkan hasil tersebut, proyek PLTS apung di Waduk Wonorejo dinyatakan layak untuk dikembangkan sebagai sumber energi terbarukan berkelanjutan.

***Kata kunci**: PLTS apung, Waduk Wonorejo, tekno-ekonomi, NPV, IRR, payback period.*

I. PENDAHULUAN

PENINGKATAN kebutuhan energi listrik global seiring pertumbuhan populasi, industrialisasi, dan perkembangan teknologi telah menyebabkan konsumsi energi fosil terus meningkat dalam beberapa dekade terakhir [1]. Ketergantungan terhadap bahan bakar fosil tidak hanya berdampak pada menurunnya ketersediaan sumber daya energi konvensional, tetapi juga berkontribusi terhadap peningkatan emisi gas rumah kaca yang memicu perubahan iklim global [2]. Kondisi tersebut mendorong berbagai negara untuk mempercepat transisi menuju pemanfaatan energi terbarukan yang lebih ramah lingkungan dan berkelanjutan [3]. Salah satu sumber energi terbarukan yang mengalami perkembangan signifikan adalah energi surya melalui Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS), karena memiliki potensi besar, emisi rendah, serta biaya investasi teknologi yang semakin kompetitif [4]. Indonesia sebagai negara tropis memiliki potensi energi surya yang sangat besar karena berada pada wilayah khatulistiwa dengan intensitas penyinaran matahari yang relatif tinggi sepanjang tahun [5], [6]. Pemerintah Indonesia juga terus mendorong pengembangan energi baru terbarukan sebagai upaya mendukung target Net Zero Emission tahun 2060 dan meningkatkan bauran energi nasional [7], [8]. Namun, pengembangan PLTS skala besar di Indonesia masih menghadapi beberapa tantangan, salah satunya keterbatasan lahan untuk instalasi panel surya, khususnya pada wilayah dengan

kepadatan penduduk tinggi dan kebutuhan lahan yang terus meningkat [9]. Oleh karena itu, diperlukan alternatif pengembangan PLTS yang mampu mengoptimalkan pemanfaatan ruang tanpa mengganggu fungsi lahan darat [10].

Salah satu inovasi yang berkembang dalam pemanfaatan energi surya adalah PLTS apung (*floating photovoltaic*) [11]. Sistem ini memanfaatkan permukaan perairan seperti waduk, bendungan, dan danau sebagai lokasi pemasangan modul surya [12]. Dibandingkan dengan PLTS konvensional di daratan, PLTS apung memiliki beberapa keunggulan, antara lain mengurangi penggunaan lahan produktif, meningkatkan efisiensi panel akibat efek pendinginan alami dari permukaan air, serta membantu mengurangi tingkat evaporasi air pada waduk [13], [14], [15]. Pengembangan PLTS apung juga dinilai memiliki potensi besar di Indonesia mengingat banyaknya waduk dan bendungan yang tersebar di berbagai wilayah. Keberhasilan pembangunan PLTS Terapung Cirata menjadi salah satu bukti bahwa teknologi *floating photovoltaic* memiliki prospek yang menjanjikan dalam mendukung transisi energi nasional [16].

Waduk Wonorejo yang terletak di Kecamatan Pagerwojo, Kabupaten Tulungagung, Jawa Timur, merupakan salah satu waduk potensial yang dapat dimanfaatkan untuk pengembangan PLTS apung. Waduk ini memiliki luas genangan sekitar 385 hektare sehingga memberikan peluang pemanfaatan sebagian area perairan untuk instalasi panel surya tanpa mengganggu fungsi utama waduk. Dalam penelitian ini, pemanfaatan area waduk dibatasi sebesar 5% dari total luas waduk atau sekitar 19,25 hektare, dengan area efektif pemasangan PLTS apung sekitar 9–10 hektare. Berdasarkan luasan tersebut, sistem PLTS apung dirancang memiliki kapasitas sebesar 10 MW. Pemanfaatan Waduk Wonorejo sebagai lokasi PLTS apung diharapkan mampu menjadi salah satu strategi optimalisasi energi terbarukan sekaligus meningkatkan efisiensi pemanfaatan area perairan.

Beberapa penelitian sebelumnya telah membahas analisis teknis maupun ekonomi pada pengembangan PLTS dan PLTS apung menggunakan berbagai perangkat lunak simulasi, seperti *HOMER Pro*, *RETScreen*, dan *PVsyst* [17], [18], [19]. Penelitianpenelitian tersebut umumnya berfokus pada analisis kelayakan investasi, produksi energi listrik, nilai *Levelized Cost of Energy* (LCOE), serta potensi pengurangan emisi karbon [20]. Meskipun demikian, studi terkait analisis tekno-ekonomi investasi PLTS apung pada waduk di Indonesia masih relatif terbatas, khususnya pada Waduk Wonorejo. Selain itu, belum banyak penelitian yang mengkaji pemanfaatan area waduk secara optimal melalui pendekatan analisis investasi menggunakan kombinasi simulasi *HOMER Pro* dan perhitungan manual.

Berdasarkan kondisi tersebut, penelitian ini bertujuan untuk menganalisis kelayakan tekno-ekonomi investasi Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) apung pada Waduk Wonorejo sebagai strategi optimalisasi energi terbarukan. Analisis dilakukan menggunakan perangkat lunak *HOMER Pro* yang dikombinasikan dengan perhitungan manual untuk mengevaluasi aspek teknis dan ekonomi sistem PLTS apung berkapasitas 10 MW. Hasil penelitian ini diharapkan dapat menjadi referensi dalam pengembangan PLTS apung di Indonesia, khususnya pada pemanfaatan waduk sebagai sumber energi terbarukan yang berkelanjutan.

II. TINJAUAN PUSTAKA

Berbagai penelitian telah dilakukan terkait pengembangan dan implementasi sistem fotovoltaik (PV) di berbagai negara, seperti India, Malaysia, Tiongkok, Brasil, Spanyol, serta beberapa wilayah di Asia Tenggara. Penelitian terdahulu umumnya berfokus pada evaluasi kinerja teknis dan kelayakan ekonomi sistem PLTS melalui parameter seperti *Levelized Cost of Energy* (LCOE), *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), dan *payback period*. Penelitian yang dilakukan oleh [21] di Amerika Serikat menunjukkan bahwa sistem *floating photovoltaic* (FPV) layak diterapkan secara teknis meskipun memerlukan biaya investasi sekitar 25% lebih tinggi dibandingkan sistem PLTS darat (*ground-mounted PV*). Hasil serupa juga dilaporkan oleh [22] di India yang menyatakan bahwa sistem FPV skala kecil tetap layak secara ekonomi meskipun biaya investasi cenderung meningkat pada kapasitas yang lebih rendah. Selain itu, [23] serta [24] menunjukkan bahwa sistem FPV mampu menghasilkan biaya listrik yang kompetitif, khususnya pada wilayah tropis dengan intensitas radiasi matahari yang tinggi.

Beberapa penelitian juga menunjukkan keunggulan FPV dibandingkan instalasi fotovoltaik konvensional di daratan. [25] menunjukkan bahwa sistem FPV di Malaysia menghasilkan keuntungan ekonomi yang positif dengan *payback period* kurang dari sepuluh tahun berdasarkan analisis menggunakan *HOMER Pro*. Sejalan dengan hal tersebut, Tina (n.d.) melaporkan bahwa FPV mampu meningkatkan efisiensi pembangkitan energi sekitar 10–15% akibat efek pendinginan alami dari permukaan air. Penelitian lain yang dilakukan oleh [26] menunjukkan bahwa kawasan Asia Tenggara memiliki potensi energi surya terapung lebih dari 300–400 GW sehingga memberikan peluang besar dalam pengembangan energi terbarukan berbasis

Jurnal Elektrika Vol. 18 No. 2 2026 P-ISSN 2085-0565 | E-ISSN 2580-8486
Received 23 May 2026, Revised 31 Oct 2026, Accepted 31 Oct 2026
DOI 10.26623/elektrika.v18i2.14618

badan perairan. Di Indonesia [27] menganalisis proyek PLTS Terapung Cirata berkapasitas 145 MW menggunakan RETScreen dan menyimpulkan bahwa proyek tersebut layak secara ekonomi dengan nilai LCOE yang kompetitif serta periode pengembalian investasi yang relatif singkat.

Berbagai perangkat lunak simulasi dan optimasi telah digunakan untuk mengevaluasi kelayakan teknoekonomi FPV. RETScreen, *HOMER Pro*, MATLAB, dan PVsyst merupakan perangkat lunak yang umum digunakan untuk menganalisis performa sistem energi terbarukan pada berbagai kondisi lingkungan dan finansial. Penelitian yang dilakukan oleh [23], [28], serta [24] menunjukkan bahwa RETScreen mampu mengevaluasi kelayakan ekonomi sistem PV secara efektif dengan mempertimbangkan kondisi meteorologi lokal, biaya investasi, dan biaya operasional. Sementara itu, *HOMER Pro* banyak digunakan dalam simulasi sistem energi terbarukan karena memiliki kemampuan untuk melakukan optimasi konfigurasi teknis dan ekonomi secara simultan.

Tabel 1 menunjukkan bahwa sebagian besar penelitian terdahulu masih berfokus pada analisis tekno-ekonomi FPV dalam konteks global maupun nasional. Meskipun berbagai penelitian telah membuktikan bahwa teknologi FPV layak dan kompetitif, studi mengenai pemanfaatan area waduk di Indonesia masih relatif terbatas, khususnya untuk sistem berskala menengah sekitar 10 MW. Selain itu, penelitian terdahulu umumnya hanya berfokus pada evaluasi ekonomi secara umum dan belum menganalisis optimalisasi pemanfaatan area waduk melalui kombinasi simulasi *HOMER Pro* dan perhitungan investasi manual. Oleh karena itu, penelitian ini menyajikan analisis tekno-ekonomi sistem PLTS apung berkapasitas 10 MW pada Waduk Wonorejo, Kabupaten Tulungagung, Jawa Timur, sebagai strategi optimalisasi pemanfaatan energi terbarukan. Penelitian ini mengevaluasi kelayakan teknis dan ekonomi sistem FPV dengan mempertimbangkan biaya investasi, biaya operasi dan pemeliharaan tahunan, serta performa ekonomi jangka panjang.

TABEL I
TINJAUAN PUSTAKA

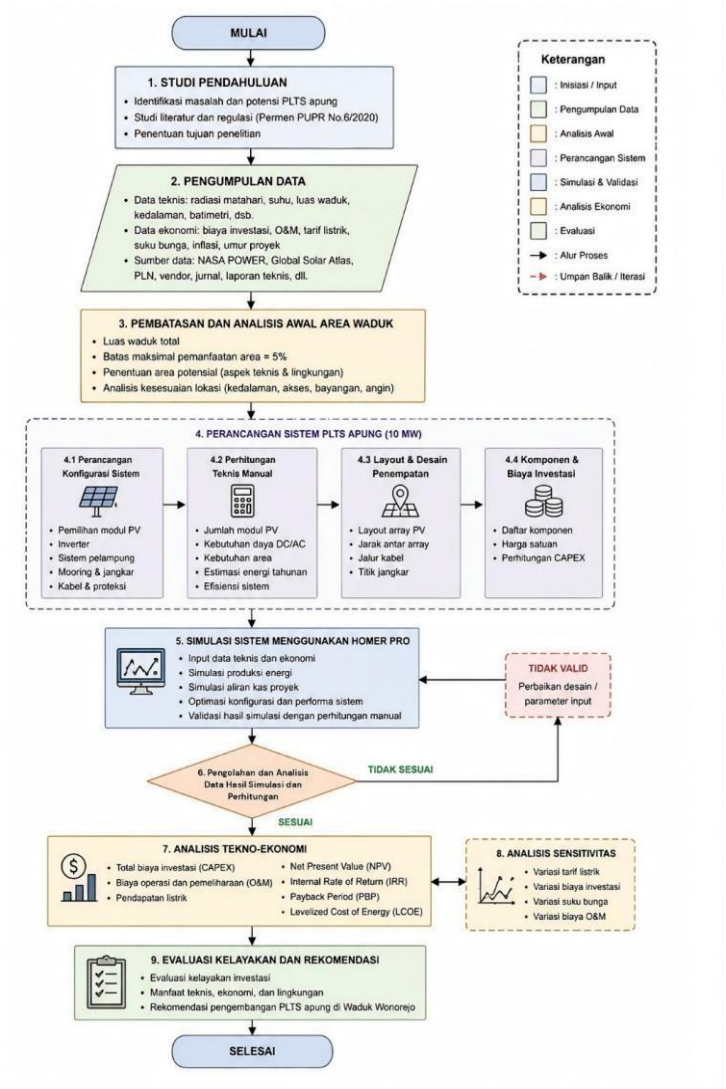
No	Referensi	Tarif Listrik	Region	Kapasitas	Initial Cost (USD)	O&M Cost (USD/tahun)	Tool	Result
1	[21]	0.05–0.08 USD/kWh	USA	10 MW	14,000,000–18,000,000	150,000–250,000	NREL Model	Feasible; FPV cost ~25% higher than ground PV
2	[22]	0.08 USD/kWh	India	100 kW	160,000	2,000	MATLAB	Feasible; higher cost due to small scale
3	[23]	~0.05 USD/kWh	Spain	Tidak disebutkan	Tidak disebutkan	~1–2% CAPEX	RETScreen	Feasible, competitive with land PV
4	[25]	~0.05 USD/kWh	Malaysia	Tidak disebutkan	~1,200–1,400 USD/kW	~15–20 USD/kW/tahun	HOMER Pro	NPV positif, payback <10 tahun
5	[29]	±0.05–0.08 USD/kWh	Pulau Kodingareng, Indonesia	Tidak disebutkan	Tidak disebutkan	Tidak disebutkan	LCOE analysis	FPV sesuai untuk daerah terpencil dengan keterbatasan lahan
6	[24]	0.05 USD/kWh	Brazil	2 MW	2,200,000–2,600,000	30,000	RETScreen	Feasible, efficient in tropical region
7	[28]	0.04–0.07 USD/kWh	Pakistan	Tidak disebutkan	1,000–1,500 USD/kW	1–2% CAPEX	RETScreen	Positive NPV and payback <10 years; high investment feasibility in tropical regions
8	[30]	0.03–0.08 USD/kWh	Global	Tidak disebutkan	1,000–1,600 USD/kW	1–2% CAPEX/tahun	PV modelling	High efficiency with competitive LCOE
9	[31]	0.04–0.06 USD/kWh	China	Tidak disebutkan	1,000–1,300 USD/kW	10–20 USD/kW/year	MATLAB	Cost decreases significantly with scale
10	[32]	~0.06–0.09 USD/kWh	Iran	10 MW	Tidak disebutkan	Tidak disebutkan	Techno-economic model	LCOE 0.06–0.09 USD/kWh; feasible for land-constrained regions
11	[33]	0.04 USD/kWh	Spain	1–10 MW	1,000–1,300 USD/kW	~1–2% CAPEX	PV Model	Feasible, low LCOE
12	[34]	0.261 USD/kWh	Abu Dhabi, UEA	~1 MW	~1,500,000–2,500,000 USD	~15,000–40,000 USD/tahun	PVsyst, MATLAB	Payback 9.5 years
13	[35]	~0.05–0.12 USD/kWh	Global	Tidak disebutkan	Tidak disebutkan	Tidak disebutkan	Energy modeling	Efficiency increases ~10–15% compared to ground PV
14	[36]	0.03–0.08 USD/kWh	Global	—	1,000–1,600 USD/kW	~1–2% CAPEX	Global model	LCOE decreased by >80% since 2010
15	[26]	0.04–0.07 USD/kWh	Southeast Asia	10–100 MW	10–140 million	~1–2% CAPEX	Comparative	FPV potential >300–400 GW in Southeast Asia
16	[27]	0.05–0.07 USD/kWh	Indonesia	145 MW	~174,000,000	~2,000,000	RETScreen	Cirata 145 MW project economically viable; LCOE 0.05–0.07 USD/kWh and payback ~8–10 years

No	Referensi	Tarif Listrik	Region	Kapasitas	Initial Cost (USD)	O&M Cost (USD/tahun)	Tool	Result
17	[37]	~0.05 USD/kWh	Europe	Tidak disebutkan	1,100–1,600 USD/kW	~1–2% CAPEX	Economic simulation + LCOE model using GIS and meteorological data	LCOE 0.04–0.25 USD/kWh; FPV may reduce costs ~10–15% vs ground PV at optimal locations
18	[38]	0.04–0.08 USD/kWh	India	Tidak disebutkan	1,000–1,700 USD/kW	Variable	Reliability-aware techno-economic model + probabilistic simulation + LCOE	FPV generates 5.38% more energy than ground-mounted PV
19	[39]	0.03–0.08 USD/kWh	Global	Tidak disebutkan	900–1,600 USD/kW	10–25 USD/kW/year	Review	FPV has strong global potential, but costs are site-dependent
20	[40]	~0.06–0.09 USD/kWh	Gili Ketapang, Bungin, Kalenan (Indonesia)	<1 MW per site	~1,200–1,600 USD/kW	~1–2% CAPEX/year	HOMER + BESS	Suitable for off-grid islands; diesel displacement

III. METODOLOGI

Gambar 1 menunjukkan diagram alir metodologi penelitian yang digunakan dalam analisis tekno-ekonomi sistem *floating photovoltaic* (FPV) pada Waduk Wonorejo. Penelitian diawali dengan studi pendahuluan untuk mengidentifikasi potensi pengembangan PLTS apung, pengumpulan data teknis dan ekonomi, serta penentuan parameter penelitian yang digunakan dalam proses simulasi dan analisis. Tahapan berikutnya meliputi pembatasan area pemanfaatan waduk, perancangan konfigurasi sistem FPV, perhitungan teknis, penyusunan tata letak sistem, serta estimasi biaya investasi dan biaya operasi pemeliharaan (*operation and maintenance*/*O&M*).

Selanjutnya, sistem disimulasikan menggunakan perangkat lunak HOMER Pro untuk mengevaluasi produksi energi, performa operasional, dan kelayakan ekonomi berdasarkan parameter *discounted cash flow* (DCF), *net present value* (NPV), *internal rate of return* (IRR), dan *payback period* (PP). Melalui tahapan metodologi tersebut, penelitian ini diharapkan mampu memberikan hasil analisis yang sistematis dan representatif dalam mengevaluasi potensi pengembangan PLTS apung sebagai sumber energi terbarukan berkelanjutan di Waduk Wonorejo.



Gambar. 1. Diagram Alir Metodologi Analisis Tekno-Ekonomi Sistem PLTS Apung

Jurnal Elektrika Vol. 18 No. 2 2026 P-ISSN 2085-0565 | E-ISSN 2580-8486
Received 23 May 2026, Revised 31 Oct 2026, Accepted 31 Oct 2026
DOI 10.26623/elektrika.v18i2.14618

A. Pemodelan Matematis dan Ekonomi untuk Penliaian Kelayakan Investasi

Bagian ini menjelaskan metode analisis yang digunakan untuk mengevaluasi kelayakan teknis dan ekonomi investasi Pembangkit Listrik Tenaga Surya. Analisis dilakukan untuk menilai kinerja keuangan proyek berdasarkan arus kas tahunan, nilai sekarang, tingkat pengembalian investasi, serta kelayakan ekonomi proyek selama masa operasional sistem. Indikator ekonomi yang digunakan meliputi arus kas, arus kas yang didiskontokan (DCF), net present value (NPV), internal rate of return (IRR), dan payback period (PP).

Arus kas tahunan merupakan pendapatan bersih yang diperoleh dari selisih antara pendapatan penjualan listrik dan biaya operasi dan pemeliharaan (O&M) tahunan. Perhitungan arus kas dinyatakan pada Persamaan (1) [41]:

$$\text{Cash Flow} = \text{Pendapatan} - \text{O\&M} \quad (1)$$

Untuk menentukan arus kas kumulatif selama periode investasi, arus kas setiap tahun dijumlahkan dengan nilai kumulatif tahun sebelumnya, sebagaimana ditunjukkan pada Persamaan (2) [42]:

$$\text{Kumulatif}_t = \text{Kumulatif}_{t-1} + \text{Cash Flow}_t \quad (2)$$

Evaluasi ekonomi juga menggunakan metode discounted cash flow (DCF) untuk menentukan nilai sekarang arus kas masa depan dengan memperhitungkan tingkat diskonto dan nilai waktu uang. Rumus DCF ditunjukkan pada Persamaan (3) [43]:

$$DCF_t = CF_t / (1 + r)^t \quad (3)$$

dengan CF_t menunjukkan arus kas pada tahun ke-t, r adalah tingkat diskonto (discount rate), dan t menunjukkan periode atau tahun investasi.

Nilai arus kas yang telah didiskontokan kemudian dijumlahkan untuk memperoleh arus kas kumulatif terdiskonto (discounted cumulative cash flow), yang menunjukkan perkembangan pengembalian investasi selama masa proyek. Perhitungannya ditunjukkan pada Persamaan (4) [44]:

$$DK_t = DK_{t-1} + DCF_t \quad (4)$$

dengan DK_{t-1} merupakan nilai kumulatif terdiskonto pada tahun sebelumnya, sedangkan DCF_t adalah discounted cash flow pada tahun ke-t.

Kelayakan proyek selanjutnya dievaluasi menggunakan net present value (NPV). NPV menentukan selisih antara nilai sekarang seluruh arus kas selama masa proyek dan biaya investasi awal. Nilai NPV positif menunjukkan bahwa proyek berpotensi layak secara ekonomi. Rumus NPV ditunjukkan pada Persamaan (5) [44]:

$$NPV = \Sigma_{t=1}^{n} [CF_t / (1 + r)^t] - \text{Investasi Awal} \quad (5)$$

dengan CF_t merupakan arus kas pada tahun ke-t, r adalah tingkat diskonto, dan n merupakan umur proyek atau periode analisis.

Internal rate of return (IRR) digunakan untuk memperkirakan tingkat diskonto yang menyebabkan NPV sama dengan nol. IRR mencerminkan tingkat pengembalian proyek. Secara umum, proyek dinilai menarik apabila IRR lebih besar daripada tingkat diskonto atau tingkat pengembalian minimum yang disyaratkan. Estimasi IRR dengan interpolasi dapat dihitung menggunakan Persamaan (6) [45]:

$$IRR = i_1 + [NPV_1 / (NPV_1 - NPV_2)] \times (i_2 - i_1) \quad (6)$$

dengan i_1 adalah tingkat diskonto yang menghasilkan NPV positif, i_2 adalah tingkat diskonto yang menghasilkan NPV negatif, sedangkan NPV_1 dan NPV_2 masing-masing merupakan nilai NPV pada tingkat diskonto i_1 dan i_2.

Payback period (PP) menunjukkan perkiraan waktu yang diperlukan untuk mengembalikan investasi awal berdasarkan arus kas bersih tahunan yang dihasilkan oleh sistem. Dalam bentuk sederhana, PP dihitung menggunakan Persamaan (7) [46]:

$$PP = \text{Investasi Awal} / \text{Arus Kas Bersih Tahunan} \quad (7)$$

Masa pengembalian yang lebih singkat umumnya menunjukkan pengembalian modal yang lebih cepat. Untuk arus kas yang berubah setiap tahun, periode pengembalian sebaiknya ditentukan dari akumulasi arus kas tahunan hingga nilai investasi awal tertutup.

IV. HASIL

A. Analisis Biaya Investasi dan Operasional Sistem PLTS Apung

Sistem *floating photovoltaic* (FPV) yang dirancang pada Waduk Wonorejo menggunakan 18.182 unit modul surya JA Solar JAM72S30-550 dan 40 unit inverter Sungrow SG250HX-20 dengan kapasitas terpasang sebesar 10 MW. Sistem tersebut didukung oleh struktur apung berbahan HDPE, sistem *mooring*, instalasi kabel DC/AC, perangkat proteksi, serta komponen kelistrikan pendukung lainnya untuk menjaga keandalan dan keamanan operasional pembangkit. Berdasarkan hasil analisis pada Tabel II, total biaya investasi awal sistem FPV diperkirakan mencapai Rp74,83 miliar, dimana komponen modul fotovoltaik menjadi penyumbang biaya terbesar dalam sistem. Sementara itu, biaya tahunan *operation and*

maintenance (O&M) pada Tabel III diperkirakan sebesar Rp980 juta per tahun yang mencakup pemeliharaan modul PV, inverter, struktur apung, tenaga kerja operasional, serta kegiatan monitoring dan inspeksi sistem. Hasil tersebut menunjukkan bahwa sistem FPV yang dirancang memiliki potensi teknis dan ekonomi yang cukup baik untuk mendukung pengembangan energi terbarukan berkelanjutan di Waduk Wonorejo.

TABEL II
ESTIMASI RINCI BIAYA INVESTASI UNTUK PENGEMBANGAN SISTEM PLTS APUNG

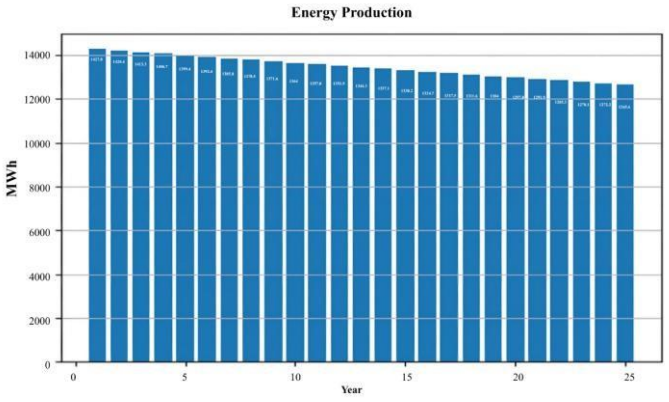
Komponen	Biaya Satuan (IDR)	Kuantitas	Total Biaya (IDR)
JA Solar JAM72S30-550 (PV)	Rp2.500.000	18.182	Rp45.455.000.000
Sungrow SG250HX-20 inverter (Inverter)	Rp201.792.006	40	Rp8.071.680.240
Floating System HDPE 4mx4m	Rp2.700.000	4.546	Rp12.274.200.000
Wiring & Kabel DC/AC	Rp2.000.000.000	1	Rp2.000.000.000
PV Installation	Rp150.000	18.182	Rp2.727.300.000
Inverter Installation	Rp15.000.000	40	Rp600.000.000
Floating Installation & Mooring	Rp3.000.000.000	1	Rp3.000.000.000
Surge Arrester 3 Phase	Rp 150.000.000	1	Rp150.000.000
Accessories (fasteners, clamp, dll)	Rp500.000.000	1	Rp500.000.000
Junction Box / DC Protection	Rp50.000.000	1	Rp50.000.000
Total Investment Cost			Rp74.828.180.240

TABEL III
ANALISIS KOMPONEN BIAYA OPERASI DAN PEMELIHARAAN SISTEM PLTS APUNG

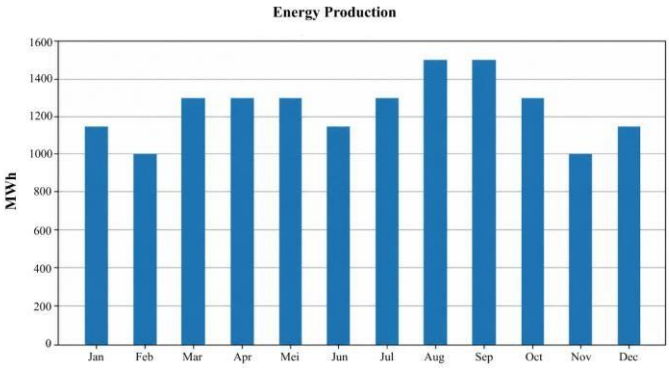
Komponen	O&M (IDR)
Pemeliharaan Modul PV	Rp300.000.000
Pemeliharaan Inverter	Rp180.000.000
Floating System & Mooring	Rp250.000.000
Tenaga Kerja Operasional	Rp150.000.000
Monitoring dan Inspeksi	Rp100.000.000
Total O&M Tahunan :	Rp980.000.000

B. Analisis Teknis Produksi Energi pada Sistem Floating Photovoltaic

Hasil analisis pola produksi energi menunjukkan bahwa sistem *floating photovoltaic* (FPV) mampu menghasilkan energi listrik yang stabil selama periode operasi 25 tahun dengan kecenderungan penurunan produksi yang relatif kecil setiap tahunnya. Seperti ditunjukkan pada Gambar 4(a), produksi energi tahunan mengalami penurunan bertahap dari sekitar 14.278 MWh pada tahun pertama menjadi sekitar 12.656 MWh pada tahun ke-25 akibat degradasi performa modul surya dan penurunan efisiensi komponen yang berkisar 0,5–1% per tahun. Selain itu, distribusi produksi energi bulanan pada Gambar 4(b) menunjukkan adanya fluktuasi produksi yang dipengaruhi oleh intensitas radiasi matahari dan kondisi cuaca musiman di wilayah Waduk Wonorejo. Produksi energi tertinggi terjadi pada bulan Agustus dan September dengan nilai sekitar 1.500 MWh, sedangkan produksi terendah terjadi pada bulan Februari dan November dengan nilai sekitar 1.000 MWh. Secara keseluruhan, hasil simulasi menunjukkan bahwa sistem FPV yang dirancang memiliki performa teknis yang baik serta mampu mendukung keberlanjutan penyediaan energi terbarukan secara optimal.



(a)



(b)

Gambar. 2. Analisis Produksi Energi Sistem *Floating Photovoltaic*: (a) Produksi Energi Tahunan Selama Periode Operasi 25 Tahun dan (b) Distribusi Energi Bulanan pada Tahun Operasi ke-25

C. Analisis Kelayakan Finansial Investasi Sistem PLTS Apung

Berdasarkan hasil analisis pada Tabel IV, sistem *floating photovoltaic* (FPV) yang dirancang menunjukkan kinerja finansial yang cukup baik selama periode operasi 25 tahun. Nilai investasi awal sebesar

Jurnal Elektrika Vol. 18 No. 2 2026 P-ISSN 2085-0565 | E-ISSN 2580-8486
Received 23 May 2026, Revised 31 Oct 2026, Accepted 31 Oct 2026
DOI 10.26623/elektrika.v18i2.14618

Rp74.828.180.240 pada tahun ke-0 menyebabkan arus kas kumulatif berada pada kondisi negatif pada awal proyek, namun nilai tersebut mengalami peningkatan secara bertahap seiring masuknya pendapatan tahunan dari penjualan energi listrik. Arus kas bersih tahunan sebesar Rp22.020.000.000 menghasilkan nilai *discounted cash flow* yang terus meningkat meskipun mengalami penurunan nilai akibat pengaruh *discount rate* sebesar 8%. Berdasarkan hasil perhitungan, nilai *discounted cumulative cash flow* mulai berada pada kondisi positif pada tahun ke-5, yang menunjukkan bahwa periode pengembalian investasi terjadi pada kisaran tahun tersebut. Pada akhir umur proyek tahun ke-25, sistem menghasilkan nilai *discounted cumulative cash flow* sebesar Rp160.230.391.433 sehingga menunjukkan bahwa proyek PLTS apung memiliki tingkat kelayakan ekonomi dan prospek investasi yang baik untuk dikembangkan sebagai sumber energi terbarukan berkelanjutan.

TABEL IV
ANALISIS ARUS KAS DAN DISCOUNTED CASH FLOW PLTS APUNG

Tahun	Cash Flow (Rp)	Kumulatif (Rp)	Discounted CF (Rp)	Discounted Kumulatif (Rp)
0	-74.828.180.240	-74.828.180.240	-74.828.180.240	-74.828.180.240
1	22.020.000.000	-52.808.180.240	20.388.888.889	-54.439.291.351
2	22.020.000.000	-30.788.180.240	18.878.600.823	-35.560.690.528
3	22.020.000.000	-8.768.180.240	17.480.185.947	-18.080.504.581
4	22.020.000.000	13.251.819.760	16.185.357.359	-1.895.147.222
5	22.020.000.000	35.271.819.760	14.986.441.999	13.091.294.776
6	22.020.000.000	57.291.819.760	13.876.335.184	26.967.629.960
7	22.020.000.000	79.311.819.760	12.848.458.504	39.816.088.464
8	22.020.000.000	101.331.819.760	11.896.720.837	51.712.809.301
9	22.020.000.000	123.351.819.760	11.015.482.256	62.728.291.557
10	22.020.000.000	145.371.819.760	10.199.520.608	72.927.812.165
11	22.020.000.000	167.391.819.760	9.444.000.563	82.371.812.727
12	22.020.000.000	189.411.819.760	8.744.444.965	91.116.257.693
13	22.020.000.000	211.431.819.760	8.096.708.301	99.212.965.994
14	22.020.000.000	233.451.819.760	7.496.952.131	106.709.918.125
15	22.020.000.000	255.471.819.760	6.941.622.343	113.651.540.468
16	22.020.000.000	277.491.819.760	6.427.428.096	120.078.968.564
17	22.020.000.000	299.511.819.760	5.951.322.311	126.030.290.875
18	22.020.000.000	321.531.819.760	5.510.483.621	131.540.774.496
19	22.020.000.000	343.551.819.760	5.102.299.649	136.643.074.145
20	22.020.000.000	365.571.819.760	4.724.351.527	141.367.425.672
21	22.020.000.000	387.591.819.760	4.374.399.562	145.741.825.234
22	22.020.000.000	409.611.819.760	4.050.369.965	149.792.195.199
23	22.020.000.000	431.631.819.760	3.750.342.560	153.542.537.759
24	22.020.000.000	453.651.819.760	3.472.539.407	157.015.077.167
25	22.020.000.000	475.671.819.760	3.215.314.266	160.230.391.433

D. Net Present Value (NPV)

Berdasarkan hasil perhitungan dengan tingkat *discount rate* sebesar 8%, diperoleh nilai Net Present Value (NPV) proyek PLTS apung sebesar Rp160.230.391.433 pada akhir umur proyek selama 25 tahun. Nilai NPV yang positif menunjukkan bahwa proyek mampu menghasilkan keuntungan bersih setelah memperhitungkan nilai waktu uang, sehingga secara finansial dinyatakan layak untuk direalisasikan.

E. IRR

Berdasarkan Tabel V, disajikan perhitungan nilai sekarang (present value) arus kas proyek menggunakan dua tingkat discount rate, yaitu 8% dan 9%, yang ditunjukkan melalui nilai discount factor (DF) pada setiap tahun. Nilai DF mengalami penurunan seiring bertambahnya periode waktu, yang mencerminkan adanya pengaruh nilai waktu uang terhadap arus kas di masa mendatang. Hasil perhitungan menunjukkan bahwa nilai present value (PV) pada tingkat discount rate 8% secara konsisten lebih tinggi dibandingkan dengan tingkat 9%, sehingga mengindikasikan bahwa peningkatan tingkat suku bunga akan menurunkan nilai sekarang dari arus kas. Perbedaan nilai PV antara kedua tingkat discount rate juga semakin besar pada tahun-tahun akhir akibat efek kumulatif dari proses diskonto yang berlangsung lebih lama.

TABEL V
ANALISIS PERBANDINGAN PRESENT VALUE ARUS KAS PADA VARIASI DISCOUNT RATE SEBAGAI DASAR PENENTUAN IRR

Tahun	DF (8%)	PV (8%) (Rp)	DF (9%)	PV (9%) (Rp)
0	1,0000	-74.828.180.240	1,0000	-74.828.180.240
1	0,9259	20.388.888.889	0,9174	20.200.000.000
2	0,8573	18.878.600.823	0,8417	18.529.357.798
3	0,7938	17.480.185.947	0,7722	17.006.746.604
4	0,7350	16.185.357.359	0,7084	15.602.520.316
5	0,6806	14.986.441.999	0,6499	14.310.567.175
6	0,6302	13.876.335.184	0,5963	13.122.543.280
7	0,5835	12.848.458.504	0,5470	12.030.603.009
8	0,5403	11.896.720.837	0,5019	11.027.136.705
9	0,5002	11.015.482.256	0,4604	10.104.741.014

Tahun	DF (8%)	PV (8%) (Rp)	DF (9%)	PV (9%) (Rp)
10	0,4632	10.199.520.608	0,4224	9.256.195.426
11	0,4289	9.444.000.563	0,3875	8.474.441.674
12	0,3971	8.744.444.965	0,3555	7.752.567.592
13	0,3677	8.096.708.301	0,3262	7.083.791.369
14	0,3405	7.496.952.131	0,2992	6.461.449.879
15	0,3152	6.941.622.343	0,2745	5.879.000.802
16	0,2919	6.427.428.096	0,2519	5.330.033.763
17	0,2703	5.951.322.311	0,2311	4.808.283.329
18	0,2502	5.510.483.621	0,2120	4.307.644.240
19	0,2317	5.102.299.649	0,1945	3.825.362.569
20	0,2145	4.724.351.527	0,1784	3.363.716.119
21	0,1986	4.374.399.562	0,1637	2.921.060.663
22	0,1839	4.050.369.965	0,1502	2.495.826.297
23	0,1703	3.750.342.560	0,1378	2.086.514.858
24	0,1577	3.472.539.407	0,1264	1.691.697.116
25	0,1460	3.215.314.266	0,1160	1.310.009.291

F. Payback Period

Berdasarkan hasil perhitungan, diperoleh nilai *simple payback period* selama ±3,4 tahun, sedangkan *discounted payback period* terjadi pada sekitar ±4,6 tahun. Hasil tersebut menunjukkan bahwa waktu pengembalian investasi relatif cepat dibandingkan dengan umur proyek yang direncanakan selama 25 tahun. Dengan demikian, proyek PLTS apung memiliki prospek investasi yang baik.

V. KESIMPULAN

Hasil penelitian ini menunjukkan bahwa sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) apung pada Waduk Wonorejo memiliki performa teknis dan kelayakan ekonomi yang baik sebagai solusi pengembangan energi terbarukan berkelanjutan. Berdasarkan hasil simulasi menggunakan HOMER Pro, sistem mampu menghasilkan energi listrik secara stabil selama periode operasi 25 tahun dengan penurunan produksi yang relatif kecil akibat degradasi modul surya. Dari aspek ekonomi, proyek menghasilkan nilai Net Present Value (NPV) sebesar Rp160.230.391.433 dan nilai Internal Rate of Return (IRR) sebesar ±8,19%, sehingga menunjukkan bahwa investasi layak untuk direalisasikan karena nilai IRR lebih tinggi dibandingkan tingkat discount rate yang digunakan. Selain itu, periode pengembalian investasi yang relatif cepat, yaitu sekitar 3,4 tahun untuk simple payback period dan 4,6 tahun untuk discounted payback period, menunjukkan prospek finansial proyek yang cukup baik dalam jangka panjang. Secara keseluruhan, pengembangan PLTS apung di Waduk Wonorejo berpotensi mendukung optimalisasi pemanfaatan sumber daya perairan sekaligus berkontribusi terhadap transisi energi bersih dan pengurangan emisi karbon di Indonesia.

DAFTAR PUSTAKA

[1] Y. B. Suhartoko and G. Dewinta, "Dampak pertumbuhan ekonomi, penanaman modal asing, populasi, dan konsumsi energi terhadap emisi karbon dioksida di enam negara ASEAN selama periode 2000–2021," vol. 11, no. 2, pp. 815–831, 2023, doi: 10.33019/society.v11i2.557.

[2] F. Pijoh, "Pembangkit listrik tenaga surya untuk energi ramah lingkungan yang berkelanjutan," vol. 2, no. 2, pp. 201–207, 2024.

[3] M. A. Husaini, Y. Mauliza, and A. C. Winata, "Analisa perkembangan sumber energi terbarukan menggunakan pendekatan literature review," vol. 8, pp. 30199–30212, 2024.

[4] B. Rosewita and C. I. Nelson, "Transisi energi terbarukan: Peran PLTS dalam efisiensi," vol. 13, no. 1, 2025.

[5] A. Martin *et al*., "Tinjauan potensi dan kebijakan energi surya di Indonesia," vol. 6, no. 1, pp. 43–52, 2022.

[6] D. A. Efriansyah, A. Herawati, and I. N. Anggraini, "Analisis potensi energi matahari dan pembangkitan daya pada PLTS sebagai sumber rumah energi terbarukan sederhana di Kota Bengkulu," vol. 9, no. 1, pp. 8258–8267, 2024.

[7] B. P. Manohara and T. Suprajogo, "Implementasi kebijakan transisi energi di Indonesia: Tantangan dan strategi menuju NZE 2060," 2026.

[8] G. Lahope, "Implementasi kebijakan energi nasional (KEN) Indonesia menuju 23% target bauran energi baru," *Jurnal Darma Agung*, pp. 124–135, 2025.

[9] J. Nanda, "Implementasi kebijakan energi baru terbarukan," vol. 13, no. 3, pp. 654–666, 2025.

[10] A. Niwanda, E. Kardiana, M. Arif, P. Rahmadani, and R. Amalan, "Analisis potensi pemanfaatan energi matahari melalui panel surya di Kota Medan," vol. 3, Sep. 2025.

[11] S. Bhushan, S. Pallavi, and S. Bhattacharya, "Technological advancement of floating solar photovoltaic system: Design, efficiency, and environmental effects," 2025.

[12] P. C. M. Carvalho, J. C. D. E. Araújo, J. B. C. D. E. Lima, and C. Tatiane, "Floating photovoltaic plants: Exploring the water-energy nexus," 2025, doi: 10.1109/ACCESS.2025.3622488.

[13] A. Garrod, S. N. Hussain, A. Ghosh, S. Nahata, C. Wynne, and S. Paver, "An assessment of floating photovoltaic systems and energy storage methods: A comprehensive review," *Results in Engineering*, vol.

Jurnal Elektrika Vol. 18 No. 2 2026 P-ISSN 2085-0565 | E-ISSN 2580-8486
Received 23 May 2026, Revised 31 Oct 2026, Accepted 31 Oct 2026
DOI 10.26623/elektrika.v18i2.14618

21, Art. no. 101940, 2024, doi: 10.1016/j.rineng.2024.101940.
[14] F. Roberto, G. K. Wiecheteck, J. Sousa, G. A. Carranza, T. L. Chambers, and A. Fekih, "Effects of a floating photovoltaic system on the water evaporation rate in the Passaúna Reservoir, Brazil," 2022.
[15] K. Ilgen *et al*., "Evaporation reduction and energy generation potential using floating photovoltaic power plants on the Aswan High Dam Reservoir," *Hydrological Sciences Journal*, vol. 69, no. 6, pp. 709–720, 2024, doi: 10.1080/02626667.2024.2332625.
[16] P. Progress, W. Java, H. Siregar, B. Juanda, and G. S. Indraprahasta, "Kemajuan perencanaan dan dampak potensial pembangunan pembangkit listrik tenaga surya terapung skala utilitas di Waduk Cirata, Jawa Barat," vol. 11, pp. 108–125, 2023.
[17] Y. Luo, "A multi-frequency electrical impedance spectroscopy technique of artificial neural network-based for the static," 2021.
[18] G. Husnain, S. Anwar, G. Sikander, A. Ali, and S. Lim, "A bio-inspired cluster optimization schema for efficient routing in vehicular ad hoc networks (VANETs)," 2023.
[19] T. Hai *et al*., "Techno-economic and environmental analysis of a grid-connected rooftop solar photovoltaic system in three climate zones," pp. 1725–1739, 2024.
[20] C. Zhang *et al*., "The enhancement of weak bearing fault signatures by stochastic resonance with a novel potential function."
[21] V. Ramasamy and R. Margolis, "Floating photovoltaic system cost benchmark: Q1 2021 installations on artificial water bodies," Oct. 2021.
[22] N. R. B. Panneerselvam, "Floating photovoltaic system for Indian artificial reservoirs—an effective approach to reduce evaporation and carbon emission," *International Journal of Environmental Science and Technology*, vol. 19, no. 8, pp. 7951–7968, 2022, doi: 10.1007/s13762-021-03686-4.
[23] L. Micheli, "Energy and economic assessment of floating photovoltaics in Spanish reservoirs: Cost competitiveness and the role of temperature," *Solar Energy*, vol. 227, pp. 625–634, 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.08.058.
[24] D. Carlos and S. De Siqueira, "Sistema fotovoltaico flutuante, principais entraves e desafios de implantação no Brasil: Uma revisão de literatura," pp. 1–7, 2022.
[25] I. Islam *et al*., "Techno-economic and carbon emission assessment of a large-scale floating solar PV system for sustainable energy generation in support of Malaysia's renewable energy roadmap," pp. 1–32, 2023.
[26] P. Joshi, E. Rosenlieb, and S. Gadzanku, "Enabling floating solar photovoltaic (FPV) deployment: FPV technical potential assessment for Southeast," May 2023.
[27] M. Rifansyah and D. F. Hakam, "Techno-economic study of floating solar photovoltaic project in Indonesia using RETScreen," *Clean Energy Systems*, vol. 9, Art. no. 100155, 2024, doi: 10.1016/j.cles.2024.100155.
[28] J. Baptista, P. Vargas, and J. R. Ferreira, "A technoeconomic analysis of floating photovoltaic systems for southern European countries," 2021.
[29] G. Publikasi, I. Teknik, T. Kebumian, I. Perkapalan, N. A. Syam, and D. Sahidin, "Analisis levelized cost of electricity (LCoE) pada PLTS terapung dengan PLTS di daratan: Studi kasus Pulau Kodingareng, Makassar, Sulawesi Selatan," vol. 3, pp. 58–67, 2025.
[30] L. Essak, "Floating photovoltaics: A review," *Clean Technologies*, pp. 752–769, 2022.
[31] J. Duan and G. C. Van Kooten, "Calibration of grid models for analyzing energy policies," 2023.
[32] M. M. Omrani and M. M. Omrani, "Techno-economic and environmental analysis of floating photovoltaic power plants: A case study of Iran," 2022.
[33] L. Micheli and D. L. Talavera, "Economic feasibility of floating photovoltaic power plants: Profitability and competitiveness," 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.05.011.
[34] C. Veliathur and C. Srinivasan, "Techno-economic feasibility of the use of floating solar PV systems in oil platforms," 2024.
[35] M. Tina, "A technical and economic evaluation of floating photovoltaic systems in the context of the water-energy nexus."
[36] "Renewables," 2023.
[37] A. Martinez and G. Iglesias, "Mapping of the levelised cost of energy from floating solar PV in coastal waters of the European Atlantic, North Sea and Baltic Sea," *Solar Energy*, vol. 279, Art. no. 112809, 2024, doi: 10.1016/j.solener.2024.112809.
[38] A. Goswami and J. I. Aizpurua, "Reliability-aware technoeconomic assessment of floating solar power systems," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 40, Art. no. 101536, 2025, doi: 10.1016/j.segan.2024.101536.
[39] M. Manolache, A. I. Manolache, and G. Andrei, "Floating solar energy systems: A review of economic feasibility and cross-sector integration with marine renewable energy, aquaculture, and hydrogen," pp. 1–39, 2025.
[40] I. Esparza *et al*., "Floating PV systems as an alternative power source: Case study on three representative islands of Indonesia," 2024.
[41] M. Cahyo, "Preprint not peer reviewed," publication details unavailable.
[42] E. Science, "A review: Ventilated double-skin façades," 2022, doi: 10.1088/1755-1315/1050/1/012019.
[43] F. Kurniawan, "Investment and decision analysis on financing models for solar panel project by British Feri Kurniawan," MBA thesis, Institut Teknologi Bandung, Bandung, Indonesia, Apr. 2025.
[44] A. Perrelli, E. Sodr, and A. Santos, "Maximizing returns and minimizing risks in hybrid renewable

energy systems: A stochastic discounted cash flow analysis of wind and photovoltaic systems in Brazil," 2023.

[45] L. Micheli, F. A. Sepúlveda-V., and D. L. Talavera, "Impact of variable economic conditions on the cost of energy and the economic viability of floating photovoltaics," *Heliyon*, vol. 10, 2024, doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e32354.

[46] R. Dalimi, "Economic analysis of solar photovoltaic power plant planning at Taman Melati Depok Apartment," vol. 6, no. 2, pp. 98–105, 2023.

Jurnal Elektrika Vol. 18 No. 2 2026 P-ISSN 2085-0565 | E-ISSN 2580-8486
Received 23 May 2026, Revised 31 Oct 2026, Accepted 31 Oct 2026
DOI 10.26623/elektrika.v18i2.14618