

**OPTIMASI TEKNO-EKONOMI PENGEMBANGAN SISTEM PEMBANGKIT  
HIBRID EKSTING MENGGUNAKAN *MULTI TOOLS*  
(STUDI KASUS: PULAU SEBIRA)**

Hari Purnomo Adi<sup>1</sup>, Zainal Arifin<sup>2</sup>

<sup>1,2</sup> Prodi Megister Teknik Elektro Institut Teknologi PLN

<sup>1</sup> [adi\\_0329@ymail.com](mailto:adi_0329@ymail.com)

**ABSTRACT**

Indonesia's pledge to reach Net Zero Emissions (NZE) by 2060 has heightened the urgency to decarbonize diesel-reliant microgrids in remote islands, where logistics inflate fuel costs and reliability risks. Sebira Island—Jakarta's northernmost inhabited island—already operates a PV–battery–diesel hybrid system. Building on 2024 field measurements of load and solar resources, this study models the existing assets in PVsyst to obtain high-fidelity PV energy profiles, then performs techno-economic optimization with HOMER Pro. We evaluate three scenarios: (i) the current system, (ii) cost-optimal expansion, and (iii) 100% renewable fraction. The optimal configuration adds 158.4 kWp ground-mounted PV, 211.2 kWp floating PV, and 1,324 kWh Li-ion storage, lowering the Levelized Cost of Energy (LCOE) to Rp 4,879.36/kWh (–20% versus the existing system), cutting annual diesel use by ≈141 kL, and reducing CO<sub>2</sub> emissions by ≈372 t/year while fully meeting demand (833,872 kWh/year). Achieving 100% renewable fraction is technically feasible but requires ~1,425.6 kWp new PV and 5,875 kWh Li-ion storage, raising LCOE to Rp 10,938.06/kWh. The results of this study emphasize the importance of modeling for hybrid power plant development to achieve the lowest LCOE and provide practical guidance for clean energy development on small islands. Policy implications highlight the role of floating PV when land is limited for developing existing hybrid systems.

*Keywords:* solar PV, battery energy storage, techno-economic optimization, HOMER Pro, PVsyst, floating PV, brownfield

**ABSTRAK**

Komitmen Indonesia untuk mencapai *Net Zero Emissions* (NZE) pada 2060 mendorong dekarbonisasi mikrogrid berbasis diesel di pulau terpencil, di mana biaya bahan bakar tinggi dan keandalan menjadi tantangan. Pulau Sebira, pulau berpenghuni paling utara Jakarta, saat ini mengoperasikan sistem hibrid PV–baterai–diesel. Berdasarkan pengukuran lapangan tahun 2024, penelitian ini memodelkan aset eksisting menggunakan PVsyst untuk memperoleh profil energi PV yang akurat, kemudian melakukan optimasi teknis-ekonomi dengan HOMER Pro. Tiga skenario dianalisis: (i) sistem saat ini, (ii) ekspansi biaya optimal, dan (iii) fraksi energi terbarukan 100%. Konfigurasi optimal menambahkan PV *ground-mounted* 158,4 kWp, PV terapung 211,2 kWp, dan baterai Li-ion 1.325 kWh, menurunkan *Levelized Cost of Energy* (LCOE) menjadi Rp 4.879,36/kWh (turun 20% dibanding sistem eksisting), mengurangi konsumsi diesel ±141 kL/tahun, dan menekan emisi CO<sub>2</sub> ±372 ton/tahun serta memenuhi beban 833.872 kWh/tahun.

Skenario 100% energi terbarukan secara teknis memungkinkan, tetapi memerlukan tambahan PV 1.425,6 kWp dan baterai 5.875 kWh, dengan LCOE meningkat menjadi

Rp 10.938,06/kWh. Hasil penelitian ini menegaskan pentingnya pemodelan untuk pengembangan pembangkit hibrid untuk mencapai LCOE terendah serta memberikan panduan praktis pengembangan energi bersih di pulau kecil. Implikasi kebijakan menyoroti peran PV terapung saat lahan terbatas untuk pengembangan sistem hibrid eksisting.

**Kata Kunci:** Hibrid microgrid, solar PV, sistem penyimpanan energi baterai, optimasi tekno-ekonomi, HOMER Pro, PVsyst, PLTS terapung

## **A. Pendahuluan**

Mitigasi perubahan iklim telah menjadi prioritas global yang sangat strategis, mendorong setiap negara untuk mempercepat proses dekarbonisasi sektor energi. Sebagai bagian dari komunitas internasional, Indonesia telah meratifikasi *Paris Agreement* serta menetapkan target ambisius untuk mencapai Net Zero Emissions (NZE) pada tahun 2060. Komitmen ini menuntut transformasi fundamental pada bauran energi nasional, dari ketergantungan dominan terhadap pembangkit berbasis bahan bakar fosil menuju portofolio energi terbarukan yang terdiversifikasi [1] Paris Agreement. Urgensi transisi ini tercermin dalam RUPTL 2025–2034 yang memproyeksikan penambahan kapasitas pembangkitan sebesar 69,5 GW. Dalam rencana tersebut, Energi

Baru dan Terbarukan (EBT) mendominasi sebesar 61%, diikuti pembangkit berbasis fosil sebesar 24%, serta sistem penyimpanan energi sebesar 15% [2] PT PLN (Persero). Kerangka kebijakan ini menandai pergeseran signifikan menuju sistem tenaga listrik yang lebih bersih dan menegaskan peran krusial teknologi penyimpanan energi dalam menjaga stabilitas sistem dengan penetrasi energi terbarukan yang tinggi.

Namun demikian, implementasi strategi transisi energi pada negara kepulauan menghadirkan kompleksitas teknis yang berbeda dibandingkan sistem interkoneksi kontinental. Indonesia, yang terdiri atas lebih dari 17.000 pulau, menghadapi tantangan logistik dan infrastruktur dalam penyediaan tenaga listrik di wilayah Terdepan,

Terluar, dan Tertinggal (3T). Berbeda dengan sistem transmisi terinterkoneksi di daratan utama, sistem kelistrikan pulau beroperasi sebagai mikrogrid terisolasi (*isolated microgrid*), yang secara historis bergantung pada Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD). Meskipun PLTD mampu menyediakan daya beban dasar (*baseload power*) secara andal, sistem ini memiliki kelemahan berupa biaya operasional tinggi akibat transportasi bahan bakar, kerentanan terhadap gangguan rantai pasok, serta tingkat emisi karbon yang signifikan. Ketergantungan pada diesel di wilayah terpencil menyebabkan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) tenaga listrik jauh melampaui rata-rata nasional, sehingga membebani keuangan utilitas dan menghambat pengembangan ekonomi lokal [3].

Pulau Sebira, wilayah administratif paling utara di Kepulauan Seribu, Provinsi Jakarta, merepresentasikan tantangan tersebut. Meskipun secara geografis relatif dekat dengan ibu kota, ketahanan energi pulau ini secara tradisional bertumpu pada pembangkit diesel. Sistem hibrida yang terdiri atas Pembangkit Listrik Tenaga Surya

(PLTS), sistem baterai, dan generator diesel memang telah dipasang, namun kapasitas energi terbarukan yang tersedia masih belum mampu secara signifikan menurunkan konsumsi bahan bakar diesel. Konfigurasi eksisting menunjukkan sejumlah inefisiensi teknis dan ekonomis: kontribusi PLTS terhadap total energi masih terbatas, sistem baterai lebih banyak difungsikan untuk *peak shaving* jangka pendek daripada *energy shifting* mendalam, serta tingkat *diesel dependency* tetap tinggi [4]. Keterbatasan geografis semakin memperumit ekspansi kapasitas. Luas lahan yang terbatas menghambat pemasangan modul surya tipe *ground-mounted*, sementara kecepatan angin rata-rata yang rendah (< 5 m/s) menjadikan turbin angin kurang layak secara teknis maupun ekonomis [5]. Dalam konteks ini, sistem *Floating Photovoltaic* (FPV) menjadi alternatif yang prospektif bagi pulau dengan keterbatasan lahan, dengan memanfaatkan perairan sekitar yang relatif tenang serta potensi efek pendinginan alami (*natural cooling effect*) yang dapat meningkatkan efisiensi modul surya.

Meskipun literatur mengenai sistem energi hibrida terus

berkembang, sebagian besar penelitian masih berfokus pada proyek *greenfield*, yaitu perancangan sistem baru pada wilayah yang belum terelektifikasi. Sebaliknya, studi *brownfield*—yang berfokus pada optimasi dan ekspansi sistem dengan aset eksisting—masih relatif terbatas. Optimalisasi sistem *brownfield* memerlukan pendekatan ekonomi yang berbeda, khususnya dalam perlakuan terhadap *sunk cost* (biaya tertanam). Mengabaikan nilai sisa (*residual value*) atau karakter irreversibel investasi sebelumnya dapat menghasilkan analisis keekonomian yang bias, misalnya secara keliru merekomendasikan penggantian aset yang masih layak operasi atau meremehkan biaya akibat tidak dilakukannya intervensi (*cost of inaction*) [6]. Selain itu, banyak studi tekno-ekonomi mengandalkan perangkat lunak optimasi generik seperti HOMER Pro untuk simulasi surya sekaligus *economic dispatch*. Meskipun HOMER Pro andal dalam perhitungan logika *dispatch strategy*, model radiasi surya dan rugi-rugi termalnya relatif kurang rinci dibandingkan perangkat lunak khusus seperti PVsyst, yang menyediakan pemodelan detail terhadap iradiasi,

temperatur modul, serta faktor kehilangan sistem [7].

Penelitian ini bertujuan menjembatani kesenjangan tersebut dengan mengembangkan model optimasi tekno-ekonomi untuk ekspansi sistem pembangkit hibrida eksisting di Pulau Sebira. Studi ini secara khusus mengintegrasikan simulasi performa surya berakurasi tinggi menggunakan PVsyst dengan optimasi ekonomi menggunakan HOMER Pro pada sistem *brownfield*, serta memperhitungkan *sunk cost* guna menghasilkan peta jalan (*roadmap*) yang realistis bagi pengambil kebijakan dalam pengelolaan mikrogrid pulau yang telah beroperasi dan mengalami penuaan aset.

## **B. Metode Penelitian**

### **1. Lokasi Studi dan Karakteristiknya**

Penelitian ini berfokus pada Pulau Sebira (5°09'31" LS, 106°27'40" BT), yang berlokasi sekitar 160 km di utara Jakarta. Infrastruktur kelistrikan pulau secara geografis terbagi menjadi dua kluster mikrogrid dengan total kapasitas PLTS terpasang sekitar 400 kWp dan luas lahan ±5.000 m<sup>2</sup>.

Klaster 1 beroperasi dengan topologi **AC-coupled**, di mana sistem PLTS eksisting berkapasitas 211,2 kWp, bank baterai Lead-Acid 480 kWh, serta dua unit generator diesel 250 kVA terhubung melalui AC busbar. Klaster 2, dengan kapasitas PLTS 189,32 kWp dan penyimpanan energi 432 kWh, saat ini beroperasi sebagai sistem mandiri berbasis 100% energi terbarukan yang menyuplai beban non-residensial tertentu seperti instalasi desalinasi dan fasilitas pengolahan limbah.

Dengan demikian, penelitian ini secara khusus difokuskan pada optimasi dan ekspansi Klaster 1 yang melayani 160 pelanggan rumah tangga dan masih memiliki tingkat ketergantungan tinggi terhadap pembangkit diesel.

## 2. Pengumpulan Data

Data primer dikumpulkan langsung di lokasi sepanjang tahun 2024 untuk menjamin akurasi tinggi dalam simulasi.

### • Profil Beban

Data beban listrik direkam menggunakan *digital power meter* pada busbar utama dengan interval pencatatan 15 menit. Total konsumsi energi tahun 2024 tercatat sebesar 833.871,87 kWh, dengan rata-rata

harian 2.278,34 kWh. Beban puncak tercatat sebesar 120,21 kW.

### • Data Meteorologi

*Global Horizontal Irradiance (GHI)* diukur menggunakan pyranometer di lokasi dengan rata-rata tahunan 4,87 kWh/m<sup>2</sup>/hari dan data kecepatan angin diperoleh dari basis data Meteonorm 8.1 pada perangkat lunak PVsyst dengan rata-rata tahunan 1,17 m/s.

Tabel 1. Konsumsi Energi Listrik Bulanan dan Data Meteorologi Pulau Sebra Tahun 2024

Month	Irradiance (kWh/m <sup>2</sup> /day)	Wind Speed (m/s)	Energy Consumption (kWh)
January	4.398	1.50	64,852.27
February	4.704	1.39	65,304.54
March	5.230	1.39	75,782.80
April	4.265	1.20	69,603.71
May	4.597	0.89	68,900.34
June	4.088	0.90	69,309.39
July	4.943	0.91	68,336.60
August	5.802	1.11	75,162.50
September	5.912	1.11	71,122.63
October	5.914	1.09	73,889.37
November	4.536	1.10	65,633.84
December	4.031	1.39	65,973.88
<b>Average</b>	<b>4.871</b>	<b>1.17</b>	<b>64,143.99</b>

Tabel 1 merangkum konsumsi energi bulanan, iradiasi surya, dan kecepatan angin yang digunakan

dalam studi ini. Profil beban menunjukkan karakteristik mikrogrid dominan residensial, sementara tingkat iradiasi yang tinggi mengonfirmasi kelayakan teknis pengembangan PLTS.

### 3. Desain Penelitian dan Konfigurasi Sistem

Penelitian ini menggunakan strategi simulasi berurutan (*sequential simulation*), dimulai dari pemodelan performa teknis pada PVsyst dan dilanjutkan dengan optimasi *economic dispatch* menggunakan HOMER Pro.

Aspek krusial dalam desain penelitian adalah pemilihan komponen berefisiensi tinggi untuk ekspansi sistem guna mengatasi keterbatasan lahan.

Tabel 2. Perbandingan Spesifikasi Modul Fotovoltaik (PV) Eksisting dan Modul Usulan

Parameter	Existing PV	Proposed PV
Brand – Type	Sky Energi – ST72M330	LONGi – LR5-72HPH-550M
Peak Power	330 Wp	550 Wp
Type	Monocrystalline	Monocrystalline
Efficiency at STC	17.09%	21.3%

Tabel 2 membandingkan modul PV eksisting dengan modul berefisiensi tinggi yang diusulkan. Ekspansi menggunakan modul LONGi LR5-72HPH-550M (550 Wp) dengan

efisiensi 21,3%, lebih tinggi dibanding modul eksisting 330 Wp dengan efisiensi 17,09%.

Konfigurasi inverter menggunakan *string inverter* 50 kW tipe SMA Sunny Tripower CORE1. Setiap unit inverter mendukung kapasitas total 52,8 kWp, dikonfigurasi dalam 6 string dengan 16 modul seri per string. Pendekatan modular berbasis *block system* ini memungkinkan ekspansi bertahap untuk aplikasi *ground-mounted* maupun *floating*.

Dalam penelitian ini dipilih modul monokristalin karena memiliki efisiensi lebih tinggi serta koefisien temperatur lebih rendah dibanding polikristalin, sehingga lebih sesuai untuk iklim tropis dan keterbatasan lahan [12]. Modul bifasial tidak digunakan karena performanya sangat dipengaruhi oleh nilai albedo permukaan. Permukaan air umumnya memiliki albedo rendah (6–10%) [13], dan struktur terapung serta sudut kemiringan kecil dapat menghambat radiasi pantul mencapai sisi belakang modul. Oleh karena itu, digunakan modul monofasial yang dapat dipasang pada ketinggian lebih rendah untuk mengurangi beban angin dan biaya struktur.

#### **4. Evaluasi Teknologi Penyimpanan Energi**

Proses optimasi juga membandingkan penggunaan baterai Lead-Acid eksisting dengan opsi transisi ke baterai Lithium-Ion (Li-ion). Analisis tekno-ekonomi mengevaluasi apakah biaya investasi awal Li-ion yang lebih tinggi dapat dikompensasi oleh:

- Efisiensi *round-trip* lebih tinggi (~98% vs ~85%)
- *Depth of Discharge (DoD)* lebih dalam
- Umur siklus lebih panjang

Simulasi akan menentukan teknologi penyimpanan optimal berdasarkan nilai Net Present Cost (NPC) terendah sepanjang siklus hidup proyek.

#### **5. Kendala Lahan dan Perhitungan Kapasitas**

Keterbatasan lahan menjadi kendala utama untuk ekspansi PLTS *ground-mounted*. Survei lokasi menunjukkan luas maksimum tersedia sekitar 2.000 m<sup>2</sup>.

Dari sistem eksisting:

$$R_{land} = \frac{5000 \text{ m}^2}{400 \text{ kWp}} = 12,5 \text{ m}^2/\text{kWp}$$

Sehingga kapasitas maksimum sistem baru:

$$P_{new} = \frac{2000 \text{ m}^2}{12,5 \text{ m}^2/\text{kWp}} = 160 \text{ kWp}$$

Disesuaikan dengan konfigurasi teknis inverter (52,8 kWp per string), kapasitas ditetapkan menjadi 158,4 kWp (3 string). Kebutuhan kapasitas tambahan dialokasikan pada sistem *Floating PV (FPV)*.

#### **6. Pemodelan Termal Floating PV**

Dalam simulasi FPV pada PVsyst, prediksi temperatur modul ( $T_{module}$ ) menjadi parameter krusial untuk memperhitungkan efek pendinginan oleh badan air. Model regresi diadopsi dari studi kasus PLTS Terapung Cirata:

$$T_{module} = 1,301T_{ambient} + 0,026G - 0,934ws - 7,59$$

Dengan:

- $T_{ambient}$  (°C)
- $G$  = iradiasi global (W/m<sup>2</sup>)
- $ws$  = kecepatan angin (m/s)

Nilai rata-rata koefisien kehilangan termal ( $U_{value}$ ) sebesar 27,72 W/m<sup>2</sup>K, lebih tinggi dibanding standar 20 W/m<sup>2</sup>K untuk sistem darat pada PVsyst. Hal ini mengindikasikan performa pendinginan yang lebih baik sehingga meningkatkan efisiensi listrik dan *energy yield* sistem FPV.

## 7. Parameter Ekonomi dan Analisis Sunk Cost

Untuk menghasilkan evaluasi ekonomi yang realistis pada aset utilitas eksisting, penelitian ini menerapkan metodologi *sunk cost*. Berbeda dengan proyek *greenfield*, seluruh aset eksisting (PLTS 211,2 kWp, baterai 480 kWh, dan dua diesel 250 kVA) diberi nilai CAPEX = 0, namun biaya operasional (OPEX) serta biaya penggantian pada akhir umur teknis tetap diperhitungkan.

Analisis finansial dilakukan selama 25 tahun dengan:

- *Discount rate*: 4,75%
- Inflasi: 2,60%
- Harga solar: 16.333 IDR/liter (termasuk biaya transportasi)

Simulasi ekonomi dilakukan menggunakan HOMER Pro dengan parameter biaya sesuai Tabel 4. Sistem FPV memiliki CAPEX lebih tinggi dibanding *ground-mounted* karena kebutuhan struktur apung dan sistem *anchoring* [8].

Fungsi objektif optimasi adalah meminimalkan Net Present Cost (NPC) dengan memenuhi batasan teknis berupa fraksi energi terbarukan minimum serta memastikan Loss of Load Probability (LLOP) = 0%,

sehingga keandalan sistem tetap terjamin.

## C. Hasil Penelitian dan Pembahasan

### 1. Evaluasi Kinerja Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS)

Simulasi teknis yang dilakukan menggunakan PVsyst memberikan gambaran komprehensif mengenai perbandingan performa antara infrastruktur eksisting dan teknologi ekspansi yang diusulkan.

Hasil simulasi untuk sistem PLTS eksisting berkapasitas 211,2 kWp menunjukkan produksi energi tahunan sebesar 273.939 kWh. Faktor kehilangan (*loss factor*) dominan pada sistem ini adalah rugi-rugi termal akibat temperatur, yang berkontribusi sebesar 13,9% terhadap total rugi sistem.

Pada skenario ekspansi, dilakukan perbandingan performa array identik berkapasitas 52,8 kWp yang dipasang pada dua kondisi instalasi berbeda:

- Ground-mounted (ekspansi darat Klaster 1)
- Floating PV (FPV) di perairan pesisir

Hasil perbandingan performa tahunan ditunjukkan pada Tabel 5.



Tabel 5. Perbandingan Kinerja Tahunan: PLTS Darat vs. PLTS Terapung (52,8 kWp)

Parameter	Ground-Mounted PV	Floating PV	Selisih
Produksi Tahunan (kWh)	70.002	72.181	+3,11%
Specific Yield (kWh/kWp)	1.325	1.367	+3,16%
Performance Ratio (PR)	81,8%	84,1%	+2,81%
Rugi Termal	10,9%	8,5%	-22%

Hasil ini menunjukkan secara empiris keunggulan sistem Floating PV pada lingkungan tropis maritim. Sistem FPV mencapai *Performance Ratio (PR)* sebesar 84,1%, lebih tinggi dibanding sistem darat sebesar 81,8%. Peningkatan efisiensi ini secara langsung disebabkan oleh efek pendinginan (*cooling effect*) dari badan air yang berfungsi sebagai *heat sink*, sehingga menurunkan temperatur operasi sel surya.

Rugi-rugi termal pada FPV turun menjadi 8,5%, dibandingkan 10,9% pada sistem darat. Temuan ini menguatkan hasil penelitian sebelumnya [8] bahwa FPV bukan hanya solusi keterbatasan lahan, tetapi juga peningkatan teknis untuk optimasi *energy yield* pada wilayah

beriradiasi dan bertemperatur tinggi seperti Kepulauan Sebir.

## 2. Skenario Optimasi Tekno-Ekonomi

Optimasi menggunakan HOMER Pro mengevaluasi tiga skenario untuk memenuhi beban tahunan sebesar 833.871 kWh.

Tabel 6. Arsitektur Sistem dan Bauran Energi per Skenario

Komponen	Skenario 1 (BAU)	Skenario 2 (Optimal)	Skenario 3 (100% RE)
Total PV (kWp)	211,2	580,8	1.636,8
PV Eksisting (kWp)	211,2	211,2	211,2
PV Darat Baru (kWp)	-	158,4	158,4
FPV Baru (kWp)	-	211,2	1.267,2
Storage (kWh)	480 (Lead-Acid)	1.325 (Li-ion)	5.875 (Li-ion)
Unmet Load	0%	0%	0%

## 3. Kinerja Ekonomi (NPC dan LCOE)

Analisis ekonomi menunjukkan perbedaan signifikan antara strategi dekarbonisasi parsial dan penuh. Skenario 2 (Optimal) menjadi opsi paling layak secara finansial dengan:

- Net Present Cost (NPC): IDR 78,55 miliar
- Levelized Cost of Energy (LCOE): IDR 4.879/kWh

Nilai ini lebih rendah dibanding BAU (IDR 6.327/kWh), menunjukkan penurunan biaya listrik sekitar 20%.

Tabel 7. Hasil Evaluasi Ekonomi

Parameter	BAU	Optimal	100% RE
Investasi Awal (Miliar IDR)	2,03*	19,50	89,32
NPC (Miliar IDR)	101,87	78,55	176,09
LCOE (IDR/kWh)	6.327	4.879	10.938
Biaya Operasi (Miliar IDR/tahun)	0,64	0,58	1,41
Biaya BBM (Miliar IDR/tahun)	4,01	1,70	0,00

\*Catatan: BAU mencerminkan penggantian baterai segera.

Penurunan LCOE pada Skenario 2 dicapai melalui pemanfaatan *sunk cost* generator diesel eksisting sebagai cadangan (kontribusi 38%). Strategi ini mencegah kebutuhan *oversizing* baterai.

Sebaliknya, Skenario 3 (100% RE) membutuhkan investasi sangat besar (IDR 89,32 miliar) untuk memasang 5,8 MWh baterai dan 1,6

MWp PV. LCOE meningkat menjadi IDR 10.938/kWh, atau 72% lebih tinggi dari sistem dominan diesel saat ini. Hal ini konsisten dengan fenomena “*last mile cost*” dalam transisi energi terbarukan [19].

#### 4. Dinamika Penyimpanan Energi dan Transisi Teknologi

Pada Skenario 1, baterai Lead-Acid 480 kWh menunjukkan utilisasi rendah dengan *annual throughput* hanya ±5.495 kWh. Batasan DoD dangkal membuatnya hanya berfungsi sebagai *voltage stabilization*.

Sebaliknya, baterai Li-ion 1.325 kWh pada Skenario 2 memungkinkan *energy shifting* signifikan dengan pelepasan energi tahunan 282.918 kWh.

Tabel 8. Perbandingan Throughput Energi Baterai

Parameter	Lead-Acid	Li-ion
Kapasitas	480 kWh	1.325 kWh
Charge Tahunan	8.785 kWh	288.645 kWh
Discharge Tahunan	7.660 kWh	282.918 kWh
Efisiensi Roundtrip	87%	98%
Frekuensi Siklus	Rendah	Tinggi (harian)

Profil *State of Charge (SOC)* menunjukkan bahwa baterai Li-ion pada skenario optimal mengalami

siklus dalam dan reguler, memungkinkan penetrasi energi surya mencapai 66% bauran energi.

### 5. Analisis Dampak Lingkungan

Transisi menuju sistem hibrida berbasis energi terbarukan memberikan manfaat lingkungan signifikan.

Tabel 9. Dampak Lingkungan dan Fraksi Energi Terbarukan

Parameter	BAU	Optimal	Reduksi
<b>Konsumsi BBM (L/tahun)</b>	245.644	104.587	-57,4%
<b>Emisi CO<sub>2</sub> (kg/tahun)</b>	647.900	275.855	-57,4%
<b>Renewable Fraction</b>	23,52%	66,61%	+43,09 poin

Skenario optimal mengurangi konsumsi solar sekitar 131 kL/tahun, setara dengan reduksi ±343 ton CO<sub>2</sub> per tahun. Meskipun Skenario 3 menghilangkan emisi sepenuhnya, biaya marginal pengurangan emisi tambahan 43% terakhir sangat tinggi secara ekonomi. Oleh karena itu, Skenario 2 merepresentasikan titik keseimbangan (*sweet spot*) antara dekarbonisasi agresif dan keberlanjutan finansial sistem kelistrikan pulau.

### D. Kesimpulan

Penelitian ini berhasil mendemonstrasikan kelayakan teko-ekonomi ekspansi sistem hibrida *brownfield* di wilayah kepulauan melalui pendekatan simulasi multi-perangkat lunak. Hasil penelitian mengonfirmasi bahwa integrasi sistem *floating photovoltaics* (FPV) dan teknologi penyimpanan energi Lithium-Ion (Li-ion) modern ke dalam mikrogrid berbasis diesel eksisting memberikan jalur dekarbonisasi yang pragmatis dan aplikatif. Secara khusus, analisis optimasi menunjukkan bahwa strategi ekspansi bertahap—dengan mempertahankan aset generator diesel sebagai *backup supply* sembari meningkatkan kapasitas energi terbarukan secara agresif—menghasilkan kinerja ekonomi paling optimal.

Pendekatan ini secara signifikan menurunkan *Levelized Cost of Energy* (LCOE) dibandingkan skenario *business as usual*, sekaligus memvalidasi hipotesis bahwa konfigurasi sistem hibrida lebih unggul secara finansial dibandingkan ketergantungan penuh pada bahan bakar fosil maupun transisi instan menuju sistem 100% energi terbarukan, yang saat ini masih belum

ekonomis akibat kebutuhan kapasitas penyimpanan energi yang sangat besar. Simulasi optimasi dilakukan menggunakan HOMER Pro dengan parameter teknis performa surya yang dimodelkan secara rinci pada PVsyst, sehingga menghasilkan evaluasi yang terintegrasi antara aspek teknis dan finansial.

Selain itu, penelitian ini secara empiris membuktikan keunggulan teknis sistem PLTS terapung dibandingkan sistem darat pada lingkungan tropis maritim. Efek pendinginan alami dari badan air berfungsi sebagai *thermal sink*, menurunkan temperatur operasi modul dan meningkatkan *performance ratio* serta *specific yield*. Keunggulan ini tidak hanya meningkatkan produksi energi, tetapi juga menjadi solusi terhadap keterbatasan lahan yang umum terjadi di pulau-pulau kecil.

Dari perspektif lingkungan, konfigurasi sistem optimal mampu menurunkan konsumsi bahan bakar diesel dan emisi karbon secara signifikan, sehingga operasional sistem tenaga listrik lokal menjadi selaras dengan target transisi energi nasional dan komitmen pengurangan emisi. Pendekatan ini memungkinkan

pencapaian dekarbonisasi yang substansial tanpa menimbulkan beban finansial yang tidak berkelanjutan bagi utilitas.

Secara keseluruhan, penelitian ini merekomendasikan strategi transisi yang menitikberatkan pada pemanfaatan teknologi penyimpanan berefisiensi tinggi serta implementasi *floating solar* sebagai model ekspansi yang skalabel dan replikatif untuk elektrifikasi berkelanjutan di wilayah kepulauan dengan karakteristik serupa.

#### **DAFTAR PUSTAKA**

- Aprilianto, R. A., & Ariefianto, R. M. (2021). Peluang dan tantangan menuju net zero emission (NZE) menggunakan variable renewable energy (VRE) pada sistem ketenagalistrikan di Indonesia.
- Abed, A. N., Kasim, N. K., & Hussain, H. H. (2020). Peningkatan kinerja sistem tenaga surya CIGS terhubung jaringan menggunakan konsentrator planar: Studi kasus Baghdad [Dalam bahasa Inggris]. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.3317.2.73604>
- Aprilana, A., Alif, H. H., Cahyo, N., Winahyu DH, T., & Wulan, R. (2018, Desember). Kajian potensi & desain PLTS 2018. Jakarta.
- Bank Indonesia. (2025). Indikator moneter. Diakses 27 November 2025,

dari

<https://www.bi.go.id/id/statistik/indikator/Default.aspx>

Blank, L., & Tarquin, A. (2012). *Engineering economy* (Edisi ke-7). New York, NY: McGraw-Hill.

Comello, S., & Reichelstein, S. (2019). Munculnya penyimpanan baterai yang hemat biaya [Dalam bahasa Inggris]. *Nature Communications*, 10(1). <https://doi.org/10.1038/s41467-019-09988-z>

Cosgun, A. E., & Demir, H. (2024). Investigasi pengaruh albedo pada sistem fotovoltaik terapung berbasis simulasi: Desain sistem fotovoltaik terapung bifacial 1 MW [Dalam bahasa Inggris]. *Energies*, 17(4). <https://doi.org/10.3390/en17040959>

Dufo-López, R., Cortés-Arcos, T., Artal-Sevil, J. S., & Bernal-Agustín, J. L. (2021). Perbandingan model prediksi umur baterai timbal-asam dan lithium-ion pada sistem fotovoltaik mandiri [Dalam bahasa Inggris]. *Applied Sciences*, 11(3), 1–16. <https://doi.org/10.3390/app11031099>

Hartopo, I., & Rosyadi, A. Y. (2025). Desain sistem PLTS hybrid dengan pemodelan HOMER Pro dan PVSyst di Desa Semang, NTT, Indonesia. *JTERA (Jurnal Teknologi Rekayasa)*, 10(1), 113–122. <https://doi.org/10.31544/jtera.v10.i1.2025.113-122>

HOMER Pro. (2025). Biaya operasi dan pemeliharaan (O&M) diesel. Diakses 12 Desember 2025, dari

<https://homerenergy.my.site.com/supporcenter/s/article/diesel-om-costs>

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. (2025). *Rencana usaha penyediaan tenaga listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) 2025–2034*. Jakarta: Penulis.

Kompas. (2025, 1 Desember). Harga BBM Pertamina Dex Desember 2025: Cek seluruh provinsi Indonesia. Diakses 20 Desember 2025, dari <https://money.kompas.com/read/2025/12/01/143030326/harga-bbm-pertamina-dex-desember-2025-cek-seluruh-provinsi-indonesia>

Kementerian Kelautan dan Perikanan Republik Indonesia. (2021). *Peraturan Menteri Kelautan dan Perikanan Nomor 28 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Penataan Ruang Laut*. Indonesia.

Marsh, J. (2026). Panel surya monokristalin vs. polikristalin. Diakses 10 Februari 2026, dari <https://www.energysage.com/solar/monocrystalline-vs-polycrystalline-solar/>

Mishra, P. R., Rathore, S., & Jain, V. (2024). Evaluasi waktu nyata sistem fotovoltaik surya terhubung jaringan berbasis PVSyst [Dalam bahasa Inggris]. *International Journal of Information Technology*, 16(2), 745–752. <https://doi.org/10.1007/s41870-023-01677-x>

Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan

Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik. (2022). Indonesia.

Ramasamy, V., & Margolis, R. (2021, Oktober). *Tolok ukur biaya sistem fotovoltaik terapung: Instalasi kuartal I 2021 pada badan air buatan [Dalam bahasa Inggris]*. Diakses 11 Desember 2025, dari <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/80695.pdf>

Sisdwinugraha, A. P., & Riyandi, N. (2024, Maret). *Peta jalan Nusa Penida 100% energi terbarukan*. Jakarta: Institute for Essential Services Reform.

Zuhri, M. R. R., Umar, A., & Husnayain, F. (2025). Optimasi sistem tenaga hibrida untuk pengurangan biaya dan emisi: Studi kasus dari Indonesia [Dalam bahasa Inggris]. *International Journal of Electrical, Energy and Power System Engineering*, 8(2), 190–207. <https://doi.org/10.31258/ijeepse.8.2.190-207>