TELKA: Jurnal Telekomunikasi, Elektronika, Komputasi, dan Kontrol
Vol. 12, No. 2, July 2026, pp. 208-219
ISSN (e): 2540-9123 ISSN (p): 2502-1982
DOI: https://doi.org/10.15575/telka.v12n2.205-216

Optimasi Multi-Objektif Kapasitas Baterai PLTS Off-Grid dengan Beban Dinamis Tinggi menggunakan NSGA-II

Yusiran[*1], Fauzun Atabiq[2], Oloan Gana Putra Siregar[3]
[1,2,3]Jurusan Teknik Elektro, Politeknik Negeri Batam, Indonesia
yusiran@polibatam.ac.id[1], atabiq@polibatam.ac.id[2], oloan@polibatam.ac.id[3]

Info Artikel

Riwayat artikel:
Diterima: 29 April 2026
Direvisi: 8 Mei 2026
Disetujui: 21 Mei 2026
Diterbitkan: Juli 2026

Kata kunci:
Beban dinamis;
LCOE;
LPSP;
NSGA;
PLTS *off -grid*.

ABSTRAK

Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) *off-grid* di wilayah kepulauan terpencil, seperti Pulau Karimun, Kepulauan Riau, menghadapi tantangan beban dinamis tinggi yang menyebabkan ketidakseimbangan antara produksi energi, kapasitas penyimpanan, dan konsumsi beban. Penelitian ini bertujuan menentukan kapasitas baterai optimal pada PLTS *off-grid* 8,12 kWp dengan mempertimbangkan tiga parameter utama: *Loss of Power Supply Probability (LPSP), Self-Consumption Ratio (SCR), dan Levelized Cost of Energy (LCOE)*. Optimasi multi-objektif dilakukan menggunakan algoritma Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II (NSGA-II) berbasis data operasional 122 hari pada dua skenario kapasitas awal (16 kWh dan 32 kWh) serta tiga profil beban (normal, ekstrem tinggi, ekstrem rendah). Hasil optimasi menunjukkan bahwa kapasitas baterai optimal (*knee point*) adalah 24 kWh dengan LPSP 3,21%, SCR 96,79%, dan LCOE Rp3.752/kWh. Dibandingkan dengan baterai 16 kWh (LPSP 8,76%, LCOE Rp3.535/kWh) dan baterai 32 kWh (LPSP 2,84%, LCOE Rp4.099/kWh), kapasitas 24 kWh memberikan keseimbangan terbaik antara keandalan pasokan, swasembada energi, dan biaya investasi. Peningkatan kapasitas di atas 24 kWh hanya memperbaiki LPSP sebesar 0,37% namun menaikkan LCOE hingga 9,2%. Kesimpulannya, peningkatan kapasitas baterai dari 16 kWh menjadi 24 kWh merupakan strategi paling *cost-effective* untuk sistem PLTS *off-grid* dengan beban dinamis tinggi. Metodologi ini dapat direplikasi untuk perencanaan sistem *off-grid* di lokasi terpencil lainnya.

Penulis Korespondensi:
Yusiran,
Politeknik Negeri Batam
yusiran@polibatam.ac.id

1. PENDAHULUAN

Pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) *off-grid* menjadi solusi utama untuk wilayah terpencil yang belum terjangkau jaringan nasional [1], [2]. Namun, sistem ini menghadapi tantangan besar akibat intermitensi radiasi matahari dan ketidakpastian beban. Fluktuasi beban yang dinamis, terutama di daerah dengan aktivitas sosial-ekonomi yang berubah-ubah,

menyebabkan ketidakseimbangan antara produksi energi dan konsumsi. Studi awal menunjukkan bahwa tanpa penyimpanan energi yang memadai, keandalan pasokan akan sangat rendah [3]. Di sisi lain, kapasitas baterai yang berlebihan meningkatkan biaya investasi secara signifikan [2]. Oleh karena itu, penentuan kapasitas baterai yang optimal merupakan masalah kunci dalam perancangan PLTS *off-grid*, khususnya pada lokasi dengan pola beban dinamis tinggi seperti pulau-pulau kecil di Indonesia.

Pada beberapa penelitian, tiga parameter utama sering digunakan untuk menilai kinerja sistem off-grid: *Loss of Power Supply Probability* (LPSP), *Self-Consumption Ratio* (SCR), dan *Levelized Cost of Energy* (LCOE). LPSP mengukur keandalan pasokan terhadap beban [4], [5]; SCR menunjukkan seberapa besar energi surya yang dimanfaatkan secara lokal dan LCOE mewakili biaya per kWh selama umur sistem [6]. Ketiga indikator ini bersifat saling bertentangan (*trade-off*): meningkatkan kapasitas baterai memperbaiki LPSP dan SCR tetapi menaikkan LCOE, sebaliknya mengurangi baterai menurunkan biaya tetapi mengorbankan keandalan [7]. Oleh karena itu, optimasi multi-objektif diperlukan untuk menemukan kompromi terbaik, bukan sekadar meminimalkan biaya atau memaksimalkan keandalan secara terpisah.

Penelitian terkini banyak menggunakan algoritma evolusioner untuk optimasi multi-objektif, terutama NSGA-II dan MOPSO [3], [7], [8]. NSGA-II terbukti menghasilkan solusi Pareto yang lebih beragam dan konvergen lebih baik dibandingkan metode lain pada berbagai studi kasus [7], [8], [9], [10], [11]. Beberapa penelitian mengoptimasi LPSP dan LCOE untuk sistem *hybrid* PV-*wind-battery* [3], [12]. Namun, studi yang secara simultan mengikutsertakan SCR sebagai fungsi tujuan ketiga masih belum banyak dilakukan [13], [14]. Padahal SCR sangat penting untuk mengevaluasi kemandirian energi dan mengurangi pemborosan energi surya, terutama pada sistem *off-grid* yang tidak memiliki jaringan listrik [14]. Pengabaian SCR dapat menyebabkan kapasitas baterai yang dipilih secara ekonomi efisien tetapi kurang optimal dalam memanfaatkan energi lokal, sehingga energi surplus siang hari yang seharusnya dapat mengurangi defisit malam justru terbuang (*curtailment*). Peran SCR menjadi pembeda utama dalam penelitian ini karena SCR secara langsung mengukur efisiensi pemanfaatan energi surya lokal—sesuatu yang tidak tercakup oleh LPSP maupun LCOE. Dalam konteks sistem off-grid di wilayah tropis dengan iradiasi tinggi dan pola beban yang fluktuatif, SCR yang rendah mengindikasikan banyaknya energi terbuang yang sebenarnya bisa menggantikan kebutuhan baterai atau mengurangi konsumsi bahan bakar. Dengan menjadikan SCR sebagai salah satu fungsi tujuan, optimasi akan mencari konfigurasi yang tidak hanya andal dan murah, tetapi juga mampu memanfaatkan energi surya secara maksimal tanpa injeksi ke jaringan.

Berdasarkan tinjauan tersebut, terdapat beberapa kesenjangan penelitian (*gap*). Pertama, sebagian besar model hanya mempertimbangkan dua fungsi tujuan (biasanya LPSP dan LCOE) tanpa mengintegrasikan SCR sebagai parameter ketiga [1], [2], [5], [12]. Kedua, studi yang menggunakan data beban dinamis tinggi dari wilayah kepulauan tropis masih sangat terbatas. Dalam penelitian ini, beban dinamis tinggi didefinisikan secara kuantitatif menggunakan *Peak Ratio* (PR) sebagaimana diperkenalkan pada [16], yaitu rasio antara daya rata-rata selama periode puncak terhadap daya rata-rata selama periode normal. Nilai PR > 1 mengindikasikan bahwa konsumsi daya pada periode puncak lebih tinggi dibandingkan periode normal [16]. Berdasarkan data riil dari sistem *off-grid* di kepulauan tropis yang digunakan dalam penelitian ini, diperoleh nilai PR sebesar 1,76 untuk kondisi beban normal dan 2,55 untuk kondisi beban dengan fluktuasi ekstrem. Fluktuasi beban dengan PR tinggi seperti ini sangat mempengaruhi kebutuhan kapasitas baterai, karena baterai harus mampu menyediakan daya puncak yang besar sekaligus mengisi ulang pada periode surplus siang [4], [6]. Ketiga, pendekatan diskrit (misalnya membandingkan kapasitas 16 kWh, 32 kWh) masih umum, sementara pencarian kapasitas kontinu dengan NSGA-II dapat menemukan *knee point* yang lebih tepat [3], [9].

Oleh karena itu, kontribusi dari penelitian ini adalah: (1) integrasi LPSP, SCR, dan LCOE dalam satu kerangka optimasi multi-objektif untuk PLTS *off-grid*, dengan peran SCR yang diperkuat sebagai indikator utama kemandirian energi; (2) penerapan NSGA-II pada sistem riil dengan beban dinamis tinggi yang telah dikuantifikasi (rasio puncak malam/siang >3:1, *ramp*

rate >1 kW/15 menit) di wilayah kepulauan; dan (3) penentuan kapasitas baterai kontinu yang menyeimbangkan ketiga parameter, bukan hanya pada nilai diskrit yang umum dipasang, sehingga menghasilkan solusi yang lebih optimal dan adaptif terhadap profil beban yang fluktuatif.

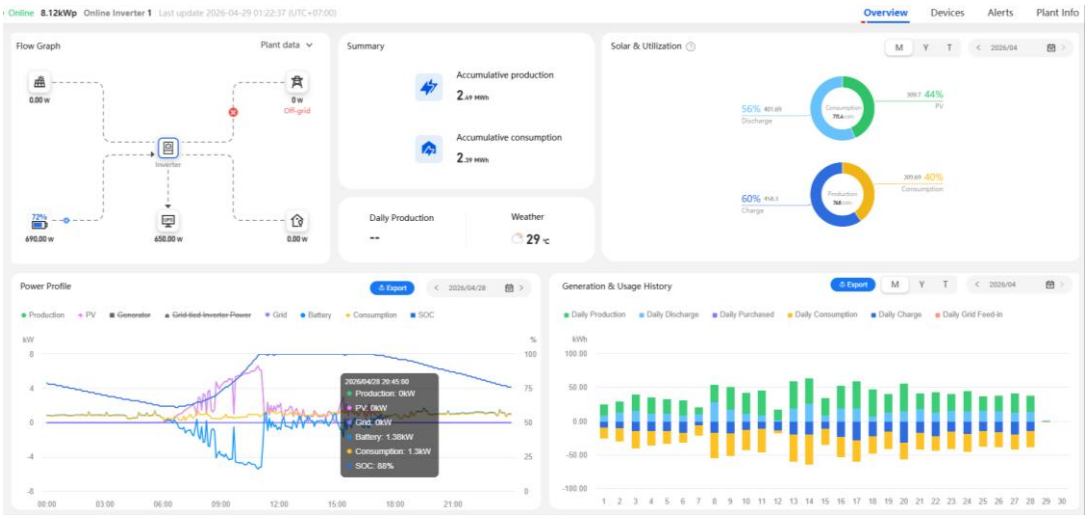
2. METODE

Metode penelitian ini terdiri dari beberapa tahap: pengumpulan data sistem PLTS *off-grid*, pengolahan data beban dan produksi PV, perumusan model optimasi multi-objektif dengan tiga fungsi tujuan, penerapan algoritma NSGA-II, serta analisis solusi Pareto untuk menentukan kapasitas baterai optimal.

2.1. Deskripsi Sistem PLTS Off-Grid

Sistem PLTS *off-grid* yang diteliti berlokasi di Pulau Karimun, Provinsi Kepulauan Riau. Sistem ini memiliki kapasitas panel surya terpasang sebesar 8,12 kWp. Sistem penyimpanan energi awal menggunakan baterai dengan kapasitas total 16 kWh (jenis LFP), yang kemudian ditingkatkan menjadi 32 kWh pada periode operasi berikutnya. Sistem beroperasi secara mandiri tanpa terhubung ke jaringan listrik nasional.

Data pengukuran didapatkan dari aplikasi *Deye Cloud* seperti yang ditampilkan pada Gambar 1. Parameter utama sistem yang diukur setiap interval waktu 5 menit.



Gambar 1. Tampilan antarmuka aplikasi *Deye Cloud* untuk monitoring sistem PLTS.

Data operasional dikumpulkan selama 122 hari (sekitar 4 bulan) pada periode Desember 2025–April 2026. Terdapat tiga kategori profil beban yang diamati:

1. Beban normal (16n, 32n): profil beban tipikal pada saat baterai 16 kWh dan 32 kWh.
2. Beban ekstrem tinggi (16e, 32e): profil beban di atas rata-rata harian.
3. Beban ekstrem rendah (16l, 32l): profil beban di bawah rata-rata harian.

2.2. Perumusan Model Optimasi Multi-Objektif

Optimasi kapasitas baterai dirumuskan sebagai masalah optimasi multi-objektif dengan tiga fungsi tujuan yang saling bertentangan:

1. Minimisasi *Loss of Power Supply Probability* (LPSP) – menjamin keandalan pasokan.
2. Maksimisasi *Self-Consumption Ratio* (SCR) – memaksimalkan pemanfaatan energi surya lokal.
3. Minimisasi *Levelized Cost of Energy* (LCOE) – meminimalkan biaya energi.

Variabel keputusan adalah kapasitas baterai C_{bat} dalam kWh, yang dicari dalam rentang 16 kWh hingga 48 kWh dengan kelipatan kontinu (optimasi kontinu, kemudian dibulatkan ke kelipatan 2 kWh untuk implementasi).

LPSP didefinisikan sebagai probabilitas kegagalan pasokan energi, yaitu rasio total defisit energi terhadap total kebutuhan energi selama periode simulasi [4], [9]. Perhitungan dilakukan berdasarkan keseimbangan energi setiap jam menggunakan Persamaan (1) dan (2).

Defisit energi pada jam ke-t dihitung dengan persamaan (1) [4]:

$$E_{def}(t) = \max\left(0, E_{load}(t) - E_{PV}(t) - E_{bat,dis}(t)\right) \quad (1)$$

Selanjutnya, nilai LPSP dihitung dengan persamaan (2) [5]:

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^{T} E_{def}(t)}{\sum_{t=1}^{T} E_{load}(t)} \quad (2)$$

dimana:

$E_{load}(t)$: kebutuhan beban pada jam ke-t (kWh)
$E_{PV}(t)$: energi yang dihasilkan PV pada jam ke-t (kWh)
$E_{bat,dis}(t)$: energi yang dapat dikeluarkan baterai pada jam ke-t (kWh), tergantung pada SoC dan kapasitas.

Nilai LPSP yang lebih rendah atau mendekati 0 menunjukkan sistem lebih andal.

SCR mengukur seberapa besar energi surya yang dikonsumsi langsung oleh beban (tidak terbuang). Perhitungan SCR mengacu pada [13], [14] dan dinyatakan dalam Persamaan (3) atau Persamaan (4).

$$SCR = \frac{\sum_{t=1}^{T} \min\left(E_{\text{load}}(t), E_{PV}(t) + E_{\text{bat,dis}}(t)\right)}{\sum_{t=1}^{T} E_{PV}(t)} \quad (3)$$

atau ekuivalen:

$$SCR = 1 - \frac{E_{\text{curtailed}}}{\sum_{t=1}^{T} E_{PV}(t)} \quad (4)$$

dengan $E_{\text{curtailed}}$ adalah total energi surya yang terbuang. Nilai SCR mendekati 1 berarti hampir seluruh energi surya termanfaatkan secara lokal [13].

LCOE dihitung dengan mempertimbangkan biaya investasi awal, biaya operasi dan pemeliharaan (O&M), serta energi total yang disuplai ke beban selama umur proyek [7], [12]. Persamaan (5) digunakan untuk menghitung LCOE.

$$LCOE = \frac{C_{inv} + \sum_{y=1}^{Y} \frac{C_{O\&M,y}}{(1+r)^y}}{\sum_{y=1}^{Y} \frac{E_{\text{served},y}}{(1+r)^y}} \quad (5)$$

dengan:

C_{inv} : total biaya investasi awal (Rp)
$C_{O\&M,y}$: biaya operasi dan pemeliharaan tahun ke-y (Rp)
$E_{served,y}$: total energi yang disuplai ke beban pada tahun ke-y (kWh)
r : tingkat diskonto (12%)
Y : umur proyek (25 tahun)

Nilai dari masing-masing parameter pada persamaan (5), seperti total biaya investasi awal, biaya operasi dan pemeliharaan tahunan, serta tingkat diskonto, disajikan secara lengkap pada Tabel 1.

Tabel 1. Parameter ekonomi untuk perhitungan LCOE.

Parameter	Nilai
Biaya investasi PLTS (8,12 kWp + instalasi)	IDR 115.000.000
Biaya inverter	IDR 12.000.000
Biaya baterai per 16 kWh	IDR 35.000.000
Biaya O&M tahunan	IDR 1.000.000
Tingkat diskonto	12%
Umur sistem	25
Tahun penggantian baterai	Tahun ke- 10

Biaya investasi baterai dimodelkan sebagai fungsi linear terhadap kapasitas [2], [9] pada Persamaan (6).

$$C_{bat}(C) = C_{bat,\text{fix}} + k \cdot C \tag{6}$$

dengan:

$C_{bat}(C)$: total biaya investasi baterai (Rp)
$C_{bat,fix}$: biaya tetap baterai (Rp), meliputi biaya BMS, kontroler, dan instalasi
k : biaya variabel per satuan kapasitas baterai (Rp/kWh)
C : kapasitas baterai (kWh)

2.3. Algoritma NSGA-II untuk Optimasi Multi-Objektif

Algoritma *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II* (NSGA-II) digunakan untuk mencari himpunan solusi Pareto optimal. Parameter algoritma disajikan pada Tabel 2.

Tabel 2. Parameter NSGA-II.

Parameter	Nilai
Ukuran populasi	80
Jumlah generasi	100
Probabilitas crossover	0,9
Probalitas mutasi	0,2
Indeks distribusi crossover	20
Indeks distribusi mutase	20
Batas kapasitas baterai	16-48

Prosedur NSGA-II dalam penelitian ini:

1. Inisialisasi populasi : membangkitkan 80 individu kapasitas baterai dalam rentang [16, 48] kWh secara acak.
2. Evaluasi *fitness* : untuk setiap individu, hitung LPSP, SCR, dan LCOE dengan simulasi operasi sistem selama 122 hari menggunakan data beban dan PV.
3. Penentuan non-dominated sorting : mengelompokkan individu ke dalam front Pareto berdasarkan dominasi.
4. Perhitungan jarak *crowding* : untuk menjaga keragaman solusi dalam setiap front.
5. Seleksi turnamen : memilih individu induk berdasarkan peringkat non-domination dan jarak *crowding* (lebih tinggi lebih baik).
6. Crossover dan mutasi : menghasilkan populasi anak (*offspring*) dengan operator *simulated binary crossover* (SBX) dan *polynomial mutation*.

7. Penggabungan dan reduksi : menggabungkan populasi induk dan anak, kemudian melakukan *non-dominated sorting* dan seleksi untuk menghasilkan populasi baru berukuran 80.
8. Pengulangan : langkah 2–7 diulang hingga 100 generasi.
9. Ekstraksi solusi Pareto : kumpulan individu pada front pertama (rank 1) menjadi himpunan solusi optimal

Dari himpunan Pareto, dipilih satu solusi kompromi menggunakan metode jarak Euclidean ternormalisasi ke titik ideal [3], [15] (Persamaan 7). Titik ideal didefinisikan sebagai LPSP terkecil, SCR terbesar, dan LCOE terkecil di antara solusi Pareto.

$$d_i = \sqrt{\left\{\left(LPSP_i^{\{norm\}}\right)^2 + \left(SCR_i^{\{norm\}}\right)^2 + \left(LCOE_i^{\{norm\}}\right)^2\right\}} \quad (7)$$

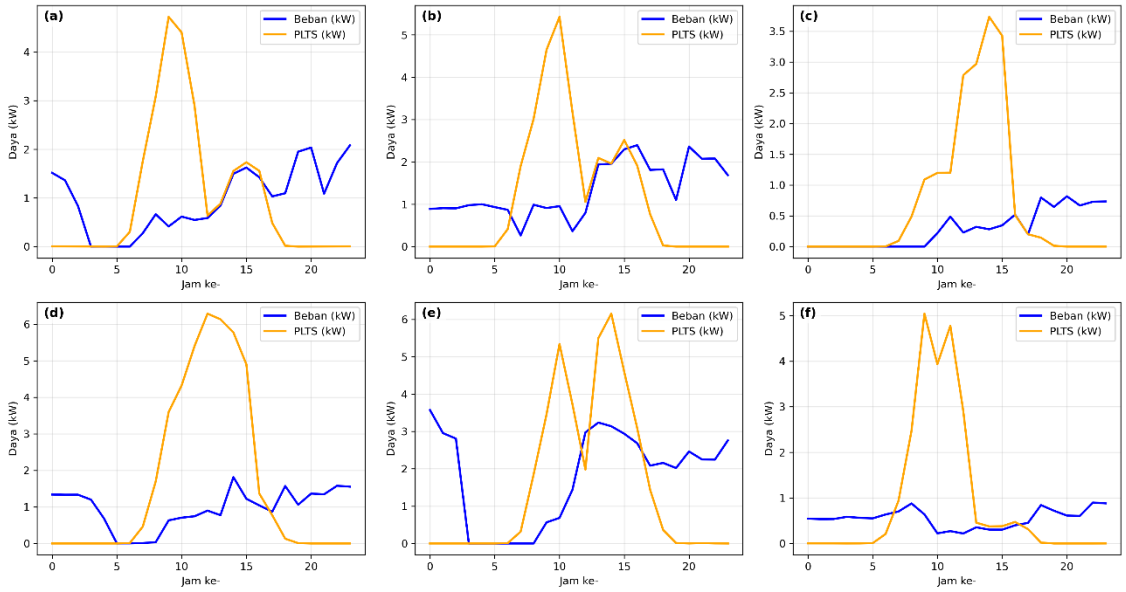
indeks i menunjukkan solusi ke-i dalam front Pareto. Solusi dengan d_i terkecil adalah *knee point*. Kapasitas baterai pada solusi tersebut kemudian dibulatkan ke kelipatan 2 kWh terdekat untuk kemudahan implementasi di lapangan.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Bagian ini menyajikan seluruh hasil simulasi dan optimasi yang telah dilakukan, meliputi karakteristik profil beban dan produksi PV, kinerja sistem eksisting pada kapasitas baterai 16 kWh dan 32 kWh, hasil *exhaustive search* hubungan LPSP, SCR, dan LCOE terhadap kapasitas baterai, solusi Pareto yang dihasilkan NSGA-II, serta penentuan kapasitas optimal (*knee point*). Setiap hasil dianalisis dan dibahas secara sistematis.

3.1 Profil Beban dan Produksi PV Intra-Hari

Gambar 2 menyajikan enam profil beban dan produksi PV intra-hari yang digunakan dalam simulasi, masing-masing untuk skenario beban normal (16n, 32n), ekstrem tinggi (16e, 32e), dan ekstrem rendah (16l, 32l). Setiap profil dinormalisasi terhadap total energi harian sehingga bentuk kurva mencerminkan pola konsumsi dan pembangkitan khas pada setiap kondisi.



Gambar 2. Enam profil beban (garis putus-putus) dan produksi PV (garis penuh) untuk skenario (a) 16n, (b) 16e, (c) 16l, (d) 32n, (e) 32e, (f) 32l.

Pada Gambar 2 terlihat bahwa profil beban normal (16n dan 32n) memiliki dua puncak: pagi hari (sekitar jam 08.00–10.00) dan sore hari (jam 18.00–20.00) dengan nilai tipikal 1,2–1,5 kW. Profil beban ekstrem tinggi (16e dan 32e) menunjukkan puncak yang jauh lebih tinggi (2,5–3,5 kW) pada periode yang sama, mencerminkan aktivitas padat. Sebaliknya, profil beban ekstrem rendah (16l dan 32l) relatif rendah pada malam hari.

Produksi PV untuk keenam skenario relatif sama karena hanya bergantung pada iradiasi. Produksi mulai meningkat setelah jam 06.00, mencapai puncak pada jam 11.00–13.00 dengan daya 0,8–1,1 kW (setelah diskalakan), kemudian menurun hingga terbenam matahari pada jam 18.00. Pola ini konsisten dengan lokasi tropis. Dari data agregat harian, total energi PV yang dihasilkan untuk kondisi beban rendah sebesar 9,7 kWh, untuk kondisi beban normal sebesar 19,6 kWh, dan untuk kondisi beban tinggi sebesar 28,7 kWh. Konsumsi energi harian rata-rata masing-masing kondisi adalah 10,0 kWh pada beban rendah, 18,8 kWh pada beban normal, dan 34,9 kWh pada beban tinggi.

Pada periode siang hari pukul 11.00–15.00, untuk kondisi beban normal, produksi PV mencapai 5,0–6,5 kW, sementara beban hanya 0,5–1,2 kW. Surplus daya rata-rata sebesar 4,0 kW selama 4 jam menghasilkan surplus energi 16 kWh per hari. Tanpa penyimpanan, surplus ini terbuang seluruhnya. Pada periode malam pukul 18.00–22.00, beban puncak mencapai 1,5–2,0 kW saat PV sudah nol, sehingga defisit daya rata-rata 1,5 kW selama 4 jam menghasilkan defisit energi 6 kWh. Untuk kondisi beban tinggi, surplus siang hari mencapai 12–14 kWh dengan produksi puncak 5,5 kW dan beban siang 1,0 kW, sedangkan defisit malam hari mencapai 10–12 kWh dengan beban puncak malam 2,5–3,5 kW. Sementara itu, pada kondisi beban rendah, surplus siang sekitar 10 kWh dengan produksi puncak 4,0 kW dan beban siang 0,5 kW, dan defisit malam hanya 3–4 kWh.

Dengan demikian, kebutuhan tambahan kapasitas baterai minimal untuk menutup defisit malam tanpa curtailment adalah 4 kWh untuk kondisi beban rendah, 6 kWh untuk kondisi beban normal, dan 12 kWh untuk kondisi beban tinggi. Tanpa tambahan kapasitas baterai, curtailment energi mencapai 10–16 kWh per hari, atau sekitar 40–60% dari total produksi PV. Ketiga nilai kebutuhan kapasitas minimal tersebut diperoleh dari kondisi beban yang berbeda—rendah, normal, dan tinggi—sementara dalam operasi riil sistem harus melayani ketiga kondisi tersebut secara dinamis. Oleh karena itu, penetapan satu kapasitas baterai yang tepat tidak dapat hanya didasarkan pada salah satu kondisi beban saja, karena akan berisiko *undercapacity* atau *overcapacity*. Diperlukan optimasi multi-objektif untuk menemukan kapasitas baterai yang mampu menyeimbangkan kinerja LPSP, SCR, dan LCOE secara simultan pada seluruh variasi beban yang ada.

3.2 Kinerja Sistem Eksisting pada Kapasitas Baterai 16 kWh dan 32 kWh

Sebelum optimasi, dievaluasi kinerja sistem pada dua kapasitas baterai yang telah terpasang, yaitu 16 kWh dan 32 kWh. Simulasi dilakukan terhadap seluruh data 122 hari dengan memilih profil intra-hari yang paling sesuai dengan beban harian. Tabel 3 merangkum parameter kinerja kedua konfigurasi

Table 3. Parameter NSGA-II.

Parameter	Kapasitas 16 kWh	Kapasitas 32 kWh
LPSP (%)	8,76	2,84
SCR(%)	92,12	98,21
LCOE(Rp/kWh)	3.535	4,099
Energi terlayani tahunan (kWh)	6357	6,769

Sistem dengan baterai 16 kWh memiliki LPSP 8,76%, yang berarti selama 122 hari terjadi defisit energi sekitar 8,76% dari total kebutuhan beban. Angka ini cukup tinggi dan mengindikasikan seringnya terjadi pemadaman atau kekurangan pasokan. SCR tercatat 92,12%,

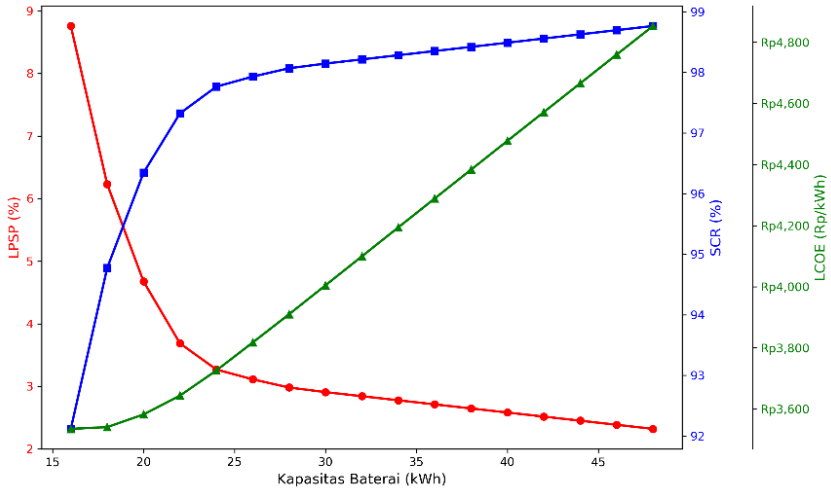
artinya 92% energi surya yang dihasilkan termanfaatkan, sisanya terbuang karena baterai sudah penuh. LCOE relatif rendah, sekitar Rp3.535/kWh, karena investasi baterai minimal.

Sebaliknya, baterai 32 kWh mampu menekan LPSP hingga 2,84% (peningkatan keandalan signifikan) dan SCR menjadi 98,21% (hampir seluruh energi surya termanfaatkan). Namun, LCOE meningkat menjadi Rp4.099/kWh (kenaikan 16%). Peningkatan kapasitas sebesar 16 kWh (dari 16 ke 32 kWh) membutuhkan biaya investasi tambahan sekitar Rp35 juta, sementara keuntungan perbaikan LPSP hanya sekitar 5,9 poin persen.

Dari perbandingan kedua kapasitas tersebut, terlihat bahwa tidak ada konfigurasi yang unggul secara mutlak dalam seluruh indikator. Baterai 16 kWh lebih unggul dari sisi biaya (LCOE 16% lebih rendah) tetapi mengorbankan keandalan (LPSP 8,76% yang cukup tinggi). Sebaliknya, baterai 32 kWh hampir mencapai swasembada energi penuh dengan SCR di atas 98%, namun dengan tambahan biaya investasi yang signifikan. Gap antara kedua kapasitas (16 kWh ke 32 kWh) menunjukkan bahwa peningkatan keandalan dan efisiensi tidak bersifat linear terhadap penambahan kapasitas. Kenaikan LPSP yang tajam dari 2,84% ke 8,76% ketika kapasitas diturunkan dari 32 kWh ke 16 kWh mengindikasikan adanya titik perubahan drastis di sekitar rentang 16–24 kWh. Sementara itu, energi terlayani tahunan hanya meningkat sekitar 6,5% meskipun kapasitas baterai digandakan

3.3 Hubungan LPSP, SCR, dan LCOE terhadap Kapasitas Baterai

Gambar 3 menampilkan hasil *exhaustive search* untuk kapasitas 16–48 kWh dengan kelipatan 2 kWh. Kurva LPSP menurun secara eksponensial: penurunan tajam terjadi dari 16 kWh hingga sekitar 24 kWh, kemudian melandai setelah 24 kWh. Penurunan LPSP dari 16 kWh ke 24 kWh mencapai 5,49 poin persen (dari 8,76% ke 3,27%), sedangkan dari 24 kWh ke 32 kWh hanya turun 0,43 poin persen (3,27% ke 2,84%). Di atas 32 kWh, penurunan LPSP semakin tipis, hanya sekitar 0,1–0,2 poin per peningkatan 2 kWh.

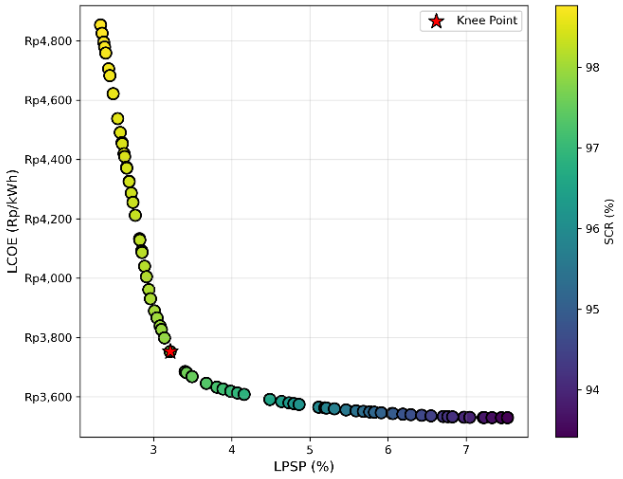


Gambar 3. Grafik LPSP, SCR, dan LCOE sebagai fungsi kapasitas baterai (16–48 kWh).

Kurva SCR meningkat cepat pada rentang 16–24 kWh (dari 92% ke 97,8%) kemudian melambat. Pada kapasitas 24 kWh, SCR sudah mencapai 97,76%, artinya hanya 2,24% energi surya yang terbuang. Peningkatan lebih lanjut hanya memberikan perbaikan marginal pada SCR. Kurva LCOE relatif konstan pada rentang 16–22 kWh (Rp3.535–3.644/kWh), kemudian mulai naik setelah 24 kWh. Kenaikan LCOE dari 24 kWh ke 32 kWh adalah sekitar 10% (dari Rp3.726 ke Rp4.099). Di atas 32 kWh, LCOE naik hampir linear dengan kemiringan sekitar Rp200–300 per kWh tambahan. Fenomena ini menunjukkan bahwa 24 kWh merupakan titik belok (*inflection point*) di mana peningkatan kapasitas lebih lanjut memberikan perbaikan keandalan yang sangat kecil tetapi biaya terus meningkat signifikan.

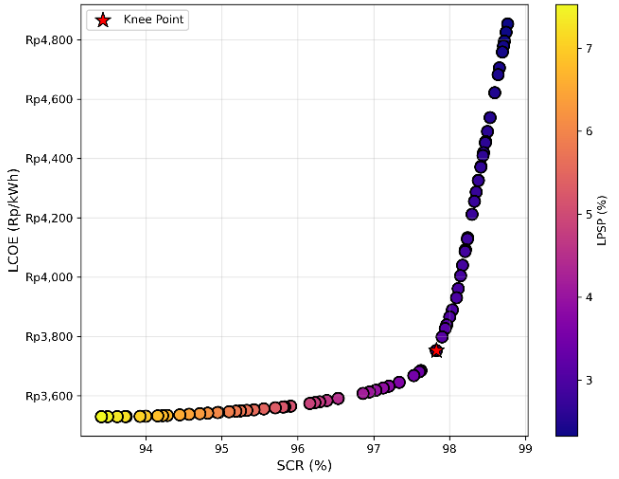
3.4 Solusi Pareto dari NSGA-II

Algoritma NSGA-II berhasil menemukan 80 solusi non-dominated (Pareto front). Gambar 4 dan Gambar 5 menyajikan proyeksi Pareto front dalam ruang dua dimensi LPSP vs LCOE dan SCR vs LCOE.



Gambar 4. Pareto front NSGA-II - LPSP vs LCOE.

Berdasarkan Gambar 4 terlihat bahwa LPSP dan LCOE berbanding terbalik *(trade-off)*. Semakin kecil LPSP (semakin andal), LCOE cenderung semakin besar. Solusi dengan LPSP di bawah 3% memiliki LCOE di atas Rp 4.000/kWh. Sebaliknya, solusi dengan LCOE murah (Rp3.530–3.600) memiliki LPSP antara 5–8%.



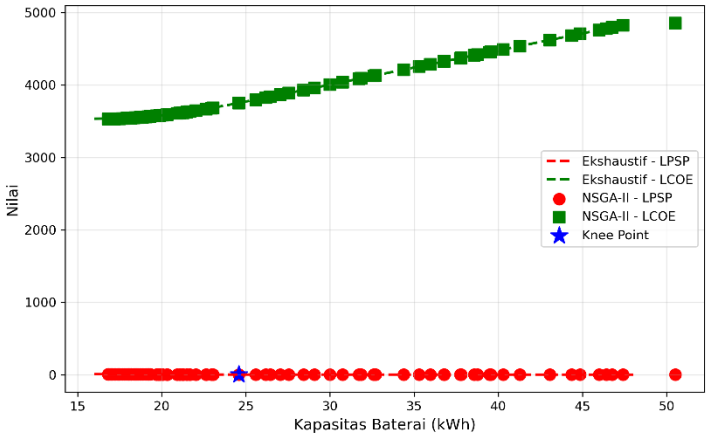
Gambar 5. Pareto front NSGA-II - SCR vs LCOE

Gambar 5 menunjukkan hubungan search SCR dan LCOE. SCR tinggi (mendekati 98–99%) selalu berasosiasi dengan LCOE tinggi. Titik-titik dengan SCR di atas 98% berada pada LCOE > Rp4.000/kWh. Sementara SCR antara 93–96% dicapai dengan LCOE Rp3.500–3.700. Dari sudut pandang multi-objektif, tidak ada solusi yang unggul dalam semua parameter. Namun, solusi kompromi diperlukan untuk mendapatkan keseimbangan.

3.5 Penentuan Kapasitas Optimal (*Knee Point*)

Menggunakan metode jarak *Euclidean* ternormalisasi ke titik ideal (Persamaan 7), dihitung nilai d_i untuk setiap solusi Pareto. Nilai d_i terkecil ditemukan pada kapasitas 24,58

kWh (dibulatkan menjadi 24 kWh). Solusi ini memiliki LPSP 3,21%, SCR 97,83%, dan LCOE Rp3.752/kWh.



Gambar 6. Identifikasi knee point pada Pareto front

Kapasitas 24 kWh memberikan keseimbangan terbaik: LPSP 3,21% (masih dalam batas wajar untuk sistem off-grid di daerah terpencil, biasanya diterima hingga 5–10%), SCR 97,83% (hampir optimal), dan LCOE Rp3.752/kWh (hanya 6% lebih mahal dari LCOE terendah Rp3.530/kWh pada kapasitas 16 kWh). Perbandingan antara kapasitas 16 kWh, 24 kWh (optimal), dan 32 kWh disajikan pada Tabel 6.

Tabel 6. Perbandingan kinerja kapasitas 16 kWh, 24 kWh, dan 32 kWh.

Parameter	Kapasitas 16 kWh (eksisting)	24 kWh (optimal)	Kapasitas 32 kWh (eksisting)
LPSP (%)	8,76	3,21	2,84
SCR(%)	92,12	97,83	98,21
LCOE(Rp/kWh)	3.535	3.752	4,099
Peningkatan LPSP dari 16 kWh	-	-5,55	-5,92
Kenaikan LCOE dari 16 kWh	-	+6,1%	+16,0%

Kapasitas 24 kWh berhasil memperbaiki LPSP sebesar 5,55 poin persen (dari 8,76% menjadi 3,21%) dengan hanya menaikkan LCOE 6,1%. Dibandingkan dengan kapasitas 32 kWh yang memberikan perbaikan LPSP hanya 0,37 poin persen tambahan (dari 3,21% ke 2,84%) tetapi dengan kenaikan LCOE 9,2% dari Rp3.752 ke Rp4.099. Dengan kata lain, peningkatan kapasitas dari 24 kWh ke 32 kWh tidak efisien secara ekonomi.

Hasil optimasi menunjukkan bahwa kapasitas baterai 24 kWh merupakan pilihan paling *cost-effective* untuk PLTS off-grid 8,12 kWp dengan karakteristik beban dinamis di wilayah Kepulauan Riau. Rekomendasi ini berbeda dengan praktik umum yang seringkali memasang kapasitas baterai berlebih (misalnya langsung 32 kWh) karena asumsi bahwa lebih besar lebih baik. Temuan ini konsisten dengan penelitian sebelumnya [2], [7] yang menunjukkan adanya titik jenuh (*saturation point*) dalam hubungan kapasitas baterai dengan LPSP.

Validasi lebih lanjut dapat dilakukan dengan membandingkan hasil simulasi LPSP pada kapasitas 24 kWh (3,21%) dengan data operasional riil jika sistem ditingkatkan menjadi 24 kWh di masa mendatang. Namun, karena keterbatasan data, validasi dilakukan dengan memeriksa konsistensi dengan hasil *exhaustive search* yang memiliki kesesuaian dengan prinsip fisika sistem.

Dari sisi praktis, peningkatan kapasitas dari 16 kWh menjadi 24 kWh memerlukan tambahan baterai 8 kWh, yang biayanya sekitar Rp17,5 juta (setengah dari biaya 16 kWh). Tambahan biaya ini sebanding dengan perbaikan keandalan yang signifikan. Sementara itu, peningkatan ke 32

kWh membutuhkan tambahan 16 kWh (Rp35 juta) untuk perbaikan LPSP yang tipis, sehingga tidak direkomendasikan.

4. KESIMPULAN

Penelitian ini berhasil mengoptimasi kapasitas baterai pada PLTS *off-grid* 8,12 kWp di daerah Kepulauan Riau menggunakan algoritma NSGA-II dengan tiga parameter LPSP, SCR, dan LCOE. Berdasarkan data operasional 122 hari dengan enam profil beban dinamis, diperoleh kapasitas baterai optimal kontinu sebesar 24,58 kWh yang dibulatkan menjadi 24 kWh. Pada kapasitas tersebut, diperoleh LPSP 3,21%, SCR 97,83%, dan LCOE Rp3.752/kWh. Kapasitas 24 kWh terbukti paling cost-effective dibandingkan kapasitas eksisting 16 kWh (LPSP 8,76%, LCOE Rp3.535/kWh) dan 32 kWh (LPSP 2,84%, LCOE Rp4.099/kWh). Peningkatan kapasitas di atas 24 kWh hanya memberikan perbaikan LPSP marginal (≤0,5%) namun menaikkan LCOE lebih dari 9%. Algoritma NSGA-II menunjukkan konvergensi yang baik setelah generasi ke-60. Dengan demikian, rekomendasi teknis bagi pengelola PLTS off-grid 8,12 kWp di daerah Kepulauan Riau adalah meningkatkan kapasitas baterai dari 16 kWh menjadi 24 kWh, bukan 32 kWh, untuk mencapai keseimbangan optimal antara keandalan pasokan, swasembada energi, dan biaya investasi.

REFERENSI

[1] N. Winanti, “Optimasi Kapasitas Baterai Pada Perancangan PLTS Off-Grid di Indonesia”, *TELKA*, vol. 12, no. 1, pp. 110–117, Apr. 2026.

[2] M. Shabani, F. Wallin, E. Dahlquist, and J. Yan, "The impact of battery operating management strategies on life cycle cost assessment in real power market for a grid-connected residential battery application," *Energy*, vol. 270, p. 126829, 2023.

[3] Z. Lu, Y. Gao, C. Xu, and Y. Li, "Configuration optimization of an off-grid multi-energy microgrid based on modified NSGA-II and order relation-TODIM considering uncertainties of renewable energy and load," *Journal of Cleaner Production*, vol. 383, p. 135312, 2023.

[4] R. Raff, V. Golub, G. Knežević, and D. Topić, "Modeling of the off-grid PV-wind-battery system regarding value of loss of load probability," *Energies*, vol. 15, no. 3, p. 795, 2022.

[5] H. Saleeb, A. M. El-Rifaie, K. Sayed, O. Accouche, S. A. Mohamed, and R. Kassem, "Optimal sizing and techno-economic feasibility of hybrid microgrid," *Processes*, vol. 13, no. 4, p. 1209, 2025.

[6] J. Zhan, S. Chen, L. Lin, A. Arabkoohsar, W. Wang, and G. Chen, "Stochastic optimization approach for off-grid integrated energy system considering renewable energy uncertainty," *Energies*, vol. 19, no. 4, p. 980, 2026.

[7] R. Cheraghi and M. H. Jahangir, "Multi-objective optimization of a hybrid renewable energy system supplying a residential building using NSGA-II and MOPSO algorithms," *Energy Conversion and Management*, vol. 294, p. 117515, 2023.

[8] A. Hadj Slama, L. Saidi, M. Saidi, and M. Benbouzid, "Metaheuristic optimization of hybrid renewable energy systems under asymmetric cost-reliability objectives: NSGA-II and MOPSO approaches," *Symmetry*, vol. 17, no. 9, p. 1412, 2025.

[9] S. Tchike, V. Zogbochi, P. Chetangny, M. Agbomahena, J. Faton, G. Barbier, and D. Chamagne, "Optimal sizing of a hybrid PV/diesel/battery system for powering off-grid BTS sites in Benin," *Applied Mechanics and Materials*, vol. 929, pp. 3-20, 2025.

[10] Muhibbuddin, Erdiwansyah, A. Z. Syahir, R. Mamat, and R. E. Sardjono, "A review of optimization strategies for hybrid renewable energy systems toward sustainable clean energy," *Results in Engineering*, vol. 28, p. 108363, 2025.

[11] A. Giedraityte, S. Rimkevicius, M. Marciukaitis, V. Radziukynas, and R. Bakas, "Hybrid renewable energy systems—A review of optimization approaches and future challenges," *Applied Sciences*, vol. 15, no. 4, p. 1744, 2025.

[12] L. Khemissi, B. Khiari, and A. Sellami, "A novel optimal planning methodology of an autonomous photovoltaic/wind/battery hybrid power system by minimizing economic, energetic and environmental objectives," *International Journal of Green Energy*, vol. 18, no. 10, pp. 1053-1066, 2021.

[13] D. Kim, Y. Jang, and Y. Choi, "Improved metrics for evaluating self-consumption and self-sufficiency rates in ESS-integrated renewable energy systems," *Renewable Energy*, vol. 247, p. 123059, 2025.

[14] J. W. Heo, R. Jurdak, and S. Khalifa, "Optimal operating strategy for PV-BESS households: Balancing self-consumption and self-sufficiency," *arXiv preprint*, arXiv:2506.17268, Jun. 2025. [Online]. Available: https://arxiv.org/abs/2506.17268. [Accessed: Apr. 28, 2026].

[15] L. Wan, B. Zou, J. Peng, R. Yin, J. Li, R. Li, and B. Hao, "Multi-objective hierarchical co-optimization of battery capacity configuration and operational strategy for photovoltaic-battery systems in buildings," *Journal of Energy Storage*, vol. 114, no. A, p. 115694, 2025.

[16] C. Y. Evren, S. B. A. E. Celebi, and A. Teke, "Load curve classification according to peak and night ratios for demand side management," In Proc. 20th Innovative Manufacturing Engineering and Energy Conference (IManEE 2016), 2016, pp. 012111.