



Simulasi Perancangan Tekno-Ekonomi Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Atap Sistem *On-Grid* dan *Hybrid* pada Sektor Rumah Tangga di Desa Tembok, Kecamatan Tejakula, Kabupaten Buleleng Menggunakan PVsyst

Gede Yogi Wahyu Pratama, I Wayan Dikse Pancane

Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik dan Informatika, Universitas Pendidikan Nasional

gedeyogiwayupratama@gmail.com, diksapancane@undiknas.ac.id*

Abstrak

Transisi energi sektor rumah tangga perdesaan dihadapkan pada tantangan variabilitas profil beban dan aturan Zero Export Peraturan Menteri ESDM Nomor 2 Tahun 2024, di mana daya surplus ke jaringan PLN tidak dihitung sebagai pengurangan tagihan. Penelitian ini bertujuan menganalisis kinerja teknis, neraca energi, dan kelayakan finansial 25 tahun dari perancangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) atap sistem on-grid dan hybrid di Desa Tembok, Kabupaten Buleleng, Bali, serta mengevaluasi dampak optimasi geometri atap (tilt dan azimuth). Metodologi penelitian menerapkan pemodelan prediktif berbasis simulasi PVsyst 8.1.4 terhadap 15 rumah sampel yang mewakili variasi daya PLN (900 VA, 1300 VA, dan 2200 VA) dengan evaluasi 60 skenario kombinasi konfigurasi sistem dan geometri atap. Evaluasi finansial dianalisis menggunakan metode Discounted Cash Flow pada discount rate 6,0%. Hasil simulasi menunjukkan optimasi geometri atap meningkatkan penerimaan radiasi surya tahunan menjadi 2.056–2.074 kWh/m²/tahun. Namun, ketiadaan kompensasi ekspor menyebabkan curtailment masif pada rumah tangga berbeban malam dan beban rendah, dengan energi terbuang (E_{Unused}) membengkak hingga 82,5%–99,7%. Sebaliknya, sistem hybrid menekan E_{Unused} hingga mendekati 0 kWh/tahun dan menaikkan Performance Ratio hingga 79,73%. Evaluasi finansial mengungkapkan hanya 2 dari 60 skenario (3,33%) yang dinyatakan layak ($NPV > 0$), yang seluruhnya berasal dari sistem on-grid sampel minimarket daya 2200 VA. Seluruh skenario hybrid dinyatakan tidak layak akibat tingginya investasi awal dan reinvestasi BESS LiFePO₄ pada tahun ke-10. Disimpulkan bahwa dalam kerangka Zero Export, kelayakan ekonomi PLTS atap ditentukan oleh kesesuaian profil beban harian (load matching), sehingga perancangan disarankan beralih ke pendekatan Demand-Driven.

Kata kunci: BESS, Hybrid, On-Grid, Permen ESDM No. 2/2024, PVsyst, Tekno-Ekonomi.

Abstract

Rural household energy transition faces challenges regarding load profile variability and the Zero Export rule under Ministry of Energy and Mineral Resources Regulation Number 2 of 2024, where surplus power exported to the PLN grid is not counted as bill reduction. This study aims to analyze the 25-year technical performance, energy balance, and financial feasibility of on-grid and hybrid rooftop solar photovoltaic system designs in Tembok Village, Buleleng Regency, Bali, as well as evaluate the impact of rooftop geometry optimization (tilt and azimuth). The research methodology applies PVsyst 8.1.4 simulation-based predictive modeling across 15 sample houses representing variations in PLN power capacity, evaluating 60 scenario combinations of system configurations and rooftop geometries. Financial evaluation is analyzed using the Discounted Cash Flow method at a 6.0% discount rate. Simulation results show that rooftop geometry optimization increases annual solar radiation reception to 2,056–2,074 kWh/m² per year. However, the absence of export compensation causes massive curtailment in night-load and low-load households, with unused energy ballooning up to 82.5%–99.7%. Conversely, hybrid systems suppress unused energy to near 0 kWh/year and raise the Performance Ratio to 79.73%. Financial evaluation reveals that only 2 of 60 scenarios are declared feasible. It is concluded that under the Zero Export framework, economic feasibility is determined by daily load profile matching.

Keywords: BESS, Hybrid, On-Grid, Permen ESDM No. 2/2024, PVsyst, Techno-Economic

1. Pendahuluan

Transisi energi global mendorong pergeseran paradigma penyediaan tenaga listrik dari sistem berbasis bahan bakar fosil menuju sistem terdesentralisasi berbasis energi terbarukan. Pencapaian *Net Zero Emission* (NZE) menuntut

Simulasi Perancangan Tekno-Ekonomi Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Atap Sistem On-Grid dan Hybrid pada Sektor Rumah Tangga di Desa Tembok, Kecamatan Tejakula, Kabupaten Buleleng Menggunakan PVsyst

transformasi pada tingkat pengguna akhir melalui adopsi Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) atap yang mengubah konsumen pasif menjadi *prosumer* (“(PDF) Renewable Energy in Indonesia,” 2026). Wilayah Kabupaten Buleleng, khususnya Desa Tembok, memiliki potensi radiasi matahari tahunan yang tinggi pada kisaran 1.489–2.074 kWh/m²/tahun (Oswald Mangatur et al., 2023). Namun, potensi iradiasi yang melimpah ini dihadapkan pada perubahan regulasi ketenagalistrikan di Indonesia melalui Peraturan Menteri ESDM Nomor 2 Tahun 2024. Regulasi ini menggantikan Permen ESDM Nomor 26 Tahun 2021 dan secara tegas menghapus mekanisme ekspor-impor energi (*net-metering*) (*Permen ESDM No. 2 Tahun 2024*, n.d.). Dalam skema *zero export* tanpa kompensasi finansial untuk daya surplus yang masuk ke jaringan PLN, orientasi perancangan PLTS atap tidak lagi dapat berfokus pada pemaksimalan kapasitas pembangkitan (*capacity-driven*). Energi yang tidak terserap oleh beban saat pembangkitan berlangsung akan mengalami pembatasan (*curtailment*) oleh inverter dan menjadi energi terbuang (E_{Unused}). Kondisi ini menciptakan tantangan kesesuaian profil beban (*load matching*), di mana peningkatan kapasitas sistem tidak serta-merta memberikan manfaat ekonomi yang linear.

Sejumlah penelitian terdahulu telah mengevaluasi kelayakan teknis dan ekonomi PLTS atap di Indonesia, namun mayoritas masih berbasis skema *net-metering* (Pramadya & Kim, 2024). Peningkatan *self-consumption* melalui integrasi *Battery Energy Storage System* (BESS) terbukti mampu menekan *curtailment* dan meningkatkan *self-sufficiency* (Cai et al., 2024). Kumar et al. (2022) mengonfirmasi bahwa penerapan *zero export* pada fasilitas komersial menyebabkan *curtailment* energi hingga 51%, sehingga membutuhkan optimasi BESS secara independen. Pada skala BIPV tanpa penyimpanan, Huseinbegović et al. (2024) menunjukkan bahwa kapasitas optimal PLTS pada rezim *zero export* sangat bergantung pada kesesuaian temporal antara kurva produksi PV dan kurva konsumsi beban harian. Sementara itu, D’Adamo et al. (2026) mengemukakan bahwa meskipun BESS mampu meningkatkan *self-consumption* rumah tangga hingga 81,5%, tingginya investasi awal baterai belum dapat mencapai kelayakan ekonomi tanpa skema insentif.

Meskipun demikian, masih terdapat kesenjangan literatur (*gap analysis*) terkait pemodelan komparatif secara menyeluruh yang mengintegrasikan konfigurasi sistem (*on-grid* vs. *hybrid* BESS LiFePO₄), optimasi geometri atap (*tilt* dan *azimuth* eksisting vs. optimal), serta variasi batas daya tersambung PLN (900 VA, 1300 VA, dan 2200 VA) dalam satu kerangka evaluasi tekno-ekonomi 25 tahun pada sektor rumah tangga perdesaan. Penelitian ini hadir untuk mengisi kesenjangan tersebut (*novelty*) dengan mengusulkan pergeseran filosofi perancangan dari *capacity-driven sizing* menuju *demand-driven* atau *load profile-based sizing*. Melalui simulasi prediktif PVsyst 8.1.4 pada 15 rumah sampel di Desa Tembok, penelitian ini tidak hanya mengukur produksi energi, tetapi juga menguraikan fenomena teknis-ekonomis seperti *decoupling* kinerja, *performance ratio paradox*, dan pola *V-shaped drop* pada arus kas akibat reinvestasi baterai.

Berdasarkan urgensi tersebut, alasan utama diadakannya penelitian ini adalah untuk menjawab empat pertanyaan tujuan penelitian berikut:

1. Bagaimana penentuan konfigurasi rancangan PLTS atap sistem *on-grid* dan *hybrid* yang optimal pada variasi geometri atap eksisting dan atap optimal untuk kelas daya 900 VA, 1300 VA, dan 2200 VA di Desa Tembok?
2. Berapa besarnya potensi produksi energi listrik tahunan, neraca energi, serta tingkat *curtailment* (E_{Unused}) yang dihasilkan pada setiap skenario perancangan?
3. Bagaimana kelayakan ekonomi jangka panjang (25 tahun) yang meliputi indikator *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), *Discounted Payback Period* (DPBP), dan *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) dari masing-masing skenario?
4. Konfigurasi sistem dan strategi perancangan manakah yang paling efisien serta layak secara tekno-ekonomi di bawah kerangka regulasi *zero export* tanpa kompensasi ekspor daya?

2. Metode Penelitian

2.1. Lokasi dan Rancangan Sampel Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan di Desa Tembok, Kecamatan Tejakula, Kabupaten Buleleng, Bali. Lokasi ini mencakup 6 (enam) Banjar Dinas, yaitu Tembok, Bulakan, Yehbau, Ngis, Dapdaptebel, dan Sembung. Pengambilan data lapangan dilakukan pada 15 rumah sampel pelanggan Rumah Tangga (R-1/TR) PT PLN (Persero) yang dipilih

secara representatif untuk mewakili variasi batas daya tersambung 900 VA, 1300 VA, dan 2200 VA. Distribusi sampel meliputi 3 rumah (masing-masing 900 VA, 1300 VA, 2200 VA) pada Banjar Dinas Tembok, Bulakan, dan Ngis, serta 2 rumah (900 VA dan 1300 VA) pada Banjar Dinas Yehbau, Dapdaptebel, dan Sembung.

Setiap rumah sampel dimodelkan ke dalam 4 variasi skenario perancangan, yaitu kombinasi konfigurasi sistem (*on-grid* dan *hybrid*) dan orientasi geometri atap (eksisting dan optimal), sehingga menghasilkan total 60 konfigurasi simulasi. Sudut kemiringan (*tilt*) dan arah hadap (*azimuth*) eksisting diperoleh dari pengukuran lapangan, sedangkan kondisi optimal disimulasikan pada sudut *tilt* 14,5°–15,0° dengan orientasi menghadap utara/selatan berdasarkan optimasi *annual yield* pada PVsyst (Attia, 2026). Seluruh simulasi mengarahkan pengoperasian sistem pada batas *zero export limit* sesuai kerangka regulasi Permen ESDM No. 2 Tahun 2024 (Permen ESDM No. 2 Tahun 2024, n.d.; Pramadya & Kim, 2024).

2.2. Spesifikasi Komponen Teknis dan Parameter Ekonomi

Perancangan sistem PLTS mengaplikasikan spesifikasi komponen teknis dan parameter finansial riil pasar tahun 2026. Perangkat keras pengolah data utama menggunakan laptop berprosesor Intel Core i5-13450HX, RAM 12 GB, dan GPU NVIDIA RTX 4050. Survei geometri atap memanfaatkan aplikasi sensor digital iOS Level dengan ketelitian $\pm 0,1^\circ$ untuk mengukur sudut *tilt*, aplikasi Kompas untuk penentuan *azimuth* dan koordinat spasial, serta aplikasi iOS Measure berbasis *Augmented Reality* (AR) untuk estimasi dimensi *overhang* dan luas efektif atap (*iPhone User Guide*, n.d.).

Spesifikasi komponen utama PLTS yang digunakan dalam pemodelan meliputi:

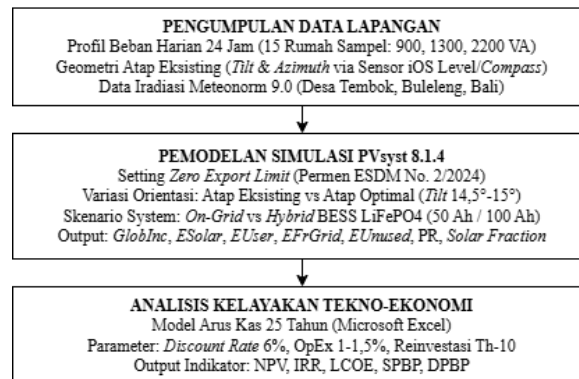
1. Modul PV: Monocrystalline PERC/HPBC LONGi Solar tipe LR5-54HTH-450M berkapasitas 450 Wp ($V_{mp} = 32,82$ V, $I_{mp} = 13,71$ A, efisiensi 23,0%) (LONGi Green Energy Technology Co., Ltd., 2025).
2. Inverter: Solis S6 *grid-tied series* dengan variasi batas kapasitas nominal keluaran 1,0 kW_{ac}, 1,5 kW_{ac}, dan 2,0 kW_{ac} untuk menyesuaikan daya tersambung PLN (900 VA, 1300 VA, dan 2200 VA) (Solis - *Global Manufacturer of Solar & Energy Storage Solutions*, n.d.). Pada pemodelan sistem *hybrid*, digunakan pendekatan model kesetaraan (*equivalent model*) dengan memadukan inverter Solis S6 dan pengaktifan subsistem penyimpanan energi pada menu *Storage* PVsyst guna merepresentasikan fungsi *hybrid inverter* tunggal secara terintegrasi.
3. Baterai (*Hybrid*): Master Battery Upower berbasis *Lithium Iron Phosphate* (LiFePO₄/LFP) tegangan nominal 48 VDC dengan pilihan kapasitas 50 Ah (2,4 kWh) dan 100 Ah (4,8 kWh) (Master Battery, n.d.).
4. *Balance of System* (BOS): Struktur penyangga aluminium *roof mounting kit*, kabel solar DC, konektor MC4, DC/AC Protection Box, MCB, Surge Arrester, dan Fuse sesuai standar proteksi ketenagalistrikan (Badan Standardisasi Nasional, 2011).

Parameter finansial dan operasional jangka panjang (25 tahun masa proyek) diolah menggunakan Microsoft Excel berdasarkan parameter berikut yaitu suku bunga diskonto (*discount rate*) 6,0% per tahun mengacu pada indikator BI-Rate, Laju degradasi modul PV: 0,5% per tahun (Huda et al., 2024), Biaya operasional dan pemeliharaan (OpEx): 1,0% per tahun dari CapEx awal untuk sistem *on-grid* dan 1,5% per tahun dari CapEx awal untuk sistem *hybrid* (D'Adamo et al., 2026; Huda et al., 2024), Reinvestasi penggantian komponen (*replacement cost*) dilakukan pada tahun ke-10, mencakup penggantian unit inverter untuk sistem *on-grid*, serta penggantian inverter dan unit baterai LFP untuk sistem *hybrid* (D'Adamo et al., 2026; Huda et al., 2024). Reinvestasi baterai pada tahun ke-10 didasarkan pada pertimbangan konservatif *calendar aging*, paparan suhu ambien tinggi lingkungan pesisir (Sohail et al., 2025), dan batas maksimum garansi unjuk kerja manufaktur.

2.3. Prosedur Simulasi PVsyst dan Alur Penelitian

Pemodelan teknis dilaksanakan menggunakan perangkat lunak PVsyst versi 8.1.4. Tahapan simulasi diawali dengan menginput data spasial geografis Desa Tembok (UTC +8,0) dengan sumber data iradiasi meteorologi dari Meteoronorm 9.0. Profil pembebanan harian (*daily load profile*) 24 jam dari masing-masing rumah sampel dimasukkan ke dalam fitur *Self-Consumption*. Opsi *solar injection into grid* dinonaktifkan guna menerapkan batas *zero export*.

Pada sisi DC, jumlah modul disesuaikan untuk menjaga rasio DC/AC pada kisaran proporsional 1,0–1,2. Pada sistem *hybrid*, kebutuhan kapasitas baterai ditentukan berdasarkan nilai energi terbuang (E_{Unused}) harian terbesar dari hasil simulasi *on-grid* awal, sehingga kapasitas penyimpanan yang dipilih mampu menyerap surplus energi secara optimal. Alur tahapan pemodelan dan analisis tekno-ekonomi disajikan pada Gambar 1.



Gambar 1 Diagram Alir Prosedur Simulasi dan Analisis Tekno-Ekonomi PLTS Atap

2.4. Persamaan Analisis Performa Teknis

Evaluasi performa teknis mengolah data keluaran PVsyst untuk menilai tingkat konversi energi matahari, penyerapan beban, dan kerugian sistem (Kalogirou, 2024).

Radiasi global tahunan pada bidang modul (H_{POA}) dihitung berdasarkan intensitas radiasi miring $G_{POA,t}$ (kW/m²) dalam interval waktu Δt (jam) menggunakan persamaan:

$$H_{POA} = \sum_{t=1}^n G_{POA,t} \Delta t \quad (1)$$

dengan H_{POA} direpresentasikan sebagai $GlobInc$ (kWh/m²/tahun).

Peningkatan persentase produksi energi (ΔE) dan peningkatan radiasi ($\Delta GlobInc$) akibat optimasi sudut *tilt* dan *azimuth* dihitung dengan persamaan:

$$\Delta E = \left(\frac{E_{Solar,Optimal} - E_{Solar,Existing}}{E_{Solar,Existing}} \right) \times 100\% \quad (2)$$

$$\Delta GlobInc = \left(\frac{GlobInc_{Optimal} - GlobInc_{Existing}}{GlobInc_{Existing}} \right) \times 100\% \quad (3)$$

dengan $E_{Solar,Optimal}$ dan $E_{Solar,Existing}$ menyatakan total produksi energi listrik tahunan (kWh/tahun) pada kondisi atap optimal dan eksisting, serta $GlobInc_{Optimal}$ dan $GlobInc_{Existing}$ menyatakan penerimaan radiasi global miring tahunan (kWh/m²/tahun).

Pada kondisi *zero export limit*, neraca distribusi energi listrik PLTS memenuhi persamaan (Huseinbegović et al., 2024; Kumar et al., 2022):

$$E_{Unused} = E_{Solar} - E_{User} - E_{Storage} \quad (4)$$

dengan E_{Unused} adalah energi PLTS terbuang/dibatasi (kWh/tahun), E_{Solar} adalah total produksi energi PLTS (kWh/tahun), E_{User} adalah energi PLTS yang diserap langsung oleh beban (kWh/tahun), dan $E_{Storage}$ adalah energi yang dialokasikan untuk pengisian baterai (kWh/tahun).

Kehilangan energi pada komponen sistem (L) dihitung berdasarkan selisih energi masuk (E_{in}) dan energi keluar (E_{out}) melalui persamaan:

$$L = \left(\frac{E_{in} - E_{out}}{E_{in}} \right) \times 100\% \quad (5)$$

Kualitas unjuk kerja sistem dinyatakan melalui *Performance Ratio* (PR) dengan membandingkan *final yield* ($Y_f = E_{AC}/P_{nom,STC}$) terhadap *reference yield* ($Y_r = GlobInc/G_{STC}$) sesuai persamaan (Kalogirou, 2024):

$$PR = \left(\frac{E_{AC}/P_{nom,STC}}{GlobInc/G_{STC}} \right) \times 100\% \quad (6)$$

dengan E_{AC} adalah energi listrik AC yang dihasilkan (kWh), $P_{nom,STC}$ adalah kapasitas nominal DC terpasang (kWp), G_{STC} adalah iradiasi standar (1 kW/m^2), dan G_{STC} adalah iradiasi standar (1 kW/m^2).

Proporsi pemenuhan beban mandiri oleh PLTS dinyatakan oleh *Solar Fraction* (SF) melalui persamaan:

$$SF = \left(\frac{E_{User}}{E_{Load}} \right) \times 100\% \quad (7)$$

dengan E_{Load} adalah total kebutuhan energi listrik tahunan rumah tangga (kWh/tahun).

2.5. Persamaan Analisis Kelayakan Ekonomi

Analisis kelayakan ekonomi memproyeksikan arus kas proyek selama $N = 25$ tahun dengan tingkat diskonto $i = 6,0\%$ (Huda et al., 2024).

Levelized Cost of Electricity ($LCOE$) mengukur biaya rata-rata pembangkitan energi per kWh dengan membandingkan seluruh siklus biaya terhadap total produksi energi yang didegradasi ($d = 0,5\%$), dinyatakan melalui persamaan (Huda et al., 2024):

$$LCOE = \frac{CapEx_0 + \sum_{t=1}^N \frac{OpEx_t + Repl_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_{Solar,t} \cdot (1-d)^t}{(1+i)^t}} \quad (8)$$

dengan $CapEx_0$ adalah investasi awal (Rp), $OpEx_t$ adalah biaya operasional tahun ke- t (Rp), $Repl_t$ adalah biaya reinvestasi pergantian inverter/baterai pada tahun ke-10 (Rp), dan $E_{Solar,t}$ adalah produksi energi tahunan (kWh).

Net Present Value (NPV) menghitung selisih antara nilai sekarang dari arus kas masuk bersih (CF_t) dan investasi awal ($CapEx_0$) melalui persamaan (Huda et al., 2024; Tarigan, 2024):

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} - CapEx_0 \quad (9)$$

dengan CF_t merupakan penghematan biaya tagihan listrik PLN dikurangi $OpEx_t$ dan $Repl_t$ pada tahun ke- t . Sistem dinyatakan layak secara finansial jika nilai $NPV > 0$.

Internal Rate of Return (IRR) menentukan tingkat diskonto yang menyebabkan nilai NPV sama dengan nol, dihitung melalui persamaan (Huda et al., 2024):

$$\sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} - CapEx_0 = 0 \quad (10)$$

Sistem dinyatakan layak jika nilai IRR melebihi tingkat suku bunga acuan ($IRR > i$).

Discounted Payback Period (DPBP) menentukan periode pengembalian modal investasi awal yang telah memperhitungkan nilai waktu dari uang (*time value of money*), dihitung melalui persamaan (Huda et al., 2024):

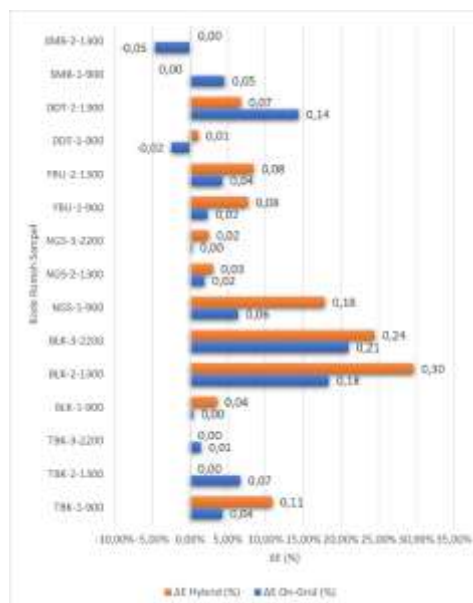
$$DPBP = t_{prior} + \frac{CapEx_0 - \sum_{t=1}^{t_{prior}} \frac{CF_t}{(1+i)^t}}{\frac{CF_{t_{prior}+1}}{(1+i)^{t_{prior}+1}}} \quad (11)$$

dengan t_{prior} adalah tahun terakhir sebelum akumulasi arus kas terdiskon mendiskonto seluruh nilai $CapEx_0$.

3. Hasil dan Pembahasan

3.1. Analisis Kinerja Teknis Produksi Energi dan Pengaruh Optimasi Atap

Evaluasi kinerja teknis pada 15 rumah sampel menunjukkan bahwa potensi radiasi surya yang ditangkap oleh kolektor sangat dipengaruhi oleh orientasi geometri atap eksisting. Pada kondisi atap eksisting, penyerapan radiasi global pada bidang miring bervariasi antara 1.491,7 kWh/m² hingga 2.006,0 kWh/m² per tahun. Melalui pemodelan orientasi atap optimal dengan mengatur kemiringan sebesar 14,5° dan azimuth 0,0° ke arah utara, seluruh rumah sampel memperoleh peningkatan penerimaan radiasi harian yang seragam sebesar 2.058,7 kWh/m² per tahun. Peningkatan penerimaan radiasi ini berbanding lurus dengan peningkatan total produksi energi harian maupun tahunan. Perbandingan peningkatan produksi energi listrik hasil optimasi atap pada sistem *on-grid* dan *hybrid* ditunjukkan pada Gambar 2.



Gambar 2 Grafik Perbandingan Peningkatan Produksi Energi Listrik (E_{Solar}) Hasil Optimasi Atap pada Sistem *On-Grid* dan *Hybrid*

Sebagaimana tertera pada Gambar 1, optimasi atap pada sampel BLK-2-1300 sistem *hybrid* mampu mendongkrak produksi energi dari 1.441,4 kWh/tahun menjadi 1.868,0 kWh/tahun, atau meningkat hingga 29,6%. Namun, pada rumah sampel dengan orientasi atap eksisting yang sudah mendekati bidang optimal seperti NGS-3-2200, optimasi atap hanya memberikan penambahan energi hasil bangkitan yang sangat tipis. Dinamika neraca energi harian sangat dipengaruhi oleh kebijakan pembatasan ekspor energi sesuai regulasi yang berlaku. Pada konfigurasi *on-grid*, energi listrik hasil bangkitan modul PV pada siang hari diprioritaskan untuk memikul beban parsial rumah tangga yang aktif. Ketiadaan fasilitas penyimpanan membuat potensi energi surya yang melimpah pada siang hari banyak yang tidak terserap, dengan tingkat energi terbuang tertinggi dicapai oleh sampel BLK-3-2200 sebesar 3.347,8 kWh/tahun.

Kondisi tersebut menekan indikator kinerja teknis, di mana nilai *Performance Ratio* sistem *on-grid* berada pada rentang rendah antara 0,24% hingga 51,24%. Sebaliknya, penerapan sistem *hybrid* dengan bank baterai lithium mampu mereduksi energi terbuang secara signifikan dengan menyimpan energi berlebih siang hari untuk digunakan pada malam hari. Alokasi penyimpanan ini meningkatkan nilai *Solar Fraction* sistem *hybrid* hingga mencapai 100,00% pada beberapa rumah sampel serta mendorong *Performance Ratio* ke rentang 6,83% hingga 79,73%.

3.2. Evaluasi Kelayakan Tekno-Ekonomi dan Implikasi Regulasi

Analisis kelayakan finansial dievaluasi menggunakan metode arus kas terdiskon selama umur operasional proyek 25 tahun dengan tingkat diskonto 6%. Struktur biaya investasi awal sistem *on-grid* berkisar antara Rp15.000.000,00 hingga Rp24.950.000,00 tergantung pada kapasitas daya terpasang. Sementara itu, integrasi komponen *inverter hybrid* dan bank baterai membengkakkan biaya investasi awal sistem *hybrid* menjadi Rp35.500.000,00 hingga Rp75.650.000,00, serta membutuhkan biaya reinvestasi penggantian perangkat pada tahun ke-10 sebesar Rp24.500.000,00 hingga Rp56.750.000,00. Ringkasan hasil evaluasi kinerja teknis dan kelayakan finansial dari seluruh skenario disajikan pada Tabel 1.

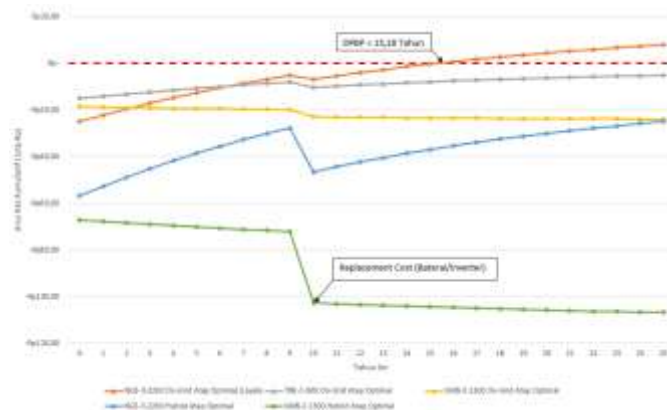
Tabel 1 Ringkasan Kinerja Teknis dan Evaluasi Kelayakan Ekonomi Sistem PLTS Atap 15 Rumah Sampel

Parameter Evaluasi	Skenario <i>On-Grid</i>	Skenario <i>Hybrid</i>
Kondisi Atap Eksisting		
Produksi Energi (E_{Solar})	7,08 – 2.234,70 kWh/th	189,80 – 3.536,40 kWh/th
<i>Performance Ratio</i> (<i>PR</i>)	0,28% – 51,24%	7,42% - 79,54%
<i>Solar Fraction</i> (<i>SF</i>)	3,55% - 59,80%	31,50% - 100,00%
Rentang <i>LCOE</i>	Rp2.113,66 – Rp152.918,41	Rp2.014,97 – Rp11.807,69
Rentang <i>NPV</i> 25 Tahun	-Rp23,86 jt s.d. +Rp7,85 jt	-Rp106,70 jt s.d. -26,40 jt
Jumlah Skenario Layak	1 dari 15 sampel	0 dari 15 sampel
Kondisi Atap Optimal		
Produksi Energi (E_{Solar})	6,75 – 2.240,90 kWh/th	189,80 – 3.622,40 kWh/th
<i>Performance Ratio</i> (<i>PR</i>)	0,24% - 50,85%	6,83% - 79,73%
<i>Solar Fraction</i> (<i>SF</i>)	3,55% - 59,97%	31,50% - 100,00%
Rentang <i>LCOE</i>	Rp2.112,80 – Rp160.323,79	Rp2.001,43 – Rp11.807,69
Rentang <i>NPV</i> 25 Tahun	-Rp23,87 jt s.d. +7,96 jt	-Rp106,70 jt s.d. -Rp24,88 jt
Jumlah Skenario Layak	1 dari 15 sampel	0 dari 15 sampel
Sampel Layak Terpilih	NGS-3-2200 On-Grid (Eksisting & Optimal)	Tidak Ada
Parameter Spesifik (NGS-3-2200 Atap Optimal)	$E_{Solar} = 2.240,90 \text{ kWh / th}$	-
	$PR = 48,39\%$; $SF = 49,79\%$	-
	$LCOE = \text{Rp}2.112,80/\text{kWh}$	-
	$NPV = +\text{Rp}7.967.044,24$	-
	$IRR = 9,29\%$; $DPBP = 15,28 \text{ th}$	-

Berdasarkan hasil kalkulasi indikator finansial pada Tabel 1, sebanyak 58 dari 60 skenario yang dievaluasi dinyatakan tidak layak secara ekonomis dengan nilai *Net Present Value* negatif. Sebagian besar nilai *Levelized Cost of Electricity* berada jauh di atas tarif dasar listrik PLN. Angka *Levelized Cost of Electricity* tertinggi dialami oleh sampel SMB-2-1300 akibat produksi energi tahunan yang sangat kecil tidak sebanding dengan biaya investasi awal yang dikeluarkan. Tingginya biaya investasi yang tidak diimbangi dengan penghematan tagihan bulanan menjadi penyebab utama tidak layaknya mayoritas skenario.

Satu-satunya sampel yang terbukti layak secara finansial adalah NGS-3-2200 pada konfigurasi *on-grid*, baik pada kondisi atap eksisting maupun optimal. Pada kondisi atap optimal, sampel ini menghasilkan *Net Present Value*

positif sebesar Rp7.967.044,24, nilai *Internal Rate of Return* sebesar 9,29% yang melampaui tingkat diskonto, *Simple Payback Period* selama 8,35 tahun, dan *Discounted Payback Period* selama 15,28 tahun. Kelayakan pada sampel ini didorong oleh konsumsi energi harian yang sangat tinggi sebesar 4.500,5 kWh/tahun serta profil pemakaian beban yang dominan di siang hari, sehingga penyerapan energi surya menjadi maksimal dan meminimalkan energi terbuang. Dinamika akumulasi arus kas selama umur proyek 25 tahun disajikan pada Gambar 3.



Gambar 3 Kurva Arus Kas Kumulatif (*Discounted Cash Flow*) Selama 25 Tahun Umur Proyek untuk Sistem *On-Grid* dan *Hybrid*.

Sebagaimana diperlihatkan pada Gambar 2, skenario *on-grid* layak menunjukkan grafik arus kas kumulatif yang bergerak positif dan melintasi garis impas (*break-even point*). Sebaliknya, seluruh skenario sistem *hybrid* mengalami penurunan tajam arus kas kumulatif pada tahun ke-10 akibat beban reinvestasi baterai, yang menyebabkan akumulasi akhir berada pada area negatif yang sangat dalam. Temuan ini memperjelas penyebab utama tidak layaknya sistem *hybrid* pada sektor rumah tangga perdesaan tanpa adanya insentif khusus.

4. Kesimpulan

Konfigurasi rancangan PLTS atap yang optimal di Desa Tembok dicapai pada geometri atap dengan kemiringan $14,5^\circ$ hingga $15,0^\circ$ dan azimuth 0° (menghadap utara) dengan penentuan kapasitas komponen berbasis daya tersambung, yakni kombinasi *inverter* 1,0 kWac dengan modul PV 0,90–1,35 kWp untuk kelas 900 VA, *inverter* 1,5 kWac dengan modul PV 1,35–1,80 kWp untuk kelas 1300 VA, serta *inverter* 2,0 kWac dengan modul PV 1,80–2,70 kWp untuk kelas 2200 VA, di mana skema *hybrid* ditambahkan unit penyimpanan BESS LiFePO₄ berkapasitas 2,4 kWh hingga 4,8 kWh. Optimasi orientasi atap tersebut berhasil menyelaraskan penerimaan radiasi surya tahunan menjadi 2.056,0 kWh/m² hingga 2.074,0 kWh/m². Meskipun array PV mampu memproduksi energi 1.340 kWh/tahun hingga 3.980 kWh/tahun, penerapan skema *Zero Export Limit* pada sistem *on-grid* menyebabkan terjadinya pemangkasan daya (*curtailment*) yang signifikan pada rumah tangga berbeban rendah atau dominan malam hari, dengan porsi energi terbuang (E_{Unused}) membengkak hingga 82,5%–99,7% sehingga energi terpakai (E_{User}) hanya mencapai 6,75 kWh/tahun hingga 1.668,5 kWh/tahun. Sebaliknya, penerapan sistem *hybrid* terbukti mampu menekan E_{Unused} hingga mendekati 0 kWh/tahun serta mendorong nilai *Solar Fraction* mencapai 100,00%. Evaluasi kelayakan ekonomi jangka panjang selama 25 tahun menunjukkan tingkat keekonomian yang sangat selektif, di mana dari 60 skenario yang diuji, hanya dua skenario *on-grid* (3,33%) yang dinyatakan layak secara finansial, yaitu pada sampel rumah tangga daya 2200 VA dengan profil beban tinggi di siang hari (NGS-3-2200), yang menghasilkan nilai *Net Present Value* sebesar +Rp7.857.568,66 pada atap eksisting dan +Rp7.967.044,74 pada atap optimal, dengan *Internal Rate of Return* 9,29%, *Levelized Cost of Electricity* Rp2.112,80/kWh, serta *Discounted Payback Period* selama 15,28 tahun. Sebanyak 28 skenario *on-grid* lainnya dinyatakan tidak layak dengan nilai NPV negatif (–Rp5,05 juta hingga –Rp23,87 juta), sedangkan seluruh skenario *hybrid* (100%) dinyatakan tidak layak akibat nilai NPV yang tertekan sangat dalam (–Rp24,88 juta hingga –Rp106,71 juta). Di bawah kerangka regulasi *zero export*, sistem *on-grid* yang disesuaikan secara ketat terhadap profil beban siang hari merupakan opsi yang paling efisien dan menguntungkan, sementara sistem *hybrid* belum layak karena tingginya biaya investasi awal BESS (Rp35,50–75,65 juta) dan beban reinvestasi penggantian baterai pada tahun ke-10 (Rp25,00–57,00 juta). Implikasi teoretis dari penelitian ini menggeser filosofi perancangan PLTS atap perdesaan dari pendekatan berorientasi kapasitas (*capacity-driven*) menjadi pendekatan berorientasi profil beban harian (*demand-driven*). Secara praktis, penerapan PLTS atap *on-grid* diprioritaskan bagi

rumah tangga beraktivitas dominan di siang hari, atau dengan menerapkan strategi pergeseran jadwal beban berdaya besar (*demand-side load shifting*) ke siang hari untuk meningkatkan angka penyerapan mandiri. Bagi regulator, diperlukan skema insentif subsidi investasi awal BESS sebesar 40%–50% untuk mendorong keekonomian sistem *hybrid* di perdesaan. Penelitian selanjutnya disarankan untuk melakukan validasi eksperimental prototipe di lapangan, memanfaatkan data *smart meter* beresolusi tinggi, serta memasukkan pemodelan skema pembiayaan perbankan dan analisis risiko stokastik terhadap fluktuasi harga komponen.

Reference

1. Badan Standardisasi Nasional. (2011). *Persyaratan Umum Instalasi Listrik 2011 (PUIL 2011)* (SNI 0225:2011). <https://pasti.bsn.go.id/>
2. Cai, Q., Qing, J., Xu, Q., Shi, G., & Liang, Q.-M. (2024). Techno-economic impact of electricity price mechanism and demand response on residential rooftop photovoltaic integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189, 113964. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113964>
3. D'Adamo, I., Di Leo, S., Gastaldi, M., & Scarcelli, M. (2026). Towards SDG 7: A Quantitative Sustainability Framework for Evaluating PV+BES Systems in the Low-Carbon Transition. *IEEE Engineering Management Review*, 1–19. <https://doi.org/10.1109/EMR.2026.3696115>
4. Huda, A., Kurniawan, I., Purba, K. F., Ichwani, R., Aryansyah, & Fionasari, R. (2024). Techno-economic assessment of residential and farm-based photovoltaic systems. *Renewable Energy*, 222, 119886. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119886>
5. Huseinbegović, S., Smajkić, A., Ahmethodžić, L., Smaka, S., & Gajip, S. (2024). Optimal building integrated photovoltaic sizing approach according to load profile under zero export restrictions with real data validation. *Renewable Energy Focus*, 50, 100605. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2024.100605>
6. *iPhone User Guide*. (n.d.). Apple Support. Retrieved August 28, 2026, from <https://support.apple.com/guide/iphone/welcome/ios>
7. Kalogirou, S. A. (2024). Chapter 9—Photovoltaic Systems. In *Solar Energy Engineering (Third Edition)* (pp. 495–557). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-99350-0.00018-1>
8. Kumar, P., Malik, N., & Garg, A. (2022). Comparative analysis of solar—Battery storage sizing in net metering and zero export systems. *Energy for Sustainable Development*, 69, 41–50. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2022.05.008>
9. LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. (2025). *LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. 2025 Annual Report* (No. 601012). LONGi Green Energy Technology Co., Ltd.
10. *Master Battery*. (n.d.). Retrieved August 29, 2026, from <https://www.masterbattery.es/en/ue-t.html>
11. Oswald Mangatur, C., Setiawan, I. N., & Satya Kumara, I. N. (2023). STUDI POTENSI DAN PERANCANGAN PLTS APUNG DI DANAU BATUR GUNA MENDUKUNG BALI CLEAN ENERGY. *Jurnal SPEKTRUM*, 10(4), 317. <https://doi.org/10.24843/SPEKTRUM.2023.v10.i04.p37>
12. (PDF) Renewable Energy in Indonesia: Current Status, Potential, and Future Development. (2026). *ResearchGate*. <https://doi.org/10.3390/su15032342>
13. *Permen ESDM No. 2 Tahun 2024*. (n.d.). Database Peraturan | JDIH BPK. Retrieved August 26, 2026, from <http://peraturan.bpk.go.id/Details/288519/permen-esdm-no-2-tahun-2024>
14. Pramadya, F. A., & Kim, K. N. (2024). Promoting residential rooftop solar photovoltaics in Indonesia: Net-metering or installation incentives? *Renewable Energy*, 222, 119901. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119901>
15. Sohail, A., Rusdi, M. S., Abdullah, M. Z., & Sultan, S. M. (2025). Numerical investigation of the thermal performance of PV system under variable wind speeds and ambient temperatures in the tropical climate of Malaysia. *Green Technologies and Sustainability*, 3(3), 100210. <https://doi.org/10.1016/j.grets.2025.100210>
16. *Solis—Global Manufacturer of Solar & Energy Storage Solutions*. (n.d.). Retrieved August 30, 2026, from <https://www.solisinverters.com/>
17. Tarigan, E. (2024). Techno-Economic Analysis of Residential Grid-Connected Rooftop Solar PV Systems in Indonesia Under MEMR 26/2021 Regulation. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 14(1), 412–417. <https://doi.org/10.32479/ijeeep.15277>