E-ISSN : 2962-9713
P-ISSN : 2963-928X

Optimalisasi Tekno-Ekonomi Dan Penilaian Stabilitas Dinamis Dari Integrasi PLTS–Bess Pada Sistem Kelistrikan Pulau Nias

Yanuar Ishaq[1], Ignatius Rendroyoko[2]
[1]Institut Teknologi Perusahaan Listrik Negara, yanuar2410715@itpln.ac.id
[2]Institut Teknologi Perusahaan Listrik Negara, ignatius.rendroyoko@pln.co.id

Abstrak

Sistem kelistrikan Pulau Nias merupakan sistem kelistrikan terisolasi yang masih didominasi oleh pembangkit berbasis bahan bakar fosil, sehingga menyebabkan biaya pembangkitan dan emisi karbon yang relatif tinggi. Di sisi lain, potensi energi surya di wilayah tersebut memberikan peluang untuk memanfaatkan sistem Solar Photovoltaic (PV) guna mendukung transisi energi. Penelitian ini bertujuan untuk menentukan konfigurasi optimal sistem hibrida yang terdiri atas PLTS, Battery Energy Storage System (BESS), dan pembangkit eksisting dengan mempertimbangkan aspek ekonomi, teknis, dan lingkungan. Optimasi dilakukan menggunakan HOMER Pro berdasarkan profil beban, potensi energi surya, karakteristik pembangkit, serta parameter ekonomi dan operasional. Selanjutnya, keandalan konfigurasi hasil optimasi dievaluasi menggunakan DIgSILENT PowerFactory melalui analisis respons frekuensi dan tegangan. Hasil optimasi menghasilkan konfigurasi dengan kapasitas PLTS sebesar 40 MWp dan BESS sebesar 70 MWh, dengan Renewable Fraction sebesar 15,8%. Konfigurasi tersebut mampu menurunkan Levelized Cost of Energy (LCOE) sebesar 16,25%, dari Rp4.456/kWh menjadi Rp3.732/kWh, serta mengurangi emisi CO_2 sekitar 22,54% dibandingkan kondisi sistem eksisting. Hasil simulasi stabilitas menunjukkan bahwa ketika terjadi penurunan keluaran PLTS sebesar 75%, frekuensi minimum mencapai 49,49 Hz dan tegangan turun hingga 69,89 kV sebelum kembali stabil. Hasil tersebut menunjukkan bahwa integrasi PLTS dan BESS dapat mengurangi ketergantungan terhadap pembangkit berbahan bakar fosil serta menekan emisi karbon dengan tetap mempertahankan stabilitas sistem kelistrikan Nias.

Kata Kunci: *Sistem Tenaga Listrik Hibrid, PV-BESS, HOMER Pro, Optimasi Tekno-Ekonomi, Jaringan Terisolasi, LCOE, Emisi Karbon*

Abstract

The Nias Island electrical system is an isolated grid still dominated by fossil-fuel-based power plants, resulting in relatively high generation costs and carbon emissions. Conversely, the region's solar energy potential offers an opportunity to utilize Solar Photovoltaic (PV) systems to support the energy transition. This study aims to determine the optimal configuration of a hybrid system comprising solar PV, a Battery Energy Storage System (BESS), and existing power plants, while considering economic, technical, and environmental aspects. Optimization was performed using HOMER Pro based on load profiles, solar energy potential, power plant characteristics, and economic and operational parameters. The reliability of the optimized configuration was subsequently evaluated using DIgSILENT PowerFactory through frequency and voltage response analyses. The optimization yielded a configuration with 40 MWp of solar PV capacity and 70 MWh of BESS capacity, achieving a Renewable Fraction of 15,8%. This configuration reduces the Levelized Cost of Energy (LCOE) by 16.25%—from Rp4,456/kWh to Rp3,732/kWh—and cuts CO_2 emissions by approximately 22,54% compared to the existing setup. Stability simulations indicate that during a 75% drop in solar PV output, the minimum frequency reached 49.49 Hz and the voltage dropped to 69.89 kV before stabilizing. These results demonstrate that integrating solar PV and BESS can reduce reliance on fossil-fuel plants and lower carbon emissions while maintaining the stability of the Nias electrical system.

E-ISSN : 2962-9713
P-ISSN : 2963-928X

Keywords: *Hybrid Power System, PV–BESS, HOMER Pro, Techno-Economic Optimization, Isolated Grid, LCOE, Carbon Emission*

Corresponding Author:
Yanuar Ishaq

Institut Teknologi Perusahaan Listrik Negara, yanuar2410715@itpln.ac.id

PENDAHULUAN

Transisi menuju sistem energi rendah karbon di seluruh dunia mendorong peningkatan integrasi energi baru terbarukan (EBT) untuk mengurangi ketergantungan pada bahan bakar fosil dan emisi karbon, namun karakteristik energi surya yang intermiten menuntut perencanaan sistem yang komprehensif dengan mempertimbangkan keekonomian, fleksibilitas operasi, penyimpanan energi, serta kemampuan menjaga keseimbangan daya, frekuensi, dan tegangan. Tantangan transisi energi itu menjadi semakin penting pada sistem tenaga listrik kepulauan yang beroperasi secara offgrid. Sistem kepulauan umumnya memiliki kapasitas pembangkitan yang relatif kecil, cadangan operasi terbatas, inersia sistem yang lebih rendah, serta tidak memiliki dukungan daya dari sistem eksternal ketika terjadi ketidakseimbangan antara pembangkitan dan beban. Sigrist et al. (2016) menjelaskan bahwa karakteristik tersebut menyebabkan sistem tenaga kepulauan lebih sensitif terhadap gangguan pembangkitan dan perubahan beban, khususnya ketergantungan pada pembangkit berbahan bakar minyak karena fleksibilitas operasi dan kemudahan implementasinya (Sigrist et al., 2016).

Cross et al. (2017), melalui benchmarking terhadap berbagai sistem tenaga kepulauan, menunjukkan bahwa ketergantungan terhadap bahan bakar minyak merupakan salah satu faktor utama yang menyebabkan tingginya biaya pembangkitan dan emisi karbon pada sistem tersebut. Pada saat yang sama, sistem kepulauan memiliki peluang yang besar untuk menjadi lokasi penerapan teknologi EBT dan penyimpanan energi karena tingginya biaya marginal pembangkitan berbahan bakar fosil. Integrasi PLTS dengan Battery Energy Storage System (BESS) dapat meningkatkan pemanfaatan energi surya melalui mekanisme energy shifting, mengurangi curtailment, serta menyediakan fleksibilitas daya untuk membantu menjaga keseimbangan pembangkitan dan beban. Dengan itu, transformasi sistem kelistrikan kepulauan memerlukan pendekatan integrasi aspek operasional sistem, ekonomi, dan lingkungan (Cross et al., 2017).

Sistem kelistrikan di sejumlah wilayah terpencil Indonesia masih beroperasi secara terisolasi dan bergantung pada pembangkit lokal. Kondisi ini juga terjadi pada sistem kelistrikan Nias yang masih mengandalkan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) sebagai sumber utama pemenuhan beban. Ketergantungan terhadap PLTD menimbulkan berbagai tantangan, terutama tingginya biaya operasi, kebutuhan pasokan bahan bakar yang berkelanjutan, fluktuasi harga diesel, serta emisi karbon yang relatif tinggi. Kondisi tersebut mendorong perlunya peningkatan pemanfaatan energi terbarukan, sejalan dengan RUPTL PLN 2025–2034. Dalam konteks tersebut, pengembangan hybrid power system yang mengintegrasikan pembangkit eksisting, PLTS, dan BESS menjadi alternatif untuk menurunkan konsumsi BBM sekaligus meningkatkan kontribusi EBT pada sistem kelistrikan kepulauan (PLN, 2025).

E-ISSN : 2962-9713
P-ISSN : 2963-928X

Sejumlah penelitian sebelumnya telah mengevaluasi pemanfaatan sistem hibrid untuk sistem kelistrikan terisolasi. Esan et al. (2019) melakukan reliability assessment pada sistem hibrid PV–diesel–battery untuk komunitas pedesaan terisolasi dan menunjukkan bahwa integrasi PV dan penyimpanan energi dapat secara signifikan mengurangi konsumsi bahan bakar dan emisi dibandingkan sistem yang sepenuhnya bergantung pada pembangkit diesel (Esan et al., 2019). Thirunavukkarasu dan Sawle (2020) menggunakan HOMER untuk menentukan ukuran optimal sistem PV–diesel–battery dan menunjukkan pentingnya optimasi kapasitas komponen dalam memperoleh konfigurasi sistem dengan kinerja ekonomi yang lebih baik (Thirunavukkarasu & Sawle, 2020). Studi-studi tersebut menunjukkan bahwa kombinasi EBT, penyimpanan energi, dan pembangkit konvensional merupakan alternatif yang menjanjikan untuk meningkatkan keberlanjutan sistem kelistrikan terisolasi.

Salah satu sistem kelistrikan kepulauan yang menghadapi tantangan tersebut adalah Sistem Kelistrikan Nias di Provinsi Sumatera Utara, Indonesia. Sistem Nias melayani Pulau Nias dan wilayah sekitarnya melalui jaringan 70 kV dan 20 kV dengan pasokan yang berasal dari kombinasi PLTD, PLTMG, dan PLTG. Berdasarkan data operasi tahun 2025, sistem ini memiliki beban puncak sebesar 48,55 MW. Ketergantungan terhadap pembangkit termal menyebabkan biaya operasi sistem sangat dipengaruhi oleh konsumsi dan harga bahan bakar. Di sisi lain, Nias memiliki sumber daya energi surya yang potensial untuk dikembangkan. Data Global Horizontal Irradiance (GHI) yang digunakan dalam penelitian ini menunjukkan radiasi matahari rata-rata sekitar 4,73 kWh/m²/hari, sehingga integrasi PLTS berpotensi meningkatkan kontribusi energi terbarukan dan mengurangi penggunaan pembangkit berbahan bakar fosil.

Meskipun demikian, peningkatan penetrasi PLTS pada Sistem Kelistrikan Nias tidak dapat ditentukan hanya berdasarkan potensi energi surya. Produksi energi PLTS pada siang hari harus diseimbangkan dengan profil beban Nias yang mencapai puncak pada malam hari. Ketidaksesuaian tersebut dapat menyebabkan surplus energi pada siang hari dan meningkatkan kebutuhan pembangkit BBM setelah produksi PLTS menurun. BESS dapat digunakan untuk menyimpan surplus energi PLTS dan melepaskannya kembali ketika kebutuhan beban meningkat (Santoso, 2025). Namun, peningkatan kapasitas PLTS dan BESS juga meningkatkan kebutuhan investasi. Karena itu, terdapat trade-off antara peningkatan penetrasi EBT, kapasitas BESS, biaya investasi, pengurangan biaya operasi, dan pengurangan emisi yang dievaluasi secara sistematis (Santoso et al., 2025).

Dalam konteks Pulau Nias, Soedjarwanto et al. (2022) telah melakukan studi kelayakan integrasi PLTS dengan baterai dan jaringan eksisting (Soedjarwanto et al., 2022). Penelitian tersebut menunjukkan potensi penerapan PLTS sekitar 22,6 MWp dengan kapasitas penyimpanan energi sekitar 28 MWh, sehingga memberikan bukti awal bahwa integrasi PLTS–BESS secara teknis berpotensi dikembangkan pada Sistem Kelistrikan Nias. Namun, studi tersebut terutama berorientasi pada kelayakan penerapan PLTS–BESS dan belum mengevaluasi secara komprehensif berbagai skenario penetrasi EBT berdasarkan trade-off antara biaya siklus hidup sistem, renewable fraction, pengurangan operasi pembangkit termal, emisi karbon, serta konsekuensi dinamis terhadap sistem kelistrikan.

Berdasarkan studi terdahulu, terdapat tiga kesenjangan penelitian utama. Pertama, penelitian sebelumnya pada Sistem Kelistrikan Nias masih berfokus terutama pada kelayakan integrasi PLTS dan baterai, sedangkan optimasi kapasitas PLTS–BESS terhadap konfigurasi pembangkit eksisting dan biaya siklus hidup sistem belum dievaluasi secara mendalam. Kedua, keterkaitan antara peningkatan penetrasi EBT, Levelized Cost of Energy (LCOE), Net Present Cost (NPC), biaya operasi, dan

E-ISSN : 2962-9713
P-ISSN : 2963-928X

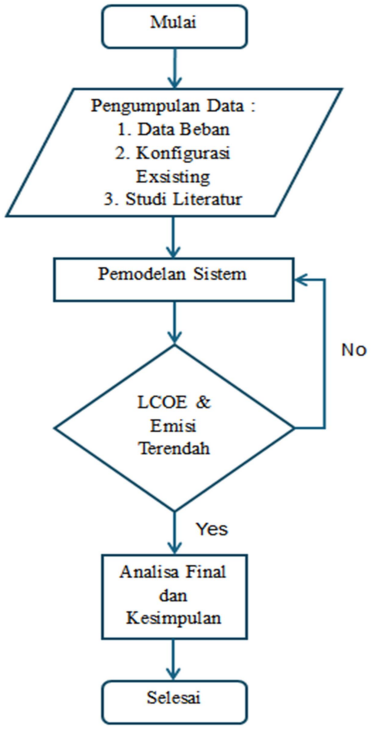
pengurangan emisi karbon pada sistem Nias belum dianalisis secara terintegrasi melalui beberapa skenario pengembangan. Ketiga, studi tekno-ekonomi sebelumnya belum secara eksplisit menghubungkan konfigurasi hasil optimasi dengan evaluasi kestabilan dinamis sistem, khususnya respons frekuensi dan tegangan terhadap perubahan besar keluaran PLTS. Terakhir adalah pengaruh penetrasi PLTS yang tinggi pada sistem terisolasi dapat meningkatkan sensitivitas sistem terhadap ketidakseimbangan daya.

Untuk menjawab kesenjangan tersebut, penelitian ini mengembangkan kerangka analisis terintegrasi yang menghubungkan optimasi tekno-ekonomi dan lingkungan dengan evaluasi kestabilan dinamis pada Sistem Kelistrikan Nias. HOMER Pro digunakan untuk membandingkan kondisi sistem eksisting, skenario pengembangan EBT berdasarkan Accelerated Renewable Energy Development (ARED), dan skenario optimasi PV–BESS dengan mempertimbangkan profil beban, sumber daya energi surya, karakteristik pembangkit, biaya investasi, biaya operasi, dan parameter finansial (Benavente et al., 2019). Konfigurasi terpilih kemudian dimodelkan menggunakan DIgSILENT PowerFactory untuk mengevaluasi respons frekuensi dan tegangan terhadap gangguan berupa penurunan keluaran daya PLTS. Dengan pendekatan tersebut, konfigurasi sistem dievaluasi lengkap berdasarkan keekonomian dan peningkatan penetrasi EBT, dan juga berdasarkan kemampuan sistem mempertahankan kinerja dinamis setelah terjadi ketidakseimbangan daya. Kebaruan penelitian ini terletak pada integrasi optimasi tekno-ekonomi berbasis kondisi aktual Sistem Kelistrikan Nias dengan evaluasi lingkungan dan validasi kestabilan dinamis konfigurasi PV–BESS. Berbeda dengan studi sebelumnya di Nias yang terutama mengevaluasi kelayakan PLTS–BESS, penelitian ini membandingkan tiga skenario pengembangan sistem dan mengevaluasi keterkaitan antara kapasitas PV–BESS, LCOE, NPC, biaya operasi, renewable fraction, emisi CO_2, serta respons frekuensi dan tegangan. Pendekatan tersebut memungkinkan evaluasi yang lebih komprehensif terhadap manfaat dan konsekuensi integrasi energi terbarukan pada sistem tenaga kepulauan.

METODE PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan pendekatan pemodelan, simulasi, dan optimasi untuk mengevaluasi integrasi Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan Battery Energy Storage System (BESS) pada Sistem Kelistrikan Nias. Kerangka penelitian mengintegrasikan optimasi tekno-ekonomi menggunakan HOMER Pro dengan evaluasi kestabilan dinamis menggunakan DIgSILENT PowerFactory. Proses optimasi dilakukan menggunakan Grid Search Algorithm untuk mengeksplorasi berbagai kombinasi kapasitas komponen dan memperoleh konfigurasi yang paling ekonomis. Setiap konfigurasi dievaluasi berdasarkan kelayakan teknis dan indikator ekonomi, meliputi Net Present Cost (NPC), Levelized Cost of Energy (LCOE), Return on Investment (ROI), Simple Payback, dan Internal Rate of Return (IRR). Gambar 1 menunjukkan kerangka penelitian yang terdiri atas lima tahapan.

E-ISSN : 2962-9713
P-ISSN : 2963-928X



Gambar 1. Kerangka Penelitian

Data dan Pemodelan Sistem

Data penelitian terdiri atas data teknis, meteorologis, ekonomi, dan lingkungan. Data teknis mencakup profil beban Sistem Kelistrikan Nias, daftar mesin pembanagkit listrik, kapasitas dan karakteristik pembangkit eksisting berupa PLTD, PLTMG, dan PLTG, serta karakteristik teknis PLTS dan BESS. Profil beban diperoleh dari data operasi Sistem Kelistrikan Nias dengan beban puncak tahun 2025 sebesar 48,55 MW. Data meteorologis berupa Global Horizontal Irradiance (GHI) digunakan untuk merepresentasikan potensi produksi PLTS, dengan nilai rata-rata tahunan sekitar 4,73 kWh/m²/hari. Parameter ekonomi meliputi capital expenditure (CAPEX), replacement cost, biaya operasi dan pemeliharaan (O&M), harga bahan bakar, discount rate, tingkat inflasi, serta umur proyek. Parameter lingkungan terutama digunakan untuk menghitung emisi yang dihasilkan oleh konsumsi bahan bakar pembangkit termal.

Model sistem pada HOMER Pro terdiri atas pembangkit termal eksisting, PLTS, BESS, converter, dan beban listrik. Simulasi dilakukan menggunakan resolusi waktu satu jam selama satu tahun atau 8.760 time steps. Pada setiap time step, aplikasi dapat menyelesaikan keseimbangan energi antara produksi pembangkit, produksi PLTS, proses charging–discharging BESS, kebutuhan beban, serta excess electricity atau unmet load apabila terjadi ketidakseimbangan energi. Keseimbangan daya sistem pada waktu (t) secara umum dapat dinyatakan sebagai:

$$\sum P_Gen(t) = P_Load(t) + P_(BESS,ch)(t) + P_Loss(t) + P_Curt(t) \quad (1)$$

Dimana P_PV adalah daya keluaran PLTS, P_Thermal adalah total keluaran pembangkit termal, P_BESS,dis dan P_BESS,ch masing-masing merupakan daya pelepasan dan pengisian BESS, P_Load merupakan kebutuhan beban, P_Loss adalah

E-ISSN : 2962-9713
P-ISSN : 2963-928X

rugi-rugi yang direpresentasikan dalam model, dan P_Curt merupakan energi yang tidak dapat dimanfaatkan atau curtailed.

Desain Penelitian

Evaluasi dilakukan menggunakan tiga skenario untuk membandingkan kondisi sistem saat ini dengan dua alternatif pengembangan EBT. Skenario 1 (Existing System) merepresentasikan sistem eksisting yang terdiri atas PLTMG, PLTG, dan PLTD tanpa PLTS dan BESS serta digunakan sebagai baseline. Skenario 2 (ARED) merepresentasikan rencana pengembangan EBT dengan penambahan PLTS 10 MW dan BESS 10 MWh berdasarkan skenario Accelerated Renewable Energy Development (ARED). Skenario 3 (Optimized PV–BESS) menentukan kapasitas PLTS dan BESS menggunakan proses optimasi HOMER Pro dengan tetap mempertahankan pembangkit konvensional yang diperlukan untuk menjamin kecukupan pasokan.

Tabel 1. Skenario Simulasi Penelitian

Skenario	Konfigurasi	Tujuan Evaluasi
Skenario 1	Eksisting PLTD+PLTMG+PLTG	Merepresentasikan kondisi eksisting
Skenario 2	PV-BESS-DIESEL	Menentukan nilai LCOE dan renewable fraction berdasarkan scenario (ARED)
Skenario 3	PV-BESS-DIESEL	Menentukan LCOE Terbaik dan Renewable dengan mengurangi pembangkit diesel

Parameter Analisis Ekonomi

Net Present Cost (NPC) merupakan indikator yang digunakan untuk menilai total biaya sistem selama umur proyek dalam nilai saat ini. Perhitungan NPC mencakup biaya investasi, penggantian komponen, operasi dan pemeliharaan, bahan bakar, serta biaya pembelian energi, dengan memperhitungkan nilai sisa komponen. Semakin rendah nilai NPC, semakin ekonomis konfigurasi sistem yang dianalisis. NPC dapat dihitung menggunakan persamaan (2). [7]

$$C_{NPC} = \frac{Cann,tot}{\mathrm{CRF}(i,N)} \quad (2)$$

Dimana CNPC merupakan Net Present Cost, Cann,tot adalah Total Annualized Cost, CRF adalah Capital Recovery Factor, i merupakan Real Discount Rate, dan N adalah umur proyek.

Capital Recovery Factor (CRF) digunakan untuk mengonversi nilai investasi menjadi biaya tahunan ekuivalen dengan mempertimbangkan tingkat diskonto dan umur proyek. Nilai CRF digunakan dalam menentukan Total Annualized Cost dari suatu sistem dan dihitung menggunakan persamaan (3). [7]

$$CRF(i,N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N-1} \quad (3)$$

Levelized Cost of Energy (LCOE) merupakan biaya rata-rata yang diperlukan untuk menghasilkan setiap satuan energi listrik selama umur proyek. Indikator ini digunakan untuk membandingkan biaya produksi energi antar-konfigurasi sistem. Nilai LCOE yang lebih rendah menunjukkan biaya pembangkitan yang lebih ekonomis dan dapat dihitung menggunakan persamaan (4) atau (5). [7]

$$LCOE = \frac{Cann,to}{\mathrm{E}served} \quad (4)$$

$$LCOE = \frac{C_{NPC} \times CRF(i,N)}{\mathrm{E}served} \quad (5)$$

E-ISSN : 2962-9713
P-ISSN : 2963-928X

Dimana LCOE merupakan Levelized Cost of Energy, Cann,tot adalah Total Annualized Cost, Eserved merupakan energi listrik yang dilayani selama satu tahun, dan CNPC merupakan Net Present Cost.

Return on Investment (ROI) menunjukkan tingkat keuntungan yang diperoleh dibandingkan dengan tambahan investasi yang dikeluarkan. Dalam HOMER Pro, ROI ditentukan berdasarkan perbandingan arus kas antara sistem yang diusulkan dan sistem dasar selama umur proyek. Nilai ROI yang lebih tinggi menunjukkan tingkat keuntungan investasi yang lebih besar dan dihitung menggunakan persamaan (6). [7]

$$ROI = \frac{\sum_{t=0}^{N} \Delta CF_t - \Delta CF_o}{N(\Delta CF_o)} \quad (6)$$

Dimana ROI merupakan Return on Investment (%), ΔCFo adalah tambahan investasi awal, ΔCFt merupakan selisih arus kas pada tahun ke-t, dan N adalah umur proyek.

Simple Payback (SPB) menunjukkan waktu yang diperlukan agar investasi awal dapat kembali melalui arus kas atau penghematan biaya yang dihasilkan sistem. Indikator ini tidak memperhitungkan nilai waktu uang, sehingga semakin singkat periode pengembalian, semakin menarik investasi tersebut. Perhitungan SPB ditunjukkan pada persamaan (7). [7]

$$SPB = \frac{I_0}{CF_{annual}} \quad (7)$$

Dimana SPB merupakan Simple Payback (tahun), Io adalah investasi awal, dan CFannual merupakan arus kas bersih tahunan.

Internal Rate of Return (IRR) merupakan tingkat pengembalian investasi yang diperoleh berdasarkan arus kas selama umur proyek. Dalam HOMER Pro, IRR ditentukan dari selisih arus kas antara sistem yang diusulkan dan sistem dasar melalui proses iteratif. Nilai IRR dapat dinyatakan melalui persamaan (8). [7]

$$\sum_{t=0}^{N} \frac{\Delta Cf_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (8)$$

Dimana IRR merupakan Internal Rate of Return, ΔCFo adalah tambahan investasi awal, ΔCFt merupakan selisih arus kas pada tahun ke-t, dan N merupakan umur proyek. Investasi umumnya dinilai layak apabila IRR lebih besar daripada discount rate yang digunakan, sedangkan IRR yang lebih rendah menunjukkan tingkat kelayakan finansial yang lebih rendah.

Analisis sensitivitas digunakan untuk mengetahui pengaruh perubahan parameter teknis dan ekonomi terhadap hasil optimasi serta ketahanan konfigurasi sistem terhadap ketidakpastian. Dalam HOMER Pro, analisis dilakukan dengan menjalankan optimasi pada beberapa variasi nilai parameter untuk mengamati perubahan konfigurasi, biaya, LCOE, NPC, dan emisi. Pada penelitian ini, sensitivitas diterapkan pada harga bahan bakar diesel, harga PV, harga baterai, dan discount rate. Variasi yang digunakan masing-masing sebesar ±20% untuk harga bahan bakar, ±15% untuk harga PV, ±30% untuk harga baterai, serta discount rate sebesar 6%, 8%, dan 10%. Parameter tersebut dipilih karena perubahan harga komponen dan kondisi ekonomi dapat memengaruhi kelayakan serta konfigurasi optimal sistem PLTS–BESS–Diesel pada Sistem Kelistrikan Pulau Nias (Rahmat et al., 2022).

HASIL DAN PEMBAHASAN

Hasil Simulasi

Tabel 2. Perbandingan Hasil

No	Komponen	Eksisting	Optimasi ARED	Optimasi HOMER Pro

E-ISSN : 2962-9713
P-ISSN : 2963-928X

1	LCOE (Rp/kWh)	4.456	4.237	3.732
2	NPC (Rp M)	16.856	16.027	14.117
3	*Op. Cost* (Rp M)	1.359	1.280	1.085
4	*Renewable Frac*. (%)	0	4	15,8

Hasil optimasi HOMER Pro menunjukkan peningkatan kinerja ekonomi dibandingkan kondisi eksisting. LCOE turun 16,25% dari 4.456 Rp/kWh menjadi 3.732 Rp/kWh dengan Renewable Fraction 15,8%, sedangkan NPC berkurang 16,2% menjadi Rp14.117 miliar. Penurunan terbesar terjadi pada Operating Cost sebesar 20,16%, yang menunjukkan berkurangnya ketergantungan terhadap pembangkit berbahan bakar fosil. Konfigurasi dengan LCOE terendah diperoleh dari kombinasi kapasitas pembangkit sebagai berikut:

Tabel 3. Perbandingan Komposisi Pembangkit

No	Komponen	Eksisting	Optimasi ARED	Optimasi HOMER Pro
1	PLTMG (kW)	35.000	35.000	35.000
2	PLTG (kW)	25.000	25.000	25.000
3	PLTD (kW)	21.000	21.000	21.000
4	PV (kW)	-	10.000	40.000
5	BESS (MWh)	-	10	70

Hasil Analisis Ekonomi

Analisis Ekonomi dilakukan dengan mempertimbangkan discount rate 8%, Inflation Rate 2,8 % dan project life time selama 20 tahun. Hasil simulasi menunjukan perbandingan hasil antara Skenario ARED dan Skenario Optimasi HOMER Pro berdasarkan beberapa parameter utama, yaitu NPC, CAPEX, OPEX, ROI, IRR, dan Simple Payback.

Tabel 4. Perbandingan Aspek Ekonomi

Komponen	Skenario ARED	Skenario Optimasi HOMER PRO
NPC (Rp Miliar)	16.027	14.117
CAPEX (Rp Miliar)	154	658
OPEX (Rp Miliar)	1.280	1.085
ROI (%)	21,4	8,6
IRR (%)	26,4	12,3
Simpel Payback (Tahun)	3,8	7,2

Hasil analisis menunjukkan bahwa Skenario Optimasi menghasilkan NPC lebih rendah, yaitu Rp14.117 miliar. Meskipun CAPEX mencapai Rp 658 miliar, integrasi PV dan BESS mampu menekan OPEX menjadi Rp1.085 miliar, dibandingkan Rp1.280 miliar pada Skenario ARED. Dari sisi investasi, ARED memiliki ROI 21,4%, IRR 26,4%, dan payback period 3,8 tahun, sedangkan Skenario Optimasi masing-masing sebesar 12,3%, 12,3%, dan 7,2 tahun. Perbedaan ini menunjukkan bahwa ARED lebih cepat memberikan pengembalian investasi, sementara skenario optimasi lebih unggul dalam menekan biaya operasi jangka panjang.

Hasil Analisis Teknis

Berdasarkan hasil simulasi, diperoleh konfigurasi sistem pembangkit yang mampu memenuhi kebutuhan energi listrik selama periode operasi satu tahun. Ringkasan hasil produksi dan konsumsi energi pada konfigurasi terpilih ditunjukkan pada Tabel berikut.

Tabel 5. Parameter Teknis Skenario ARED

Komponen	Produksi/Konsumsi (kWh/Tahun)	Persentase (%)
Produksi Seluruh Pembangkit	306.492.134	100

E-ISSN : 2962-9713
P-ISSN : 2963-928X

Produksi PV	13.762.764	4,49% dari Total Produksi
Total Beban	305.021.798	100
Excess Electricity	791.169	0,25% dari total produksi
Unmet Electrical Load	0	0

Tabel 6. Parameter Teknis Skenario Optimasi

Komponen	Produksi/Konsumsi (kWh/Tahun)	Persentase (%)
Produksi Seluruh Pembangkit	311.986.710	100
Produksi PV	55.051.056	17.6% dari Total Produksi
Total Beban	305.021.798	100
Excess Electricity	3.023.955	1.04% dari total produksi
Unmet Electrical Load	0	0

Hasil Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas untuk mengetahui pengaruh perubahan terhadap nilai Levelized Cost of Energy (LCOE) pada skenario optimsai. Parameter yang divariasikan meliputi discount rate, harga PV, harga BESS, dan harga diesel.

Tabel 7. Perbandingan Hasil Analisa Sensitivitas Skenario Optimasi

Discount Rate (10%, 8%, 6%)	Harga PV (±15%)	Harga BESS (±30%)	Harga Diesel (±20%)	LCOE (Rp/kWh)
10 %	+15%	+30	+20	4.271
10 %	-15%	-30	-20	3.179
8 %	+15%	+30	+20	4.244
8 %	-15%	-30	-20	3.155
6 %	+15%	+30	+20	4.215
6 %	-15%	-30	-20	3.131

Hasil analisis sensitivitas menunjukkan bahwa kenaikan discount rate dan biaya PV, BESS, serta diesel meningkatkan LCOE. Nilai terendah sebesar 3.131 Rp/kWh diperoleh pada discount rate 6% dengan penurunan harga komponen, sedangkan nilai tertinggi mencapai 4.271 Rp/kWh pada discount rate 10% dengan kenaikan harga. Hal ini menunjukkan bahwa keekonomian sistem PV–BESS dipengaruhi oleh biaya investasi dan parameter finansial.

Hasil Penurunan Emisi

Hasil optimasi tidak hanya menghasilkan LCOE terendah, tetapi juga memberikan data penurunan emisi berikut perbandingan hasil Emisi antara konfigurasi eksising dengan Skenario Optimasi Homer Pro yang mendapatkan nilai LCOE terendah ditunjukkan pada data berikut :

Tabel 8. Perbandingan Hasil Emisi

Jenis Emisi	Eksisting (kg/tahun)	ARED (kg/tahun)	Optimasi (kg/tahun)	Penuruan ARED (%)	Penuruan Optimasi (%)
Carbon Dioxide	42.315.907	40.463.588	32.777.349	4,38	22,54
Carbon Monoxide	1.558.749	1.507.582	1.351.017	3,28	13,33
Unburned Hydrocarbons	64.863	62.587	55.603	3,51	14,28
Particulate Matter	6.883	6.605	5.744	4,04	16,55
Sulfur Dioxide	103.702	99.163	80.326	4,38	22,54
Nitrogen Oxides	140.558	134.647	116.376	4,92	17,21

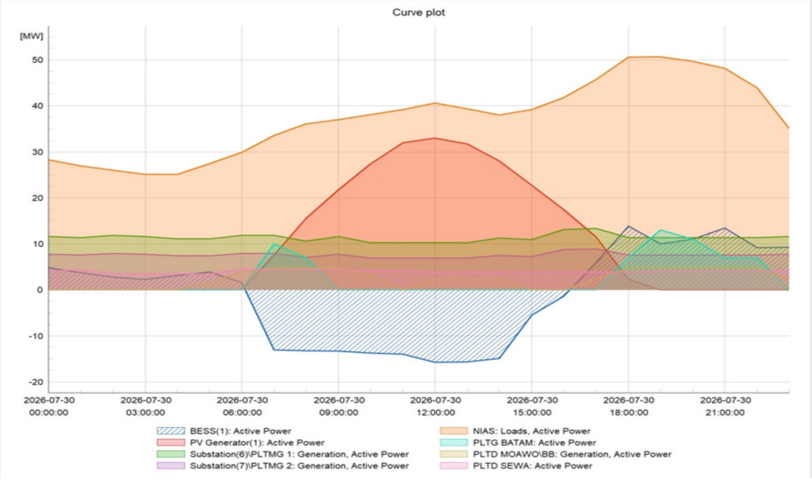
Berdasarkan Tabel 8, konfigurasi sistem yang diusulkan mampu menurunkan seluruh parameter emisi dibandingkan kondisi eksisting. Penurunan terbesar terjadi pada emisi CO_2 dan SO_2 pada skenario optimasi sebesar 22,54%, sedangkan pada

E-ISSN : 2962-9713
P-ISSN : 2963-928X

skenario ARED hanya 4,38%. Emisi lainnya juga menurun sebesar 13,33–17,21% pada skenario optimasi dan 3,28–4,92% pada skenario ARED. Hasil ini menunjukkan bahwa peningkatan penetrasi energi terbarukan efektif mengurangi penggunaan bahan bakar fosil dan emisi lingkungan.

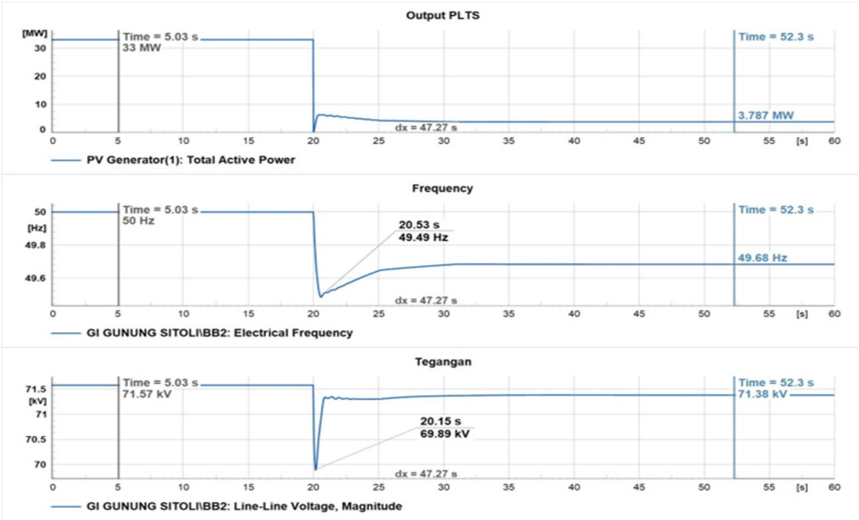
Hasil Simulasi Stabilitas Sistem

Berdasarkan hasil analisis finansial, skenario optimasi menghasilkan LCOE terendah sehingga digunakan untuk mengevaluasi dampak penetrasi EBT terhadap sistem eksisting. Analisis dilakukan melalui simulasi RMS/EMT dan quasi-dynamic untuk mengamati respons frekuensi dan tegangan saat daya PV turun sebesar 75%. Pola pembangkitan sistem ditunjukkan pada Gambar 3.1.



Gambar 1. Uji Normalitas P-P Plot dan Histogram

Gambar menunjukkan pola operasi sistem hibrida selama 24 jam berdasarkan proyeksi beban Nias. PLTS mencapai produksi maksimum sekitar 33 MW pada siang hari, dengan kelebihan energi digunakan untuk charging BESS dan dilepaskan kembali saat produksi PV menurun. Pembangkit konvensional tetap mendukung pasokan, terutama pada malam hari. Selanjutnya, respons frekuensi dan tegangan dianalisis pada kondisi penurunan daya PV sebesar 75%.



Gambar 2. Respon Frekuensi dan Tegangan ketika PV kehilangan daya 75%

E-ISSN : 2962-9713
P-ISSN : 2963-928X

Hasil simulasi menunjukkan bahwa penurunan daya PLTS sebesar ±75% pada detik ke-20 menyebabkan ketidakseimbangan daya sementara. Kondisi ini membuat frekuensi turun dari 50 Hz hingga sekitar 49,49 Hz dan kembali stabil mendekati kondisi nominal dalam beberapa detik. Penurunan daya PLTS menyebabkan tegangan turun sesaat dari 71,57 kV menjadi 69,89 kV, kemudian kembali stabil sekitar 69,7 kV. Hal ini menunjukkan bahwa sistem masih mampu memulihkan tegangan setelah gangguan.

Pembahasan

Berdasarkan Hasil penelitian menunjukkan bahwa integrasi energi terbarukan pada Sistem Kelistrikan Nias perlu dikaji dari aspek ekonomi dan teknis. Optimasi techno-economic menggunakan HOMER Pro dilakukan untuk menentukan kapasitas PLTS dan BESS yang paling ekonomis, sedangkan DIgSILENT PowerFactory digunakan untuk mengevaluasi keandalan operasi sistem setelah penetrasi EBT. Hasil optimasi menunjukkan penurunan LCOE dari Rp4.456/kWh pada kondisi eksisting menjadi Rp3.732/kWh, sedangkan NPC turun 16,2% dan Operating Cost berkurang 20,16%. Penurunan tersebut terutama dipengaruhi oleh meningkatnya kontribusi PLTS dan BESS sehingga penggunaan pembangkit berbahan bakar fosil dapat dikurangi. Temuan ini sejalan dengan Kumar et al. (2025), Samatar et al. (2025), dan Lewis et al. (2024), yang menunjukkan bahwa optimasi sistem hibrid dapat menekan NPC, LCOE, konsumsi bahan bakar, dan biaya operasi (Krishan Kant Kumar et al., 2025; Lewis et al., 2024; Samatar et al., 2024).

Dari sisi pemanfaatan EBT, Renewable Fraction meningkat dari 0% menjadi 15,8% pada skenario optimasi, jauh lebih tinggi dibandingkan skenario ARED sebesar 4%. Peningkatan penetrasi EBT juga memberikan manfaat lingkungan, dengan emisi CO_2 turun 22,54% dari 42.315.907 kg/tahun menjadi 32.777.349 kg/tahun, sedangkan pada ARED hanya turun 4,38% menjadi 40.463.588 kg/tahun. Hasil ini menunjukkan bahwa peningkatan kontribusi PV mampu mengurangi operasi pembangkit fosil sekaligus menekan konsumsi bahan bakar dan emisi. Secara keseluruhan, skenario optimasi memberikan kinerja ekonomi dan lingkungan yang lebih baik dibandingkan kondisi eksisting maupun ARED. Konfigurasi tersebut dapat menjadi alternatif dalam mendukung program dedieselisasi PLN dan peningkatan pemanfaatan EBT menuju target Net Zero Emission (Pamuk & Omar, 2025).

Berdasarkan Penetrasi PLTS yang tinggi pada isolated grid dapat mengurangi penggunaan pembangkit fosil, tetapi karakteristik PV yang intermiten dapat memengaruhi kestabilan frekuensi dan tegangan. Oleh karena itu, analisis dinamis diperlukan untuk memastikan sistem tetap stabil saat terjadi perubahan daya PLTS. Hasil simulasi PV Drop 75% menunjukkan bahwa semakin besar kehilangan daya PV, semakin besar respons transien sistem. Frekuensi minimum 49,49 Hz dan tegangan turun hingga 68,89 kV. Hal ini menunjukkan bahwa besarnya perubahan daya PV berpengaruh terhadap deviasi frekuensi dan tegangan, terutama pada sistem terisolasi dengan penetrasi pembangkit berbasis inverter yang tinggi (Vuić et al., 2023).

BESS berperan dalam merespons ketidakseimbangan daya melalui proses injeksi maupun penyerapan daya secara cepat. Kemampuan ini membantu pemulihan frekuensi dan tegangan setelah terjadi perubahan output PV. Secara keseluruhan, frekuensi dapat kembali mendekati 50 Hz dan tegangan kembali stabil setelah gangguan. Respons tersebut menunjukkan bahwa sistem masih mampu mempertahankan kestabilan operasi dengan dukungan PLTS, BESS, dan pembangkit konvensional (Tephiruk et al., 2018). Hasil ini selanjutnya dievaluasi mengacu pada ketentuan Grid Code Indonesia serta

E-ISSN : 2962-9713
P-ISSN : 2963-928X

kemampuan tegangan dan frekuensi pada Permen ESDM Nomor 20 Tahun 2020 tentang Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (Grid Code).

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil simulasi sistem hibrid untuk mendukung program dedieselisasi Sistem Kelistrikan Nias, optimasi HOMER Pro menghasilkan konfigurasi optimal berupa PLTS 40 MWp dan BESS 70 MWh. Dibandingkan kondisi eksisting dengan fraksi EBT 0%, skenario ARED menghasilkan fraksi EBT 4%, produksi PV 13.762.764 kWh/tahun, penurunan emisi CO_2 sebesar 4,38%, serta LCOE sebesar Rp4.237/kWh. Sementara itu, skenario optimasi menghasilkan fraksi EBT 15,8%, produksi PV 55.051.056 kWh/tahun, penurunan emisi CO_2 sekitar 22,54%, dan LCOE sebesar Rp3.732/kWh atau turun 16,25% dari kondisi eksisting. Dari sisi kestabilan, penurunan daya PLTS sebesar 75% menyebabkan frekuensi turun dari sekitar 50 Hz menjadi 49,49 Hz dan tegangan dari 71,57 kV menjadi 69,89 kV, kemudian kembali menuju kondisi stabil.

Dengan demikian, konfigurasi PLTS 40 MWp dan BESS 70 MWh menjadi skenario yang paling optimal karena mampu meningkatkan pemanfaatan EBT, menekan biaya energi dan emisi karbon, serta tetap menjaga kestabilan Sistem Kelistrikan Nias. Saran terhadap penelitian masih terdapat beberapa aspek yang dapat dikembangkan pada penelitian selanjutnya. Penggunaan data hasil pengukuran langsung di lapangan disarankan untuk memperoleh kondisi sistem yang lebih representatif dan meningkatkan ketelitian hasil simulasi. Selain itu, data harga serta spesifikasi komponen PLTS dan BESS yang digunakan dalam HOMER Pro perlu disesuaikan dengan teknologi dan kondisi pasar aktual agar estimasi investasi dan biaya sistem menjadi lebih akurat. Pengembangan selanjutnya juga dapat mempertimbangkan variasi profil beban, perubahan kondisi cuaca, serta strategi operasi BESS untuk memperoleh hasil optimasi yang lebih komprehensif.

DAFTAR PUSTAKA

Benavente, F., Lundblad, A., Campana, P. E., Zhang, Y., Cabrera, S., & Lindbergh, G. (2019). Photovoltaic/battery system sizing for rural electrification in Bolivia: Considering the suppressed demand effect. *Applied Energy*, *235*, 519–528. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.084

Cross, S., Padfield, D., Ant-Wuorinen, R., King, P., & Syri, S. (2017). Benchmarking island power systems: Results, challenges, and solutions for long term sustainability. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *80*, 1269–1291. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.126

Esan, A. B., Agbetuyi, A. F., Oghorada, O., Ogbeide, K., Awelewa, Ayokunle. A., & Afolabi, A. E. (2019). Reliability assessments of an islanded hybrid PV-diesel-battery system for a typical rural community in Nigeria. *Heliyon*, *5*(5), e01632. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e01632

Krishan Kant Kumar, Surender Singh, & Sombir Kundu. (2025). Modeling and Simulation of Grid-Connected Hybrid Renewable Energy Systems Using HOMER Pro Software. *Indian Journal of Renewable Energy*, *2*(2), 1–19. https://doi.org/10.36676/energy.v2.i2.22

Lewis, C. G., Ijeoma, M. W., Yakubu, R. O., Chukwu, B. N., Chen, H., & Carbajales-Dale, M. (2024). Achieving universal energy access in remote locations using

E-ISSN : 2962-9713
P-ISSN : 2963-928X

HOMER energy model: a techno-economic and environmental analysis of hybrid microgrid systems for rural electrification in northeast Nigeria. *Frontiers in Energy Research*, *12*. https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1454281

Pamuk, N., & Omar, F. A. (2025). Techno-Economic and Environmental Assessment of On-Grid and Off-Grid Renewable Energy Systems for Çanakkale, Türkiye Using HOMER Pro. *Electrica*, *25*, 1–19.

PLN, PT. (2025). *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2025-2034*. PT. PLN (Persero). https://web.pln.co.id/stakeholder/ruptl

Rahmat, M. A. A., Abd Hamid, A. S., Lu, Y., Ishak, M. A. A., Suheel, S. Z., Fazlizan, A., & Ibrahim, A. (2022). An Analysis of Renewable Energy Technology Integration Investments in Malaysia Using HOMER Pro. *Sustainability*, *14*(20), 13684. https://doi.org/10.3390/su142013684

Samatar, A. M., Mekhilef, S., Mokhlis, H., Kermadi, M., & Alshammari, O. (2024). Performance analysis of hybrid off-grid renewable energy systems for sustainable rural electrification. *Energy Conversion and Management: X*, *24*, 100780. https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2024.100780

Santoso, M. V., Banjar-Nahor, K. M., & Hariyanto, N. (2025). Optimization of Nusa Penida Electrical System: A Simulation Approach for Cost and Emission Reduction. *2025 IEEE International Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECS)*, 1–6. https://doi.org/10.1109/SCEECS64059.2025.10940182

Sigrist, L., Lobato, E., Echavarren, F. M., Egido, I., & Rouco, L. (2016). *Island power systems*. CRC Press.

Soedjarwanto, N., Endah Komalasari, E., & Asyraf Fardhan, S. (2022). Studi Kelayakan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dengan Baterai dan Terhubung Grid di Nias, Sumatera Utara. *TUDI KELAYAKAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA (PLTS) DENGAN BATERAI DAN TERHUBUNG GRID DI NIAS, SUMATERA UTARA*, *3*(2), 1–7.

Tephiruk, N., Kanokbannakorn, W., Kerdphol, T., Mitani, Y., & Hongesombut, K. (2018). Fuzzy Logic Control of a Battery Energy Storage System for Stability Improvement in an Islanded Microgrid. *Sustainability*, *10*(5), 1645. https://doi.org/10.3390/su10051645

Thirunavukkarasu, M., & Sawle, Y. (2020). Design, analysis and optimal sizing of standalone PV/diesel/battery hybrid energy system using HOMER. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, *937*(1), 012034. https://doi.org/10.1088/1757-899X/937/1/012034

Vuić, L., Hivziefendić, J., Sarić, M., & Osmić, J. (2023). Voltage and frequency control of solar – battery – diesel based islanded microgrid. *Journal of Electrical Engineering*, *74*(6), 442–453. https://doi.org/10.2478/jee-2023-0052