

# Pra-studi Kelayakan Sistem Hibrida PV-Baterai-PLTD di Daerah Pedesaan Wilayah Maluku

Rinaldi Maulana<sup>\*a)</sup>

(Received 8 Mei 2024 || Revised 4 Juni 2024 || Accepted 21 Juni 2024)

**Abstract:** *This research addresses the high costs and logistical challenges of diesel-based electricity generation in the rural and remote areas of Maluku. The aim is to assess the feasibility of hybridizing diesel generators with solar photovoltaic (PV) and battery energy storage systems (BESS) to reduce energy costs and environmental impacts. A tailored methodology evaluated 42 locations to determine the optimal hybrid systems. The evaluation included preliminary solar potential, electricity consumption, hybrid options, generation costs, and capital costs. Findings indicate that systems with higher renewable energy fractions are more beneficial, reducing total diesel consumption from 30.5 million L/yr to 5.8 million L/yr and Levelized Cost of Energy (LCOE) from 0.62 USD/kWh to 0.42 USD/kWh. PV sizes ranged from 150-2400 kWp with renewable energy fractions from 80-93%. This method effectively prioritizes economically and technically suitable sites.*

**Keywords:** *Hybrid System, Solar PV, Battery Energy Storage, Diesel Generator, Rural Electrification, Pre-Feasibility Study*

## 1. Pendahuluan

Elektrifikasi pedesaan yang andal dan berkelanjutan saat ini masih menjadi tantangan di Indonesia, negara dengan 17.508 pulau. Perluasan jaringan yang mahal dengan permintaan yang kecil di pedesaan, biaya transportasi yang tinggi, dan belanja modal yang terbatas menjadi hambatan untuk menyediakan listrik yang terjangkau di pedesaan dan daerah terpencil [1-2]. Sebagai provinsi kepulauan, Maluku terdiri dari 1340 pulau, termasuk 120 pulau berpenghuni dengan 1241 desa [3]. Dapat dipahami, perlunya penyediaan listrik ke seluruh wilayah di Indonesia, termasuk daerah pedesaan. Sebagian besar pembangkit listrik di Maluku berasal dari pembangkit diesel, yang menjadi sangat mahal dengan masalah logistik dan dampak lingkungan yang rumit. Untuk itu, perlu ditentukan alternatif pembangkitan listrik di seluruh Maluku untuk menurunkan biaya pembangkitan dan solar serta meningkatkan kualitas pelayanan kepada masyarakat [4]. Namun, menjadi tantangan untuk menilai dan melakukan studi kelayakan untuk banyak lokasi sekaligus.

Masalah utama dalam pembangkitan listrik di Maluku terletak pada tingginya biaya dan masalah logistik yang terkait dengan pembangkitan listrik berbasis diesel. Ketergantungan pada generator diesel menyebabkan listrik menjadi mahal, diperburuk oleh tantangan transportasi dan penyimpanan bahan bakar. Selain itu, dampak lingkungan dari pembakaran bahan bakar diesel berkontribusi pada polusi dan perubahan iklim. Masalah-masalah ini memerlukan eksplorasi solusi energi hibrida yang dapat mengurangi beban finansial dan lingkungan sambil menyediakan listrik yang andal bagi daerah pedesaan dan terpencil.

Hibridisasi pembangkit diesel bertujuan untuk menggabungkan pembangkit listrik fotovoltaik surya (PV) dan sistem penyimpanan energi baterai (BESS) ke dalam pengoperasian pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD). Mengingat terus menurunnya harga teknologi surya dan baterai dan peningkatan teknologi, memberikan peluang untuk mengurangi biaya operasional, memudahkan pengoperasian sistem di daerah terpencil, mengotomatiskan layanan, meningkatkan kualitas, menurunkan risiko harga volatilitas bahan bakar, dll [5]. Perlu sekali dilakukan terhadap teknologi PV dan PLTD di Maluku sekaligus mengidentifikasi potensi opsi hibridisasi PV-BESS-Diesel [6].

Berdasarkan penelitian terdahulu, sistem hibrida diyakini dapat meningkatkan keandalan sistem dan mengurangi biaya dan emisi dibandingkan dengan PLTD konvensional [7]. Beberapa studi telah menunjukkan dampak positif dari sistem hybrid pada biaya,

pengurangan bahan bakar, dan kinerja sistem [7-9]. Arsitektur sistem microgrid hibrida dalam studi ini mengintegrasikan PV, PLTD, dan BESS pada satu bus bar yang memungkinkan peningkatan penetrasi energi terbarukan. Arsitekturnya memungkinkan penyerahan sinkron dari energi terbarukan (diesel-off) ke diesel-on [9-10].

Namun, terdapat kekurangan dalam studi kelayakan komprehensif yang menilai hibridisasi generator diesel dengan PV surya dan BESS di berbagai lokasi secara bersamaan. Meskipun berbagai studi telah mengeksplorasi manfaat teknis dan ekonomi dari sistem hibrida, hanya sedikit yang membahas tantangan evaluasi berbagai situs untuk menentukan konfigurasi hibrida yang paling sesuai. Kesenjangan ini menyoroti perlunya pendekatan metodologis untuk menilai kelayakan sistem hibrida di berbagai lokasi pedesaan, dengan mempertimbangkan faktor ekonomi dan teknis.

Tujuan dari studi ini adalah untuk menilai opsi hibridisasi beberapa lokasi berbasis PLTD yang ada dan menentukan solusi yang paling sesuai untuk tujuan untuk menurunkan biaya pembangkitan dan berkelanjutan dalam jangka panjang. Studi ini juga bertujuan untuk memilih sistem yang paling menguntungkan untuk setiap lokasi untuk banyak lokasi secara efektif. Berdasarkan situasi dan rencana saat ini, teridentifikasi 42 lokasi di Maluku untuk dinilai. Ke-42 lokasi tersebut dibagi menjadi lima kelompok berdasarkan wilayah geografisnya. Setiap model dianalisis beberapa opsi konfigurasi fraksi energi terbarukan untuk menentukan yang optimal. Rekomendasi didasarkan pada data primer (yaitu profil beban dan asumsi ekonomi utama) dan data sekunder (yaitu daftar harga dan potensi energi primer) menggunakan perangkat lunak *Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources* (HOMER) Pro dan PVSyst. Hasil dari studi kasus ini akan digunakan untuk menentukan lokasi yang terbaik untuk dipasang solusi hybrid untuk pasokan listrik. Perkiraan awal menunjukkan bahwa sistem pembangkit hybrid PV-BESS-diesel menawarkan keuntungan ekonomi dan teknis dibandingkan dengan PLTD tradisional.

Bagian terpenting dari sistem hibrida adalah adanya energi terbarukan. Studi ini fokus pada solar PV sebagai sumber energi terbarukan. Dalam perancangan sistem PV surya, perangkat lunak PVSyst dan HOMER digunakan. PVSyst digunakan untuk ukuran array PV dan analisis data untuk tata surya [11].

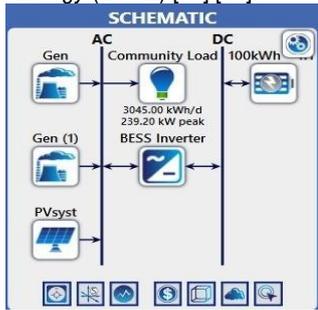
\*Korespondensi: [maulana.rinaldi@pln.co.id](mailto:maulana.rinaldi@pln.co.id)

a) PT PLN (Persero) UP3 Sofifi, Jalan Pemuda KM 40 Bukit Durian Sofifi Kec Oba Utara, Kota Tidore Kepulauan, Maluku Utara, Indonesia

## 2. Metodologi

### 2.1 HOMER

HOMER digunakan untuk menentukan sistem mikrogrid berdiri sendiri yang optimal untuk setiap pulau dan menggunakan opsi ukuran sistem yang berbeda. HOMER menyertakan beragam fungsi untuk melakukan analisis, seperti analisis sensitivitas yang akan berguna untuk analisis [12]. Proses optimasi dilakukan dalam pemodelan HOMER untuk mengetahui alternatif yang paling cocok sesuai dengan batasan yang diberikan. Secara umum batas yang diinginkan adalah fraksi energi terbarukan dan penurunan *Levelized Cost of Energy (LCOE)* [13] [14].



GAMBAR 2.1 DIAGRAM SKEMATIK UNTUK SISTEM HIBRIDA PADA PERANGKAT LUNAK HOMER PRO

Gambar 2.1 menunjukkan diagram skematik sistem energi hibrida di HOMER Pro yang menggabungkan generator diesel, fotovoltaik surya (PV), dan sistem penyimpanan energi baterai (BESS) untuk memenuhi beban komunitas. Diagram menunjukkan aliran listrik dari generator diesel dan sistem PV ke beban komunitas, dengan inverter BESS yang mengelola konversi dan penyimpanan energi untuk memastikan pasokan listrik yang stabil dan andal.

Tujuan proses optimisasi adalah untuk menetapkan biaya yang paling menguntungkan dari setiap variabel preferensi yang menjadi pertimbangan pembuat model. Teknik pengoptimalan kapasitas sederhana digunakan untuk sistem energi terbarukan terintegrasi baterai-fotovoltaik seperti dalam panduan studi kasus ini [13]. Analisis tekno-ekonomi menjadi dasar kajian ini; konfigurasi sistem yang berbeda dinilai secara teknis dan ekonomis untuk menentukan sistem yang direkomendasikan yang mengakomodasi keandalan sistem dan efektivitas biaya [15 - 17].

Fraksi energi terbarukan adalah sebagian energi dari sumber terbarukan yang diserap oleh kebutuhan, yang rumusnya ditunjukkan pada Persamaan (2-1) [16].

$$f_{ren} = 1 - \frac{E_{nonren} + H_{nonren}}{E_{served} + H_{served}} \quad (2-1)$$

Dengan  $f_{ren}$  adalah fraksi energi terbarukan,  $E_{nonren}$  dan  $H_{nonren}$  adalah energi listrik dan energi termal dari sumber non-energi terbarukan dan  $E_{served}$  dan  $H_{served}$  adalah total energi listrik dan energi termal untuk memenuhi beban.

NPC menghitung nilai sekarang dari semua pengeluaran sistem, seperti biaya modal, biaya O&M, dan biaya bahan bakar, dikurangi nilai sekarang dari semua pendapatan selama umur proyek [16]. Persamaan NPC ditunjukkan di Persamaan (2-2).

$$NPC = 1 - \frac{C_{amn,total}}{CRF(i,N)} \quad (2-2)$$

Dengan  $C_{amn}$  adalah total biaya tahunan dan  $CRF$  adalah faktor pemulihan modal.  $CRF(i, N)$  ditentukan dengan Persamaan (2-3).

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{i(1+i)^N - 1} \quad (2-3)$$

$$i = \frac{i' - f}{i + f} \quad (2-4)$$

Dengan  $i$  adalah tingkat diskonto riil,  $i'$  adalah tingkat diskonto nominal,  $N$  adalah jumlah tahun, dan  $f$  adalah tingkat inflasi yang diharapkan.

Parameter keuangan penting lainnya adalah *Levelized Cost of Energy (LCOE)* untuk mengukur atau membandingkan dua atau lebih sumber energi alternatif [18]. Rumus LCOE seperti di Persamaan (2-5):

$$LCOE = \frac{NPC}{NPE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t + O_t + V_t}{(1+d)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+d)^t}} \quad (2-5)$$

Dengan NPE adalah produksi energi total,  $C_t$  adalah biaya modal,  $O_t$  adalah biaya operasi tetap,  $V_t$  adalah biaya operasi variabel,  $E_t$  adalah energi yang dihasilkan, dan  $d$  adalah tingkat diskonto. Semua dihitung dalam periode  $t$ , dimana  $t$  berkisar dari tahun 1 sampai tahun  $n$ .

### 2.2 Langkah Studi Pra-kelayakan

Studi ini bertujuan untuk memilih sistem yang paling menguntungkan untuk setiap lokasi dari sejumlah besar lokasi secara efektif. Studi ini berfokus pada bagaimana metodologi ini mempercepat proses pelaksanaan studi kelayakan di setiap lokasi dengan memprioritaskannya berdasarkan obyektif yang ditentukan. Analisis sistem akan mempertimbangkan berbagai ukuran PV, baterai, dan PLTD untuk memenuhi permintaan listrik. Langkah-langkah untuk studi pra-kelayakan sistem hibrida adalah:

#### 1. Pengelompokan lokasi berdasarkan lokasi geografis

Lokasi-lokasi tersebut dibagi berdasarkan letak geografisnya. Pengelompokan tersebut didasari bahwa untuk lokasi yang cenderung berdekatan, informasi seperti logistik, transportasi, biaya akomodasi, keterpencilan/aksesibilitas, potensi penyinaran matahari, dan administrasi teknis memiliki angka yang cenderung mirip. Pengelompokan ini adalah kunci untuk mempercepat proses pemodelan. Setiap kelompok akan diwakili oleh satu model HOMER. Oleh karena itu, dengan metode ini, waktu untuk pemodelan dapat dikurangi dengan cukup signifikan. Misalnya, jika perubahan dibuat untuk nilai asumsi atau nilai lain (sensitivitas), pemodelan untuk lima kelompok akan dimodifikasi tiap kelompok saja, alih-alih memodifikasi 42 model HOMER yang berbeda untuk semua lokasi.

#### 2. Pembersihan Data

Pangsa profil harian ditentukan oleh catatan data historis beberapa lokasi di Maluku. Data ini dibersihkan dan dianalisis sebelum digunakan dalam simulasi.

#### 3. Profil Pembangkit dan Beban

Profil menentukan total permintaan yang diperlukan jika setiap lokasi beroperasi selama 24 jam. Generasi beban dikembangkan dengan data historis. Beberapa genset diesel yang hanya beroperasi selama 6, 12 dan 18 jam akan dikonversi. Selain itu, estimasi konsumsi energi (kWh/hari) masing-masing lokasi dan perkiraan pertumbuhan beban di tahun-tahun mendatang telah ditentukan.

#### 4. Simulasi PVSyst

Sistem PV dirancang dengan PVSyst berdasarkan lokasi untuk mendapatkan model pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) yang lebih akurat untuk lokasi yang spesifik. [11][19].

#### 5. Pemodelan HOMER [12] [13]

Setiap kelompok akan disimulasikan dalam satu model HOMER. Data berikut akan dimasukkan ke dalam simulasi model HOMER.

##### a) Membersihkan data historis yang menyajikan profil

- pembangkitan dan beban di setiap lokasi
- Parameter ekonomi utama seperti inflasi, tingkat diskonto, dll. Didefinisikan untuk analisis finansial
  - Pembuatan kurva biaya (*cost curve*) untuk biaya investasi dan biaya O&M
  - Performa PLTS dari PVSyst dibagi berdasarkan lokasi. Digunakan sebagai masukan untuk model HOMER. Model tersebut akan menggunakan persentase penyinaran matahari tertinggi pada masing-masing kelompok.
  - Data teknis PLTD dan harga bahan bakar
- Studi pra-kelayakan berdasarkan pengelompokan lokasi
  - Lokasi Prioritas

Hasil dari semua kelompok kemudian digabungkan dalam satu tabel hasil. Hasil ini akan digunakan untuk menganalisis skenario terbaik dari desain sistem yang diusulkan dengan mempertimbangkan LCOE, biaya investasi, fraksi energi terbarukan, dan lahan yang dibutuhkan. Skenario terbaik untuk rekomendasi sistem inilah yang akan diprioritaskan untuk lanjut ke tahap studi kelayakan[14]

#### 8. Studi kelayakan yang lebih rinci

Nantinya, studi kelayakan secara detail akan dilakukan setelah penentuan lokasi prioritas.

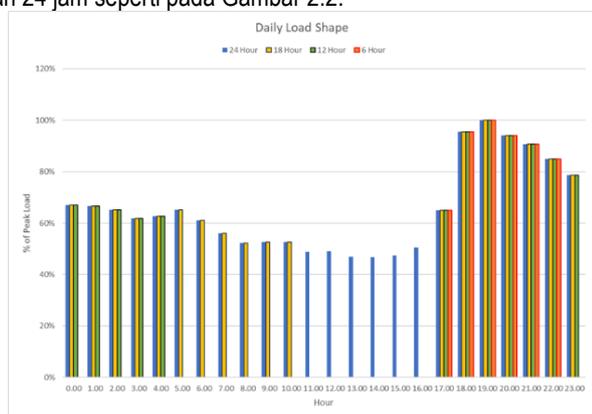
### 2.3 Pengelompokan Lokasi

Sebanyak 42 lokasi di Maluku dinilai. Lokasi-lokasi ini dibagi menjadi lima kelompok berdasarkan lokasi geografisnya. Tujuan pengelompokan adalah untuk menempatkan lokasi dengan kesamaan informasi seperti biaya logistik dan transportasi, potensi penyinaran matahari, dan aksesibilitas/keterpencilan. Selanjutnya, pengelompokan akan memfasilitasi model homer untuk setiap lokasi. Pengelompokan 42 lokasi tersebut dirancang sebagai berikut: Group 1: 6 lokasi di wilayah Ambon dan Buru; Group 2: 6 lokasi di wilayah Seram; Group 3: 11 lokasi di wilayah Kepulauan Tual dan Aru.; Group 4: 4 lokasi di wilayah Kepulauan Tanimbar; Group 5: 15 lokasi di wilayah Maluku Barat Daya.

Setiap kelompok memiliki potensi radiasi yang sama dengan nilai gap/diferensial 15%; cakupan wilayah sekitar 100 km sampai 450 km. Ini memiliki jalur yang sama untuk mengakses untuk memfasilitasi materi mobilisasi atau persyaratan apa pun.

### 2.4 Desain Profil Beban

Profil muatan harian diperoleh dari sejarah dan beberapa lokasi di seluruh Maluku untuk menentukan bentuk muatan yang khas. Catatan beban tersedia untuk sistem yang menjalankan 6, 12, 18, dan 24 jam seperti pada Gambar 2.2.



GAMBAR 2.2 TIPIKAL PROFIL BEBAN HARIAN DI MALUKU

Berdasarkan profil beban di Gambar 2.2, studi ini menyusun faktor konversi ketika sistem diupgrade dari suplai 6, 12, dan 18 jam menjadi suplai 24 jam karena semua skenario yang dipertimbangkan dalam studi ini akan ditingkatkan menjadi operasi layanan 24 jam [20]. Hasil konversi ini dapat dilihat di Tabel 2.1.

TABEL 2.1 FAKTOR KONVERSI UNTUK SKEMA JAM OPERASI PLTD

Jam Operasi	6	12	18	24
% dari operasi 24 jam	34%	59,7%	81,5%	100%
Faktor konversi 24 jam	2,94	1,67	1,23	1

Dari data yang dianalisis nilai konsumsi rata-rata sebesar 3,02 kWh/pelanggan/hari. Jelas bahwa konsumsi energi per hari akan bervariasi per lokasi, ukuran komunitas, aktivitas, antara lain - yang akan dilihat lebih detail dalam tahapan studi kelayakan yang terperinci.

Untuk pertumbuhan beban tahunan, diasumsikan 3,48%/tahun untuk lima tahun pertama. Nilai ini berasal dari konsumsi listrik yang tercatat di lokasi operasi di Maluku antara tahun 2018 hingga 2019. Setelah tahun ke-5, diasumsikan pertumbuhan konservatif sebesar 2% dari tahun ke-6 hingga tahun ke-10, dan lebih rendah 1% untuk tahun ke-11 hingga ke-20.

### 2.5 Kinerja Model PLTS

Studi ini telah membandingkan data radiasi matahari dari Meteoronom 7.2 dan SolarGIS, dan dipilih nilai terendah. Radiasi matahari untuk 42 lokasi dinilai. Hasil simulasi PVSyst diimpor ke HOMER untuk mencerminkan pembangkitan listrik yang dapat dicapai dari PV array.

Mengingat bahwa radiasi matahari bervariasi dalam setiap kelompok, opsi degradasi digunakan di HOMER. Dengan cara ini, lokasi dengan radiasi matahari tertinggi (dalam setiap kelompok) ditetapkan sebagai 100%, dan lokasi lain dengan radiasi lebih rendah ditentukan dengan degradasi. Seperti yang dipatok pada beban harian spesifik untuk memastikan setiap permintaan tertentu (dari setiap lokasi) dimodelkan dengan radiasi matahari yang sesuai yang ditentukan. Potensi penyinaran matahari rata-rata kelompok 1 sampai kelompok 5 adalah 4,82, 4,87, 5,51, 4,93, dan 5,06 kwh/m2/hari.

### 2.6 Parameter Ekonomi

Asumsi dan parameter ekonomi dan keuangan utama telah ditentukan. Ini termasuk harga solar dan tingkat pertumbuhan, biaya modal dan O&M (*Operation & Maintenance*) PV, BESS (*Battery Energy Storage Systems*) dan PLTD, dan asumsi keuangan pada tingkat diskonto dan inflasi.

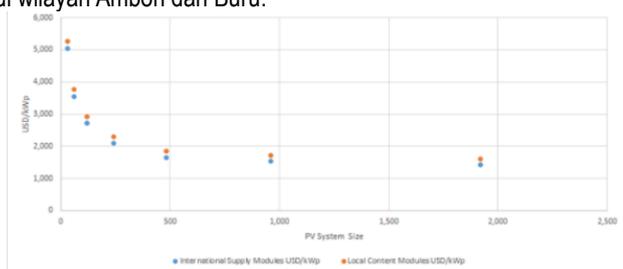
### 2.7 Perkiraan Harga Bahan Bakar

Untuk harga solar, digunakan rata-rata harga solar triwulan terakhir tahun 2019 dan triwulan pertama tahun 2020 yaitu sebesar 7.785 IDR/L atau 0.556 USD/L; ini harga solar di Ambon. Biaya transportasi harus ditambahkan ke harga solar. Tingkat konservatif kenaikan harga 7% per tahun diasumsikan.

### 2.8 Asumsi Modal dan Biaya Operasional

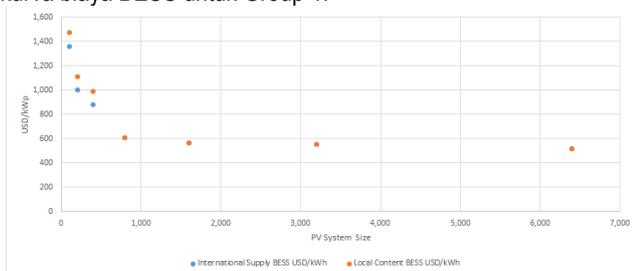
Perkiraan biaya modal telah dibuat untuk sistem PV dan BESS untuk masukan ke dalam pemodelan Homer. Perkiraan biaya termasuk komponen listrik yang dipasang secara lokal sesuai dengan peraturan konten lokal. Biaya telah dipertimbangkan untuk masing-masing dari lima kelompok secara terpisah.

Studi ini menggunakan kurva biaya O&M yang diturunkan dari kapasitas pabrik, yaitu semakin besar sistem, semakin banyak personel yang dibutuhkan. Analisis kurva biaya O&M berasal dari data penilaian historis biaya operasi PLN dan pengalaman Infratec dengan biaya O&M PV. Biaya O&M penting yang dipertimbangkan adalah gaji personel lokasi, teknisi penyelia untuk kunjungan lokasi, biaya kunjungan lokasi, bahan habis pakai (oli, filter, MCB, dll.), biaya overhead, dan Internet untuk asumsi biaya gaji. Pengeluaran yang signifikan pada O&M adalah untuk biaya operasi/gaji untuk membayar operator pabrik, koordinator, dan insinyur. Total biaya gaji sistem hybrid dibagi antara biaya O&M PV dan BESS. Kurva biaya akan bervariasi untuk setiap kelompok. Gambar 2.3 menunjukkan kurva biaya PV terpasang bagi Group 1 yaitu 6 lokasi di wilayah Ambon dan Buru.



GAMBAR 2.3 COST CURVE DARI SISTEM PV UNTUK GROUP 1

Berdasarkan Gambar 2.3 dapat dilihat bahwa biaya terpasang sistem PV menurun seiring dengan meningkatnya ukuran sistem PV. Hal ini disebabkan oleh skala ekonomi, yaitu biaya per unit menurun dengan peningkatan ukuran sistem. Selain itu, modul yang diproduksi secara lokal (titik-titik oranye) memiliki biaya terpasang yang sedikit lebih rendah dibandingkan dengan modul yang diimpor (titik-titik biru). Hal ini dapat disebabkan oleh biaya transportasi yang lebih rendah, tarif impor, atau insentif lokal untuk produksi dalam negeri. Sedangkan Gambar 2.4 menunjukkan kurva biaya BESS untuk Group 1.



GAMBAR 2.4 COST CURVE BESS UNTUK GROUP 1

Gambar 2.4 menunjukkan kurva biaya terpasang sistem penyimpanan energi baterai (Battery Energy Storage Systems, BESS) dalam USD per kilowatt-jam (USD/kWh) berdasarkan ukuran sistem PV (fotovoltaik). Dari Gambar 2.4 dapat dilihat bahwa biaya terpasang sistem BESS menurun seiring dengan meningkatnya ukuran sistem PV. Hal ini disebabkan oleh skala ekonomi, di mana biaya per unit menurun dengan peningkatan ukuran sistem. Selain itu sistem BESS yang menggunakan konten lokal (titik-titik oranye) memiliki biaya terpasang yang lebih rendah dibandingkan dengan sistem yang menggunakan pasokan internasional (titik-titik biru). Hal ini dapat disebabkan oleh biaya transportasi yang lebih rendah, tarif impor, atau insentif lokal untuk produksi dalam negeri.

Sebagai tambahan, berikut adalah parameter ekonomi yang digunakan sebagai dasar asumsi seperti yang ditunjukkan di Tabel

2.2.

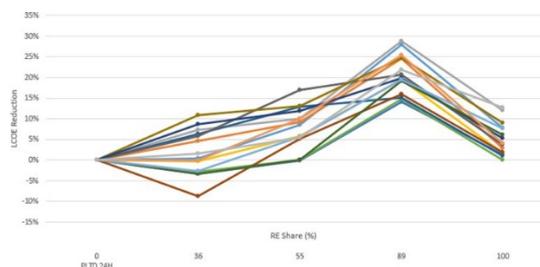
TABEL 2.2 ASUMSI EKONOMI

Parameter	Asumsi
Diskonto [3]	9.8%
Inflasi [3]	3%
Kenaikan harga bahan bakar [3]	7%/tahun
Nilai Tukar (IDR/USD) [3]	15.000 IDR per USD
Usia Aset (untuk asesmen ekonomi)	20 tahun
Usia Aset PV [21]	25 tahun
Usia Aset BESS [22]	10 tahun

Tabel 2.2 menyajikan asumsi-asumsi ekonomi dan keuangan yang digunakan dalam analisis kelayakan sistem hibrida PV-BESS-diesel. Asumsi-asumsi tersebut mencakup tingkat diskonto, tingkat inflasi, kenaikan harga bahan bakar, nilai tukar, dan usia aset untuk berbagai komponen sistem. Berdasarkan asumsi ekonomi dan hasil analisis, investasi dalam sistem hibrida PV-BESS-diesel di Maluku terlihat layak secara finansial. Pengurangan biaya operasional dan konsumsi bahan bakar yang signifikan, ditambah dengan penggunaan teknologi yang efisien dan umur panjang dari aset, menunjukkan bahwa proyek ini dapat memberikan manfaat ekonomi jangka panjang. Oleh karena itu, dengan asumsi bahwa asumsi-asumsi ekonomi tersebut akurat dan kondisi di lapangan sesuai dengan perhitungan, proyek ini layak untuk diimplementasikan.

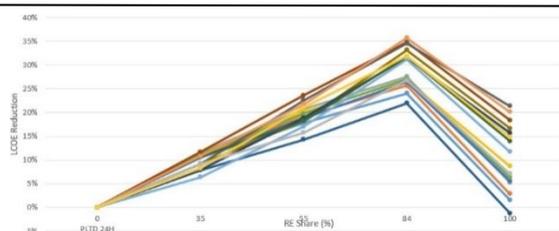
### 3. Hasil dan Pembahasan

Semua asumsi dan nilai, data beban, dan sistem PV dari PVSyst akan menjadi input untuk model HOMER, satu per grup. Berbagai pilihan ukuran diperkenalkan untuk PV dan BESS untuk mendapatkan beberapa output dari kemungkinan konfigurasi. Untuk setiap lokasi, lima opsi dinilai: jaringan kecil terhubung (5% RE, tanpa baterai), hibrida kecil (fraksi 30-40% RE), hibrida sedang (fraksi RE 50-55%), dan hibrida besar (>80 % fraksi RE) dan sistem PV-BESS yang berdiri sendiri (fraksi 100% RE dengan pemadaman maksimum 5%). Hasil diklasifikasikan sesuai dengan sistem yang direkomendasikan tergantung pada Beban puncak dan plot Fraksi energi terbarukan vs Pengurangan LCOE yang ditunjukkan pada Gambar 3.1 sampai dengan Gambar 3.3.



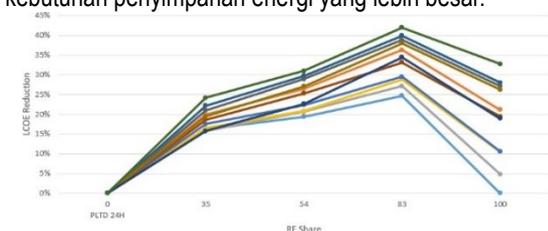
GAMBAR 3.1 FRAKSI ENERGI TERBARUKAN DIBANDING PENURUNAN LCOE UNTUK BEBAN PUNCAK 0 s.d. 100 kW

Gambar 3.1 menunjukkan perbandingan antara fraksi energi terbarukan dengan pengurangan LCOE untuk beban puncak 0-100 kW. Berdasarkan Gambar 3.1 diketahui bahwa peningkatan fraksi energi terbarukan dalam sistem hibrida umumnya mengarah pada pengurangan biaya operasional hingga titik tertentu, sekitar 89% energi terbarukan. Namun, mencoba mencapai 100% energi terbarukan dapat menyebabkan peningkatan biaya karena tantangan teknis dan kebutuhan penyimpanan energi yang lebih besar.



**GAMBAR 3.2 FRAKSI ENERGI TERBARUKAN DIBANDING PENURUNAN LCOE UNTUK BEBAN PUNCAK 100 s.d. 200 kW**

Gambar 3.2 menunjukkan perbandingan antara fraksi energi terbarukan dengan pengurangan LCOE untuk beban puncak 0-100 kW. Gambar 3.2 menunjukkan bahwa peningkatan fraksi energi terbarukan dalam sistem hibrida secara umum mengarah pada pengurangan LCOE hingga titik tertentu, sekitar 84% energi terbarukan. Namun, mencoba mencapai 100% energi terbarukan dapat mengurangi penghematan biaya karena tantangan teknis dan kebutuhan penyimpanan energi yang lebih besar.



**GAMBAR 3.3 FRAKSI ENERGI TERBARUKAN DIBANDING PENURUNAN LCOE UNTUK BEBAN PUNCAK 200 s.d. 500 kW**

Gambar 3.3 menunjukkan perbandingan antara fraksi energi terbarukan dengan pengurangan LCOE untuk beban puncak 0-100 kW. Gambar 3.3 menunjukkan bahwa peningkatan fraksi energi terbarukan dalam sistem hibrida secara umum mengarah pada pengurangan LCOE hingga titik tertentu, sekitar 83% energi terbarukan. Namun, mencoba mencapai 100% energi terbarukan dapat mengurangi penghematan biaya karena tantangan teknis dan kebutuhan penyimpanan energi yang lebih besar.

Berdasarkan Gambar 3.1 sampai dengan Gambar 3.3, peneliti menganalisis bahwa untuk sistem dengan beban puncak kurang dari 500 kW, sistem hibrida besar dengan fraksi energi terbarukan lebih dari 80% adalah sistem yang paling menguntungkan dengan pengurangan LCOE tertinggi. Pasalnya, penetrasi energi terbarukan yang lebih tinggi akan memberikan penghematan lebih pada pembangkitan dengan menggunakan lebih sedikit bahan bakar. Namun, semakin mendekati 100% RE, semakin sedikit manfaatnya; karena biaya investasi yang sangat mahal akibat kapasitas baterai yang besar. Mengingat umur proyek hibrida ini adalah 20 tahun, kapasitas baterai juga dirancang untuk kebutuhan tahun ke-20 (baterai diinvestasikan lebih dari 1 kali). Selain itu, dalam sistem yang sangat kecil (beban puncak kurang dari 100 kW), fraksi energi terbarukan yang rendah dapat menyebabkan biaya pembangkitan yang lebih mahal.

Sistem yang paling cocok dipilih untuk setiap lokasi dengan mempertimbangkan biaya yang paling rendah. Sistem yang diusulkan menyajikan pengurangan yang signifikan dalam LCOE dan konsumsi bahan bakar untuk setiap kelompok pada Tabel 3.1.

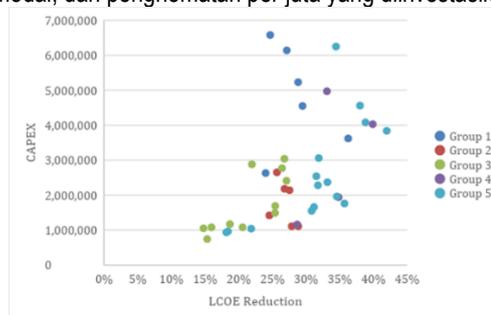
**TABEL 3.1 HASIL SIMULASI HASIL SIMULASI SISTEM HIBRIDA PV-BESS-DIESEL DI LIMA KELOMPOK LOKASI DI MALUKU**

Parameter	Group 1	Group 2	Group 3	Group 4	Group 5
Rata-rata LCOE PLTD (USD/kWh)	0.515	0.589	0.646	0.653	0.656

Rata-rata LCOE sistem hibrida (USD/kWh)	0.367	0.430	0.510	0.431	0.451
Rata-rata Penurunan LCOE (%)	28.40	26.89	21.68	34.14	31.49
Total reduksi bahan-bakar (liter/tahun)	7,069,573	2,287,023	3,629,683	2,893,592	8,826,623

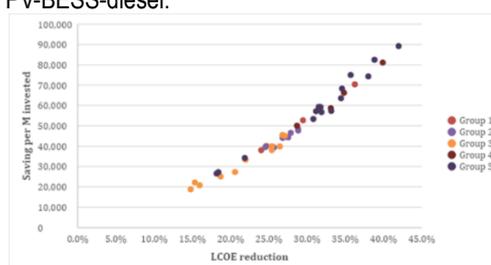
Ukuran PV sistem yang diusulkan bervariasi antara 150 kWp hingga 2.400 kWp tergantung pada permintaan lokasi, dengan kisaran fraksi energi terbarukan antara 80-93%. Berdasarkan Tabel 3.1, secara singkat, menurut sistem yang diusulkan, konsumsi bahan bakar dan LCOE untuk 42 lokasi berkurang dari 30,5 juta L/tahun menjadi 5,8 juta L/tahun dan dari rata-rata 0,62 USD/kWh menjadi rata-rata 0,42 USD/kWh setelah hibridisasi. Pengurangan LCOE rata-rata sebesar 28,1%, dengan penurunan LCOE tertinggi mencapai 42% pengurangan.

Setelah semua sistem yang diusulkan dipilih, penelitian ini memprioritaskan lokasi. Tahapan ini penting untuk mengakomodasi keterbatasan modal investasi. Berdasarkan analisis biaya-manfaat, lokasi diprioritaskan dengan membandingkan pengurangan LCOE, biaya modal, dan penghematan per juta yang diinvestasikan.



**GAMBAR 3.4 INVESTASI DIBANDINGKAN PENURUNAN LCOE**

Gambar 3.4 adalah grafik pencar (scatter plot) yang menunjukkan hubungan antara pengurangan Levelized Cost of Energy (LCOE) dan Capital Expenditure (CAPEX) untuk lima kelompok lokasi (Group 1 hingga Group 5) dalam proyek sistem hibrida PV-BESS-diesel.



**GAMBAR 3.5 PENGHEMATAN DIBANDING PENURUNAN LCOE**

Parameter (pengurangan LCOE, penghematan per juta yang diinvestasikan, dan kendala belanja modal) dibandingkan berdasarkan grafik sebelumnya. Penelitian ini memilih lokasi yang memiliki persilangan antar grafik sebagai prioritas. Batasan untuk lokasi prioritas adalah sistem di mana penghematan per juta yang diinvestasikan lebih besar dari 60.000, dan pengurangan LCOE lebih signifikan dari 25%. Oleh karena itu, lokasi dengan nilai lebih rendah dari batas persiapan akan menjadi prioritas yang lebih rendah. Group 1 dan Group 2 cenderung memiliki titik-titik yang lebih terpusat di sekitar pengurangan LCOE yang lebih rendah dan CAPEX yang lebih rendah. Group 3, Group 4, dan Group 5 menunjukkan titik-titik yang lebih tersebar dengan beberapa lokasi

memiliki CAPEX yang sangat tinggi dan pengurangan LCOE yang bervariasi.

#### 4. Kesimpulan

Berdasarkan penelitian ini dapat disimpulkan bahwa sistem hibrida mengurangi biaya pembangkitan dan penggunaan bahan bakar diesel secara signifikan dibandingkan dengan pembangkitan diesel murni yang ada. Rekomendasi sistem untuk setiap lokasi dari 42 lokasi telah dipilih berdasarkan biaya yang paling rendah. Berdasarkan hasil, lokasi dengan beban puncak kurang dari 500 kW, penetrasi energi terbarukan yang lebih besar menunjukkan hasil yang lebih baik. Oleh karena itu, untuk sistem mini-grid hibrid kecil, fraksi RE yang tinggi kemungkinan besar akan memberikan biaya pembangkitan yang lebih baik.

Daerah dengan banyak pedesaan dan daerah terpencil seperti Maluku akan mendapat manfaat dari sistem hibrida karena pengurangan konsumsi bahan bakar. Namun, dengan banyaknya sistem terisolasi di Maluku, maka menilai banyak lokasi sekaligus akan menjadi tantangan. Oleh karena itu, penelitian ini memberikan metodologi untuk melakukan studi pra-kelayakan untuk beberapa lokasi secara efektif, yang dapat diterapkan pada kasus serupa. Namun demikian, studi kelayakan yang lebih rinci masih diperlukan untuk langkah selanjutnya sebelum perencanaan implementasi.

Studi ini menunjukkan bahwa integrasi sistem hibrida ke dalam PLTD yang ada dapat memberikan kontribusi yang signifikan untuk mencapai target pangsa energi terbarukan Indonesia sebesar 23% pada bauran energi pada tahun 2025. Selain itu, sistem hibrid ini meningkatkan keandalan sistem untuk menyediakan akses listrik 24 jam yang akan meningkatkan kualitas hidup masyarakat desa [2].

#### Referensi

- [1] N. U. Blum, R. Sryantoro Wakeling, and T. S. Schmidt, "Rural electrification through village grids—assessing the cost competitiveness of isolated renewable energy technologies in Indonesia," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 22, pp. 482–496, 2013.
- [2] H. Wirawan and Y. M. L. Gultom, "The effects of renewable energy-based village grid electrification on poverty reduction in remote areas: The case of Indonesia," *Energy for Sustainable Development*, vol. 62, pp. 186–194, 2021.
- [3] PT. PLN (Persero) Maluku & Maluku Utara data; PT. PLN (Persero): Jakarta, 2020;
- [4] Directorate General of Electricity Statistik Ketenagalistrikan Tahun 2019; 33rd ed.; Directorate General of Electricity: Jakarta, 2020;
- [5] J. Morrissey, "Achieving universal electricity access at the lowest cost: A comparison of published model results," *Energy for Sustainable Development*, vol. 53, pp. 81–96, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.esd.2019.09.005.
- [6] Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan ESDM Laporan Kinerja Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan Tahun 2020; Jakarta, 2021.
- [7] W. K. Yap and V. Karri, "An off-grid hybrid PV/diesel model as a planning and design tool, incorporating dynamic and ANN modelling techniques," *Renewable Energy*, vol. 78, pp. 42–50, Jun. 2015, doi: 10.1016/j.renene.2014.12.065.
- [8] T. Senjyu, D. Hayashi, A. Yona, N. Urasaki, and T. Funabashi, "Optimal configuration of power generating systems in isolated island with renewable energy," *Renewable Energy*, vol. 32, no. 11, pp. 1917–1933, Sep. 2007, doi: 10.1016/j.renene.2006.09.003.
- [9] S. M. Shaahid and M. A. Elhadidy, "Prospects of autonomous/stand-alone hybrid (photo-voltaic + diesel + battery) power systems in commercial applications in hot regions," *Renewable Energy*, vol. 29, no. 2, pp. 165–177, Feb. 2004, doi: 10.1016/s0960-1481(03)00194-0.
- [10] P. Bajpai and V. Dash, "Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 5, pp. 2926–2939, Jun. 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.02.009.
- [11] A. Chauhan, M. Sharma, and S. Baghel, "Designing and performance analysis of 15kwp grid connection photovoltaic system using pvsyst software," 2020 Second International Conference on Inventive Research in Computing Applications (ICIRCA), 2020.
- [12] S. Jin, H. Kim, T. H. Kim, H. Shin, K. Kwag, and W. Kim, "A study on DESIGNING off-grid system Using HOMER Pro - a case study," 2018 IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management (IEEM), 2018.
- [13] V. Motjoadi, K. E. Adetunji, and P. Meera K. Joseph, "Planning of a sustainable microgrid system using homer software," 2020 Conference on Information Communications Technology and Society (ICTAS), 2020.
- [14] C. Nayanatara, J. Baskaran, S. Dharani, V. Kaviya Sri, and E. Kanmani, "Optimization of hybrid energy resources using Homer software," 2019 International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC), 2019.
- [15] O. Krishan and S. Suhag, "Techno-economic analysis of a hybrid renewable energy system for an energy poor rural community," *Journal of Energy Storage*, vol. 23, pp. 305–319, Jun. 2019, doi: 10.1016/j.est.2019.04.002.
- [16] HOMER Pro., [online] Available: <http://www.homerenergy.com> [Accessed: 10-Sep-2023]
- [17] A. Maheri, "Multi-objective design optimisation of standalone hybrid wind-PV-diesel systems under uncertainties," *Renewable Energy*, vol. 66, pp. 650–661, Jun. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2014.01.009.
- [18] J. Aldersey-Williams and T. Rubert, "Levelised cost of energy – a theoretical justification and critical assessment," *Energy Policy*, vol. 124, pp. 169–179, 2019.
- [19] Y. Siregar, Y. Hutahuruk, and Suherman, "Optimization design and SIMULATING Solar PV system USING PVSyst Software," 2020 4rd International Conference on Electrical, Telecommunication and Computer Engineering (ELTICOM), 2020.
- [20] S. Mandelli, M. Merlo, and E. Colombo, "Novel procedure to formulate load profiles for off-grid rural areas," *Energy for Sustainable Development*, vol. 31, pp. 130–142, 2016.
- [21] "Useful life," NREL.gov. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/analysis/tech-footprint.html>. [Accessed: 09-Aug-2023].
- [22] W. Cole and A. W. Frazier, "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update." National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, Jun-2020.