

Optimasi Sistem Pembangkit Listrik Tenaga *Hybrid* di Pulau Enggano

Dyah Ayu Kartika Sari¹, Fransisco Danang Wijaya², Husni Rois Ali³

Intisari—Pulau Enggano merupakan salah satu wilayah terluar yang menggunakan pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD) sebagai sumber energi listriknya. PLTD yang mulai beroperasi sejak tahun 2017 ini terdiri atas tiga unit mesin pembangkit yang mampu menghasilkan daya sebesar 730 kW, dengan total pelanggan sebanyak 1.050 pelanggan dan kebutuhan energi listrik sebesar 1.097.883 kWh/tahun. Meskipun pembangkit listrik telah tersedia, pada kenyataannya permasalahan ketenagalistrikan masih menjadi masalah dasar yang belum terselesaikan di pulau ini. Rata-rata pemakaian bahan bakar minyak (BBM) untuk mengoperasikan PLTD adalah 21 ton/bulan atau Rp582.757.000,00 per bulan dengan asumsi harga BBM adalah Rp9.800,00 per liter. Tingginya biaya operasional mengakibatkan listrik hanya dipasok selama enam belas jam per hari. Pemanfaatan PLTD juga menghasilkan emisi karbon dioksida (CO₂) yang sangat tinggi. Hal ini tidak sejalan dengan komitmen pemerintah untuk bertransisi menuju *net zero emission* pada tahun 2060. Pemanfaatan energi baru terbarukan (EBT) yang ditargetkan sebesar 23% pada tahun 2025 nyatanya masih belum maksimal. Makalah ini bertujuan untuk menemukan konfigurasi pembangkit tenaga *hybrid* yang optimal di Pulau Enggano dari segi teknis dan kelayakan ekonomi. Kelayakan ekonomi ditinjau menggunakan pendekatan *net present cost* (NPC) dan *cost of economic* (COE). Selain itu, dilakukan juga analisis keberlanjutan dari aspek lingkungan. Dari penelitian ini, didapatkan konfigurasi yang paling optimal berdasarkan biaya sistem terendah yaitu konfigurasi 2 skenario 1, yang terdiri atas *photovoltaic* (PV) 1.005 kW, diesel 250 kW, dan baterai 594 unit. Konfigurasi ini dapat memproduksi listrik sebesar 1.576.115 kWh/tahun dengan nilai NPC mencapai Rp31,7 miliar rupiah dan nilai COE sebesar Rp1.998,75 per kWh. Konfigurasi ini juga memiliki keberlanjutan lingkungan yang baik karena memiliki nilai *renewable fraction* sebesar 91%.

Kata Kunci—Optimasi, Pembangkit Listrik Tenaga *Hybrid*, NPC, Keberlanjutan Lingkungan.

I. PENDAHULUAN

Salah satu alternatif pemenuhan kebutuhan listrik di daerah 3T (terdepan, terluar, dan tertinggal) adalah dengan membangun pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD). Pulau Enggano merupakan salah satu wilayah terluar yang menggunakan PLTD sebagai sumber energi listriknya. Pulau ini terletak pada 102,05⁰ hingga 102,25⁰ BT dan 5,17⁰ sampai 5,31⁰ LS, atau terletak di Samudera Hindia berjarak kurang lebih 110 mil laut dari Pelabuhan Pulau Baai Kota Bengkulu

^{1,2,3} Departemen Teknik Elektro dan Teknologi Informasi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada. Jl. Grafika No.2, Kampus UGM, Yogyakarta, 55281, INDONESIA (tlp: 0274-552 305, e-mail: ¹dyahayuks@mail.ugm.ac.id, ²danangwijaya@ugm.ac.id, ³husni.rois.ali@ugm.ac.id.)

[Diterima: 21 Januari 2022, Revisi: 16 Maret 2022]

[1]. Luas wilayah pulau ini adalah 400,6 km² dengan total jumlah penduduk sebanyak 3.213 jiwa pada tahun 2017 [2]. PLTD mulai beroperasi sejak tahun 2017 dan terdiri atas tiga unit mesin pembangkit dengan kapasitas daya sebesar 730 kW, total pelanggan sebanyak 1.050 pelanggan, dan kebutuhan energi listrik sebesar 1.097.883 kWh/tahun [3].

Meskipun pembangkit listrik telah tersedia, pada kenyataannya permasalahan ketenagalistrikan masih menjadi masalah dasar yang belum terselesaikan di pulau ini. Rata-rata pemakaian BBM untuk mengoperasikan PLTD adalah 21 ton/bulan atau Rp582.757.000,00/bulan, dengan asumsi harga BBM adalah Rp9.800/liter. Tingginya biaya operasional mengakibatkan pulau ini belum dialiri listrik selama 24 jam. Jam nyala listrik adalah pukul 05.00 WIB-12.00 WIB dan 17.00 WIB-24.00 WIB atau 16 jam/hari [3]. Selain itu, penggunaan PLTD juga menghasilkan emisi CO₂ yang sangat tinggi. Hal ini tidak sejalan dengan komitmen pemerintah untuk bertransisi menuju *net zero emission* pada tahun 2060 [4].

Perkembangan infrastruktur ketenagalistrikan di Indonesia, terutama pembangkitan, mengalami transisi, yang sebelumnya didasari oleh dua pilar, yaitu *affordability* (*least cost*) dan *security of supply* (keandalan), akan beralih menjadi tiga pilar dengan menambahkan *acceptability* (*environmental consideration*) [4]. *Affordability* berarti sistem pembangkit merupakan sistem dengan biaya paling rendah, *security of supply* berarti suplai listrik harus andal dan dapat memenuhi permintaan beban, sedangkan *acceptability* berarti pemilihan pembangkit harus mempertimbangkan masalah lingkungan. Dengan demikian, perencanaan pembangkit, selain harus dapat memenuhi permintaan beban dengan biaya minimum, juga harus ramah lingkungan.

Berdasarkan Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), pemerintah menargetkan pemanfaatan energi baru terbarukan (EBT) sebesar 23% dari total pembangkitan pada tahun 2025 [5]. Namun, pemanfaatan EBT hingga saat ini masih belum maksimal. Pada tahun 2019, 49,9% pembangkit listrik di Indonesia masih menggunakan energi fosil, khususnya batubara, diikuti gas bumi 19,9%, BBM 4,6%, dan EBT 14,8% [6]. Pemerintah terus berupaya meningkatkan pemanfaatan EBT dan mengurangi pemakaian BBM. Penggunaan pembangkit listrik tenaga *hybrid* (PLTH) merupakan salah satu alternatif solusi untuk menyediakan sumber energi listrik yang ramah lingkungan di daerah terisolasi [7]. PLTH merupakan sistem pembangkit yang terdiri atas minimal satu pembangkit konvensional dan satu pembangkit energi terbarukan [8]. Sumber EBT yang digunakan disesuaikan dengan potensi energi yang ada pada daerah setempat.

Sistem PLTH dapat menggunakan energi surya, biomassa, dan diesel sebagai sumber energinya [7], sedangkan dalam penelitian lainnya, digunakan sumber energi surya, angin, dan diesel [8]-[12]. Referensi [12] menggunakan energi surya,

mikrohidro, dan biomassa. Beberapa studi terkait potensi EBT di Pulau Enggano telah dilakukan. Berdasarkan [13], Pulau Enggano masuk ke dalam perairan zona A, yaitu rata-rata gelombang laut berkisar antara 6 kW/m sampai 15 kW/m, dengan potensi daya listrik yang dihasilkan hingga 152 kW. Rata-rata intensitas radiasi matahari per tahun sebesar 4,91 kWh/m²/hari, debit rata-rata aliran air Sungai Kuala Besar juga cukup tinggi, yaitu sebesar 12,13 m³/s [14], serta rata-rata kecepatan angin sebesar 5,63 m/s [15].

Setiap pembangkit EBT memiliki kelebihan dan kekurangan, Risiko pembangunan PLTS, mulai dari studi awal hingga konstruksi, relatif lebih rendah dibandingkan pembangkit EBT lainnya. Pada PLTS, tidak ada bagian yang berputar, sehingga risiko kegagalan dan rusak lebih rendah. Hal ini menyebabkan pengoperasian dan perawatan PLTS lebih mudah dan murah jika dibandingkan dengan pembangkit mikrohidro dan pembangkit angin. Selain itu, dampak sosial dan dampak lingkungan PLTS juga relatif lebih rendah [16].

Optimasi konfigurasi pembangkit dapat dilakukan dengan mencari kelayakan teknis dan kelayakan ekonomi. Referensi [17] menghitung kelayakan ekonomi dengan menghitung nilai *cost of economic* (COE) dan nilai *net present cost* (NPC). Referensi [18] menghitung kelayakan ekonomi dengan menggunakan *net present value* (NPV), *internal rate of return* (IRR), *benefit cost ratio* (BCR), dan *payback period* (PP). Kelayakan ekonomi juga dihitung dari nilai NPV, *profitability index* (PI), dan PP [19]. Referensi [20] menggunakan bantuan perangkat lunak Hybrid Optimization of Multiple Energy Resource (HOMER) untuk mensimulasikan sistem PLTH agar memudahkan proses optimasi.

Makalah ini bertujuan untuk menemukan konfigurasi PLTH yang optimal di Pulau Enggano dari segi teknis dan kelayakan ekonomi. Kelayakan ekonomi ditinjau menggunakan pendekatan NPC dan COE. Selain itu, dilakukan juga analisis keberlanjutan dari aspek lingkungan. Perancangan sistem pembangkit ini menggunakan perangkat lunak HOMER. Perangkat lunak ini dapat mengoptimasi desain sistem pembangkit *hybrid* dengan keluaran estimasi kapasitas sistem, biaya sistem, dan emisi gas rumah kaca, sehingga diharapkan dapat membantu menyelesaikan permasalahan yang ada.

II. PERHITUNGAN SISTEM

A. Perhitungan Teknis Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS)

PLTS sangat bergantung pada intensitas radiasi matahari dan temperatur di lokasi pemasangannya. Perhitungan *PV area* yang dibutuhkan untuk memasang PLTS dapat menggunakan (1) [21].

$$PV\ area = \frac{E_L}{G_{av} \times TCF \times \eta_{PV} \times \eta_{Out}} \quad (1)$$

dengan *PV area* merupakan luas permukaan panel surya (m²), E_L adalah energi yang dibangkitkan (kWh/hari), G_{av} adalah intensitas radiasi matahari (kWh/m²/hari), *TCF* adalah *temperature coefficient factor* (%), η_{PV} adalah efisiensi panel surya (%), dan η_{Out} adalah efisiensi keluaran (%), yang diasumsikan sebesar 0,9. Adapun besar daya yang dibangkitkan

oleh PLTS (*watt peak*), atau kapasitas terpasang, dapat dihitung menggunakan (2) [19].

$$P_{watt\ peak} = PV\ area \times PSI \times \mu_{PV} \quad (2)$$

dengan $P_{watt\ peak}$ adalah daya yang dibangkitkan PLTS atau kapasitas terpasang (Wp) dan *PSI* adalah *peak solar insolation* (1.000 W/m²).

Setelah mengetahui kapasitas terpasang, selanjutnya dapat dicari banyaknya jumlah modul PV yang dibutuhkan dengan perhitungan menggunakan (3) [21].

$$Jumlah\ modul\ PV = \frac{P_{watt\ peak}}{P_{MPP}} \quad (3)$$

dengan P_{MPP} merupakan daya keluaran maksimal modul PV (Wp). Untuk menghitung besarnya kapasitas baterai yang dibutuhkan untuk memenuhi konsumsi energi harian, digunakan (4) [21].

$$C = \frac{N \times E_d}{V_s \times DOD \times \mu} \quad (4)$$

dengan C adalah kapasitas baterai (Ah), N adalah jumlah hari otonomi (hari), E_d adalah konsumsi energi harian (kWh), V_s adalah tegangan baterai (volt), *DOD* adalah kedalaman maksimum untuk pengosongan baterai (%), dan μ adalah efisiensi baterai dikalikan efisiensi *inverter* [21]. Selanjutnya, kapasitas *inverter* dapat dihitung menggunakan (5) [22].

$$Kapasitas\ inverter\ (watt) = Demand\ Watt \times Safety\ Factor \quad (5)$$

B. Perhitungan Biaya

Perhitungan biaya pada perencanaan pembangkit meliputi biaya investasi, biaya penggantian, serta biaya operasional dan perawatan (*operational and maintenance*, O&M) [23].

1) *Biaya Investasi/Initial Capital Cost*: Biaya investasi adalah modal awal atau seluruh biaya yang dikeluarkan di awal proyek. Biaya ini meliputi biaya penyediaan lahan, biaya komponen pembangkit, biaya infrastruktur pembangkit, dan sebagainya [23].

2) *Biaya Penggantian/Replacement Cost*: Biaya penggantian adalah biaya penggantian komponen di akhir masa pakainya. Biaya ini berbeda dari biaya modal awal karena beberapa hal, di antaranya tidak semua komponen harus diganti di akhir masa pakainya; biaya investasi mungkin merupakan hibah dari pihak lain, sedangkan biaya penggantian ditanggung sendiri; dan memperhitungkan pengurangan biaya pembelian komponen dari waktu ke waktu [12].

3) *Biaya O&M*: Biaya O&M adalah biaya yang terkait dengan pengoperasian dan pemeliharaan sistem. Biaya ini meliputi biaya operasional, seperti biaya bahan bakar, gaji pegawai, dan perawatan lainnya [20]. Biaya O&M pada sebagian besar komponen merupakan biaya tahunan. Umumnya, biaya O&M suatu sistem pembangkit adalah 1% dari total biaya investasi [24].

C. Keberlanjutan Lingkungan

Renewable fraction (RF) adalah persentase total kebutuhan beban yang ditutupi oleh energi yang dihasilkan dari sumber terbarukan per tahun [15]. RF sebesar 100% merupakan kondisi

ideal, yaitu PLTH bekerja berdasarkan sumber energi terbarukan saja. Sebaliknya, RF sebesar 0% menunjukkan bahwa pembangkit listrik dari diesel setara dengan total kebutuhan beban listrik [21]. RF dapat dihitung menggunakan (6) [15].

$$RF = \frac{E_{ren}}{E_{demand}} \quad (6)$$

dengan E_{ren} adalah energi yang dihasilkan dari sumber energi terbarukan, sedangkan E_{demand} adalah total kebutuhan beban.

III. METODOLOGI

A. Model Sistem PLTH

Model PLTH yang diusulkan terdiri atas PV, diesel, dan baterai. Pada penelitian ini, dilakukan simulasi dua skenario dengan biaya investasi yang berbeda. Masing-masing skenario terdiri atas tiga konfigurasi. Kedua skenario tersebut dijelaskan sebagai berikut.

1) *Skenario 1*: Skenario 1 terdiri atas PV dan diesel dengan asumsi PLTD yang dibangun adalah PLTD baru.

2) *Skenario 2*: Skenario 2 terdiri atas PV dan diesel dengan asumsi PLTD yang dibangun telah digunakan selama lima tahun. Biaya investasi akan lebih rendah dari biaya investasi PLTD baru, tetapi biaya operasional lebih tinggi karena adanya penurunan efisiensi generator.

Perbedaan antara skenario 1 dan 2 hanya terletak pada biaya diesel, sedangkan untuk biaya modul PV, *inverter*, dan baterai tidak ada perbedaan. Tujuan dibuatnya dua skenario ini adalah untuk mendapatkan harga real dari sistem yang dibuat dan mendapatkan konfigurasi yang optimal dengan nilai NPC dan COE minimum.

B. Fungsi Objektif

Tujuan penelitian ini adalah mendapatkan konfigurasi kapasitas PLTH yang optimal dengan biaya sistem yang minimal. Maka, fungsi objektif dari penelitian ini yaitu meminimalkan biaya NPC dari sistem energi *hybrid*.

NPC atau biaya *net* total masa kini adalah nilai sekarang dari semua biaya yang dikeluarkan sistem selama masa pakainya dikurangi nilai sekarang dari semua pendapatan yang diperolehnya selama masa pakainya [15]. Biaya ini termasuk biaya modal, biaya penggantian, biaya O&M, dan biaya BBM. Fungsi objektif pada penelitian ini ditunjukkan pada (7) [23].

$$\begin{aligned} & \text{Minimal} \\ & \sum_{N=0}^{PL} \frac{\sum CC_g}{(1+i)^N} + \frac{\sum OMC_g}{(1+i)^N} + \frac{\sum Crep_g}{(1+i)^N} \\ & + \frac{\sum Fcost_g (\sum Fcon_g (Pd_g \times OPhr_g))}{(1+i)^N} \\ & - \frac{\sum Crep_g \left(\frac{Rrem_g}{Rcomp_g} \right)}{(1+i)^N} \end{aligned} \quad (7)$$

dengan N menunjukkan tahun ke- N , i adalah *discount rate* (%), PL adalah *project lifetime* (tahun), CC_g adalah *capital cost* atau

biaya investasi komponen pembangkit g (Rp), OMC_g adalah *O&M cost* atau biaya O&M komponen pembangkit g (Rp/tahun), $Crep_g$ adalah *replacement cost* atau biaya penggantian komponen g (Rp), $Fcost_g$ adalah *fuel cost* atau biaya BBM komponen g (Rp), $Fcon_g$ adalah konsumsi bahan bakar pembangkit g (l/kW), Pd_g adalah daya yang dihasilkan pembangkit g (kW), $OPhr_g$ adalah jam operasi pembangkit g (jam), $Rrem_g$ adalah sisa umur komponen pembangkit g (tahun), dan $Rcomp_g$ adalah usia komponen pembangkit g (tahun).

Pembangkit listrik yang direncanakan ini harus mampu memenuhi kebutuhan beban. Dalam rangka menjaga keandalan listrik, sebuah pembangkit harus memiliki cadangan operasi (*operating reserve*). Cadangan operasi adalah kelebihan kapasitas operasi yang menjamin pasokan listrik andal meskipun beban tiba-tiba meningkat atau keluaran daya terbarukan tiba-tiba berkurang. Pada penelitian ini, harus dijaga kapasitas cadangan yang cukup beroperasi untuk melayani peningkatan beban 10% yang tiba-tiba. Maka, kekangan yang kedua dapat dituliskan dalam (8) [23].

$$\sum Pd_g x_{1,1} \geq Ed_{tot} \quad (8)$$

dengan Pd_g adalah daya yang dihasilkan pembangkit g (kW) dan Ed_{tot} adalah total permintaan daya.

Selain itu, pada penelitian ini juga ditambahkan persentase keluaran daya *array* PV ini ke cadangan operasi yang diperlukan di setiap langkah waktu. Sistem harus menjaga kapasitas cadangan yang cukup beroperasi untuk melayani beban bahkan jika keluaran *array* PV (P_{PV}) tiba-tiba menurun 80%. Maka, kekangan yang ketiga dapat dituliskan seperti pada (9).

$$\sum Pd_g x_{1,1} \geq P_{PV} x_{1,8} \quad (9)$$

dengan P_{PV} adalah keluaran *array* PV.

Selain menghitung nilai NPC, pada makalah ini juga dihitung nilai COE, sebagai biaya rata-rata per kWh produksi energi listrik yang terpakai oleh sistem. COE dihitung dengan membagi total biaya tahunan ($C_{ann,tot}$) dengan total beban listrik yang dilayani sistem (E_{served}). Total biaya tahunan merupakan total NPC dikalikan dengan faktor pengembalian modal (*capital recovery factor*, CRF). Secara matematis, COE dapat dirumuskan dalam (10) [15].

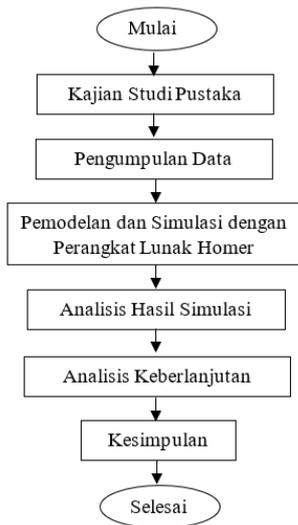
$$COE = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \times NPC_{tot} \quad (10)$$

dengan N menunjukkan tahun ke- N , i adalah *discount rate* (%), dan NPC_{tot} adalah nilai total NPC pada sistem pembangkit.

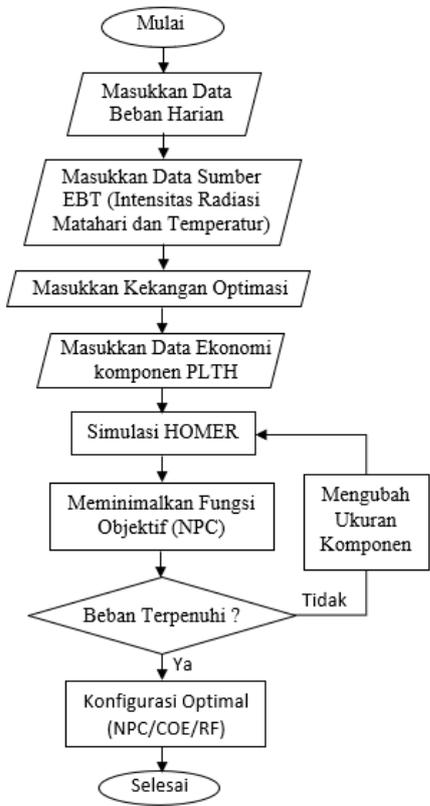
C. Tahapan Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan melalui beberapa tahapan. Diagram alir tahapan penelitian ini diperlihatkan pada Gbr. 1(a). Adapun penjelasan dari tahapan-tahapan tersebut adalah sebagai berikut.

1) *Mulai*: Tahapan awal pada penelitian ini adalah melakukan identifikasi masalah mengenai permasalahan yang ada.



(a)



(b)

Gbr. 1(a) Diagram alir penelitian, (b) diagram alir simulasi.

2) *Tahapan Kajian Pustaka:* Tahapan kajian pustaka dilakukan untuk memberi landasan teoretis terkait penelitian yang dilakukan. Kajian pustaka terdiri atas penelitian-penelitian sebelumnya, seperti jurnal ilmiah dan tesis kebijakan pemerintah, peraturan-peraturan, dan buku teks.

3) *Tahapan Pengumpulan Data:* Pengumpulan data dilakukan untuk mendapatkan data yang dibutuhkan dalam melakukan pemodelan dan analisis penelitian. Pengumpulan

data dilakukan dengan cara wawancara dan studi literatur. Data yang dibutuhkan berupa data pembangkitan, profil beban Pulau Enggano, data intensitas radiasi matahari dari NASA, dan data ekonomi (*discount rate, inflation rate*, dan biaya komponen).

4) *Tahapan Pemodelan dan Simulasi:* Pada tahapan ini dilakukan pemodelan PLTH dengan dua skenario menggunakan bantuan perangkat lunak HOMER. Setelah sistem dibuat, dilakukan optimasi sistem yang dirancang. Optimasi dilakukan dari segi biaya minimal.

5) *Tahapan Analisis Hasil Simulasi:* Hasil optimasi dianalisis dan ditelaah untuk mendapatkan skenario yang optimal dan dapat diterima dengan baik, dari segi kelayakan secara teknis dan ekonomi serta dari segi keberlanjutan lingkungannya.

6) *Tahapan Kesimpulan:* Pada tahap ini, dilakukan penarikan kesimpulan dari hasil analisis dan pemberian saran maupun rekomendasi agar penelitian serupa di masa depan dapat lebih baik lagi.

Proses pemodelan dan simulasi sistem PLTH dapat dilihat pada diagram alir simulasi yang tercantum pada Gbr. 1(b). Simulasi dimulai dengan memasukkan beberapa data, yang meliputi data beban harian, data sumber EBT (intensitas radiasi matahari dan temperatur), data kekangan optimasi, dan data ekonomi komponen PLTH yang digunakan pada sistem. Apabila seluruh data yang dibutuhkan telah dimasukkan, HOMER akan menyimulasikan sistem dengan meminimalkan fungsi objektif. Apabila beban telah terpenuhi, akan didapatkan konfigurasi yang optimal. Namun, jika beban belum terpenuhi, HOMER akan mengubah ukuran sistem dan menyimulasikannya kembali hingga beban terpenuhi.

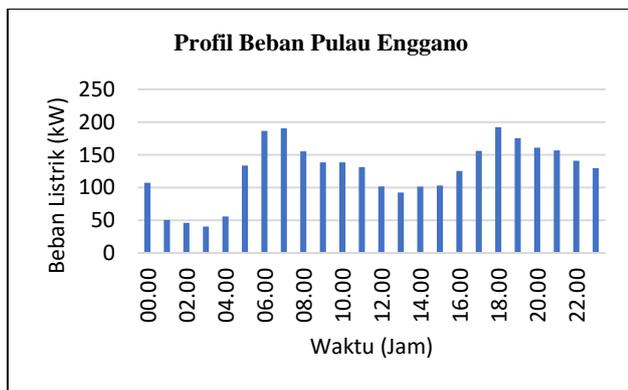
IV. HASIL SIMULASI DAN PEMBAHASAN

A. Profil Beban Listrik

Profil beban listrik pada penelitian ini adalah profil beban lama yang telah dimodifikasi menjadi profil beban baru. Profil beban lama adalah profil beban real yang menyala selama 16 jam/hari, sedangkan profil beban baru adalah profil beban lama yang telah dimodifikasi dan diasumsikan menyala 24 jam/hari. Grafik profil beban baru yang disimulasikan ditunjukkan pada Gbr. 2 [3]. Agar beban lebih realistis, diberikan nilai *random variability day-to-day* sebesar 10%, dan *timestep* sebesar 2%. *Random variability* ini tidak mengubah besarnya konsumsi daya, hanya menambah variasi beban per hari saja, yang berdampak pada perubahan daya puncak. Berdasarkan profil beban, rata-rata konsumsi energi listrik adalah sebesar 3.007,9 kWh/hari, rata-rata daya yaitu 125,33 kW, beban puncak sebesar 224,33 kW, dan *load factor* atau faktor beban sebesar 0,57.

B. Analisis Potensi Energi Surya Pulau Enggano

Data intensitas radiasi matahari dan temperatur diperoleh dari basis data NASA, Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER), yang tersedia di perangkat lunak HOMER. Data-data tersebut didapatkan berdasarkan informasi koordinat tempat PLTS akan dibangun, yaitu 5,25 LS dan 102,25 BT. Intensitas radiasi matahari berkisar antara 4,51 kWh/m²/hari



Gbr. 2 Profil beban baru (sumber: PT. PLN (Persero) Bengkulu Utara).

hingga 5,37 kWh/m²/hari, dengan rata-rata 4,91 kWh/m²/hari, sedangkan temperatur berkisar antara 26,94 °C sampai 28,25 °C, dengan rata-rata 27,45 °C.

C. Spesifikasi dan Biaya Komponen

Komponen PLTH pada penelitian ini terdiri atas empat jenis komponen, yaitu PV, generator, baterai, dan *inverter*. Penelitian ini menggunakan *discount rate* sebesar 6,5% dengan *inflation rate* sebesar 3,1% [7] dan *project lifetime* dua puluh tahun. Tabel I menunjukkan spesifikasi dan biaya tiap komponen. Berdasarkan skenario yang dibuat, biaya sistem PLTD dibagi menjadi dua, yaitu biaya PLTD baru dan PLTD lama. Biaya investasi PLTD pada penelitian ini meliputi biaya komponen, biaya lahan, biaya bangunan, dan biaya lain-lain. Pada biaya investasi PLTD lama, diasumsikan bahwa harga komponen mengalami penurunan harga sebanyak 25%. Seiring bertambahnya usia, generator mengalami penurunan kinerja, yang mengakibatkan menurunnya efisiensi generator. Hal ini akan berdampak pada meningkatnya kebutuhan BBM. Pada penelitian ini, diasumsikan peningkatan BBM sebesar 25%.

D. Analisis Hasil Simulasi

Konfigurasi yang dibahas pada makalah ini terdiri atas tiga konfigurasi, yaitu PV-baterai, PV-diesel-baterai, dan PV-diesel. Perbandingan konfigurasi sistem untuk setiap skenario ditunjukkan pada Tabel II.

1) *Analisis Ekonomi Sistem*: Setiap konfigurasi dibandingkan berdasarkan nilai NPC. Konfigurasi yang paling optimal adalah konfigurasi dengan biaya NPC terendah. Berdasarkan Tabel II, biaya sistem skenario 1 yang menggunakan PLTD baru lebih murah daripada skenario 2 yang menggunakan PLTD berusia lima tahun. Konfigurasi 1 yang terdiri atas PV-baterai memiliki nilai NPC sebesar Rp41.363.527.100,00, dengan nilai COE sebesar Rp2.604,00/kWh dan biaya operasional sebesar Rp407.623.200,00/tahun. Konfigurasi 1 memiliki biaya operasional paling rendah dibandingkan konfigurasi lainnya. Hal ini terjadi karena PLTS memiliki biaya operasional yang rendah. Meskipun demikian, konfigurasi 1 bukanlah yang paling optimal karena biaya investasi yang relatif tinggi mengakibatkan nilai NPC cukup tinggi.

Sistem pembangkit pada konfigurasi 2 merupakan sistem *hybrid* yang terdiri atas PV-diesel-baterai. Hal ini

TABEL I
SPESIFIKASI DAN BIAYA KOMPONEN

Komponen	Parameter	Nilai
Modul PV	Daya keluaran (Wp)	300
	Efisiensi (%)	18,33
	Temperature coefficient	-0,390
	Operating temperature (°C)	45
	Derating factor (%)	88
	Capital cost (Rp)	7.350.000.000
	Replacement cost (Rp)	367.500.000
	O&M cost (Rp/th)	73.500.000
Baterai	Tegangan nominal (V)	48
	Kapasitas nominal (Ah)	100
	Efisiensi (%)	96
	DOD	0,8
	Capital cost (Rp)	9.450.000.000
	Replacement cost (Rp)	1.890.000.000
	O&M cost (Rp/th)	94.500.000
Inverter	Kapasitas (W)	5.000
	Capital cost (Rp)	4.200.000.000
	Replacement cost (Rp)	210.000.000
	O&M cost (Rp/th)	42.000.000
Generator	Kondisi	Baru
	Kapasitas (kW)	250
	Capital cost (Rp)	1.257.500.000
	Replacement cost (Rp)	62.875.000
	O&M cost (Rp/jam)	203.801

mengakibatkan biaya operasional yang cukup tinggi, yaitu sebesar Rp738.207.900,00/tahun, karena biaya bahan bakar diesel yang cukup tinggi. Meskipun demikian, sistem *hybrid* ini memiliki nilai NPC paling rendah, yaitu Rp31.766.128.474,00, dengan nilai COE sebesar Rp1.998,00 /kWh. Jika dibandingkan dengan konfigurasi 1, konfigurasi 2 memiliki nilai NPC lebih rendah karena terdapat penurunan nilai investasi PLTS yang cukup signifikan.

Konfigurasi 3 terdiri atas PV-diesel. Sifat PV yang intermiten dan sangat bergantung pada penyinaran radiasi matahari membuat PV sangat membutuhkan komponen penyimpanan energi agar tetap dapat menyuplai listrik meskipun tidak ada sinar matahari. Konfigurasi 3 ini tidak menggunakan baterai sebagai penyimpan energi PV. Oleh karena itu, diesel lebih mendominasi dalam menyuplai kebutuhan beban. Hal ini mengakibatkan biaya operasional yang sangat tinggi, yaitu sebesar Rp4.703.941.000,00/tahun. Meskipun biaya investasi PLTD relatif murah, dengan biaya operasional yang tinggi nilai NPC menjadi sangat besar, yaitu sebesar Rp71.761.495.528,00, dengan nilai COE sebesar Rp4.515,00/kWh.

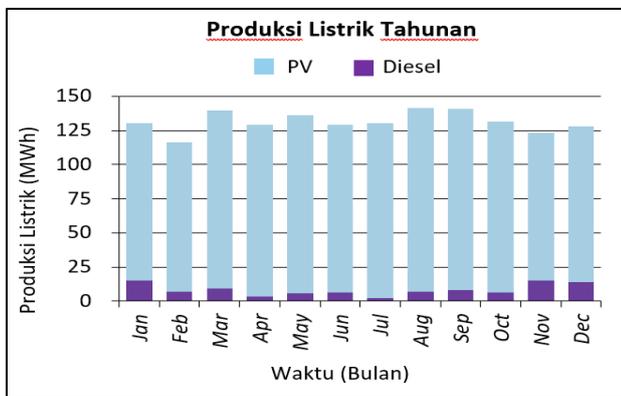
2) *Produksi Energi Listrik*: Konsumsi listrik di Pulau Enggano adalah 1.097.169 kWh/tahun. Berdasarkan Tabel II, konfigurasi 1 memproduksi listrik paling besar, yaitu sebesar 2.255.669 kWh/tahun atau sekitar 2,2 GWh/tahun, dengan *excess electricity* sebesar 47,8% dari total produksi listrik per tahun. Produksi listrik konfigurasi 2, yang terdiri atas PV, baterai, dan diesel, adalah sebesar 1.576.115 kWh/tahun atau 1,5 GWh/tahun, dengan *excess electricity* sebesar 26% dari total produksi listrik per tahun. Sementara itu, produksi listrik paling rendah terjadi pada konfigurasi 3, yaitu sebesar

TABEL II
PERBANDINGAN KONFIGURASI SISTEM, BIAYA, DAN PRODUKSI LISTRIK

Konfigurasi	PV (kW)	Gen (kW)	Baterai (unit)	NPC (Rp)	COE (Rp/kWh)	Biaya Operasional (Rp/tahun)	Produksi Listrik (kWh/tahun)	Excess Electricity (kWh/tahun)
Skenario 1: PLTS + PLTD baru								
1 (PV-baterai)	1.535,0	0	1.418	41.363.527.101	2.604	407.623.200	2.255.669	1.077.420
2 (PV-diesel-baterai)	1.005,0	250	594	1.766.128.474	1.998	738.207.900	1.576.115	404.120
3 (PV-diesel)	169,7	250	0	1.761.495.528	4.515	4.703.941.000	1.209.633	103.431
Skenario 2: PLTS + PLTD lama								
1 (PV-baterai)	1.535,0	0	1.418	41.380.539.246	2.605	408.798.400	2.255.606	1.077.354
2 (PV-diesel-baterai)	1.042,0	250	616	32.155.580.017	2.023	740.163.000	1.620.570	447.874
3 (PV-diesel)	169,0	250	0	77.876.426.773	4.900	5.148.689.000	1.209.629	103.427

TABEL III
RINCIAN BIAYA KONFIGURASI TERBAIK (PV-DIESEL-BATERAI)

Komponen	Biaya (Rp)					
	Investasi	Penggantian	O&M	BBM	Sisa	Total NPC
Generator	1.257.500.000	0	3.062.346.234	4.479.921.685	-21.490.023	8.778.277.894
PV	11.311.795.209	0	1.626.358.788	0	-59.117.040	12.879.036.956
Baterai	6.879.044.118	845.656.425	995.812.103	0	-479.344.757	8.241.167.889
Inverter	1.631.473.266	0	236.172.468	0	0	1.867.645.733
Total sistem	21.079.812.592	845.656.425	5.920.689.592	4.479.921.685	-559.951.821	31.766.128.474



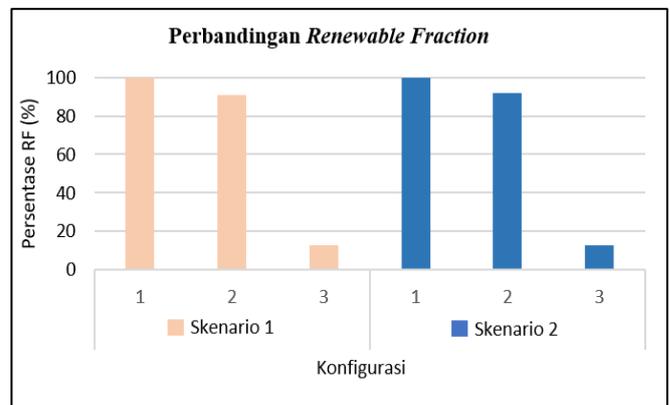
Gbr. 3 Produksi energi listrik selama satu tahun.

1.209.633 kWh/tahun atau 1,2 GWh/tahun, dengan *excess electricity* 8,55% dari total produksi listrik per tahun.

E. Analisis Konfigurasi Terbaik

1) *Analisis Ekonomi*: Konfigurasi paling optimal berdasarkan hasil simulasi yang telah dilakukan adalah konfigurasi 2 pada skenario 1, yang terdiri atas PV 1.005 kW, diesel 250 kW, dan baterai 594 unit. Konfigurasi ini memiliki total NPC sebesar Rp31.766.128.474,00 dan COE sebesar Rp1.998,00/kWh. Rincian biaya sistem konfigurasi tersebut disajikan pada Tabel III. Biaya paling besar berdasarkan jenis biaya adalah biaya investasi, yaitu mencapai Rp21 miliar. Sementara itu, biaya terendah adalah biaya penggantian, yaitu mencapai Rp845,6 juta. Berdasarkan jenis komponennya, komponen dengan biaya terbesar adalah modul PV, dengan total NPC mencapai Rp12,8 miliar, sedangkan komponen dengan biaya terendah adalah *inverter*, yaitu mencapai Rp1,86 miliar.

2) *Produksi Listrik Tahunan*: Gbr. 3 menunjukkan produksi listrik selama setahun. Sistem ini memproduksi listrik sebesar



Gbr. 4 Perbandingan *renewable fraction* tiap konfigurasi.

1.576.115 kWh/tahun, dengan 93,7% diproduksi oleh PV, sedangkan sisanya diproduksi oleh diesel. Produksi listrik tertinggi terdapat pada bulan Agustus, sedangkan yang terendah adalah bulan Februari. Pemanfaatan diesel dilakukan ketika produksi listrik PV menurun atau tidak ada sama sekali. Selain itu, cadangan baterai tidak mampu memenuhi permintaan beban.

F. Analisis Keberlanjutan Lingkungan

Hasil RF di penelitian ini ditunjukkan pada Gbr. 4. Berdasarkan Gbr. 4, skenario 1 dan 2 memiliki RF yang hampir sama. Maka, hanya skenario 1 saja yang dibahas. Konfigurasi 1 tidak memiliki nilai emisi karena sumber energi yang digunakan merupakan 100% energi terbarukan dengan nilai RF 100%. Konfigurasi 2 memiliki nilai RF 91% atau dengan kata lain 9%-nya merupakan beban yang disuplai diesel. Dalam 9% tersebut, diesel menghasilkan emisi CO₂ atau gas rumah kaca yang tidak beracun sebesar 83.401 kg/tahun. Di sisi lain, konfigurasi 3 yang didominasi oleh diesel menghasilkan emisi CO₂ sebesar 778.645 kg/tahun.

Berdasarkan ketiga konfigurasi, konfigurasi paling ideal adalah konfigurasi 1 karena menggunakan 100% sumber energi terbarukan. Namun, pada penelitian ini konfigurasi yang paling optimal tidak dilihat dari nilai RF, tetapi dari nilai NPC. Oleh karena itu, konfigurasi 1 bukanlah yang paling optimal. Konfigurasi yang paling optimal pada penelitian ini adalah konfigurasi 2 yang merupakan pembangkit *hybrid* yang terdiri atas PV-diesel-baterai dengan nilai RF 91%. Konfigurasi yang diusulkan ini diharapkan dapat mendukung komitmen pemerintah untuk meningkatkan jumlah bauran energi menjadi 23% pada tahun 2025, mengurangi emisi gas rumah kaca, dan menjadikan Indonesia *net zero emission* pada tahun 2060.

V. KESIMPULAN

Hasil simulasi menunjukkan bahwa optimasi dengan metode HOMER dapat mengidentifikasi konfigurasi terbaik dari segi ekonomi, keandalan, dan keberlanjutan lingkungan. Menurut analisis konfigurasi terbaik, konfigurasi yang paling optimal terdiri atas PV 1.005 kW, diesel 250 kW, dan baterai 594 unit. Sistem dapat memproduksi listrik hingga 1.576.115 kWh/tahun, yang 93,7%-nya dihasilkan oleh modul PV. Diesel berfungsi sebagai cadangan energi apabila PV dan baterai tidak mampu memenuhi kebutuhan beban. Total NPC sistem mencapai Rp31,7 miliar dan nilai COE sebesar Rp1.998,75/kWh. Dari segi lingkungan, konfigurasi ini memiliki nilai RF sebesar 91% dengan emisi CO₂ 83.401 kg/tahun. Angka emisi ini sangat jauh lebih kecil jika dibandingkan dengan sistem PLTD yang saat ini digunakan di Pulau Enggano.

KONFLIK KEPENTINGAN

Tim penulis menyatakan bahwa artikel yang berjudul "Optimasi Sistem Pembangkit Listrik Tenaga *Hybrid* di Pulau Enggano" ini ditulis dengan bebas dari konflik kepentingan.

KONTRIBUSI PENULIS

Konseptualisasi, Dyah Ayu Kartika Sari dan Fransisco Danang Wijaya; metodologi, Dyah Ayu Kartika Sari, Fransisco Danang Wijaya, dan Husni Rois Ali; penulisan—penyusunan draf asli, Dyah Ayu Kartika Sari; penulisan—peninjauan dan penyuntingan, Fransisco Danang Wijaya dan Husni Rois Ali.

UCAPAN TERIMA KASIH

Terima kasih disampaikan kepada semua pihak yang telah membantu dalam penyusunan penelitian ini, baik yang bersifat moral maupun material, terkhusus keluarga, teman-teman, PT. PLN (Persero) Bengkulu Utara, dan Departemen Teknik Elektro dan Teknologi Informasi, Universitas Gadjah Mada.

REFERENSI

- [1] "Kecamatan Enggano dalam Angka 2020," Badan Pusat Statistik Kabupaten Bengkulu Utara, 2020.
- [2] (2021) Website Badan Pusat Statistik Kabupaten Bengkulu Utara, [Online], <http://www.bengkuluutarakab.bps.go.id/>, tanggal akses: 24-Sep-2021.
- [3] "Data Sekunder Ketenagalistrikan PLTD Pulau Enggano," PT. PLN Bengkulu Utara, 2021.
- [4] "Rencana Usaha Penyedia Tenaga Listrik (RUPTL) 2021-2030 PT. PLN (Persero)," Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2021.
- [5] "Rencana Umum Energi Nasional," Peraturan Presiden Republik Indonesia, No. 22, 2017.
- [6] Suharyati, dkk., "Indonesia Energy Outlook 2019," Sekretariat Jendral Dewan Energi Nasional, Jakarta, Indonesia, Laporan Pengamatan/Perhitungan/Perencanaan. [Online], <https://www.esdm.go.id/assets/media/content/content-indonesia-energy-outlook-2019-english-version.pdf>, tanggal akses: 24-Sep-2021.
- [7] D.H. Sinaga, "Desain dan Analisis Ekonomi Microgrid Berbasis Energi Terbarukan untuk Elektrifikasi Pedesaan di Sumatera Utara," Tesis, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta, Indonesia, 2018.
- [8] H. Failasufa, "Analisis Potensi Penerapan Energi Hibrida untuk Pemenuhan Kebutuhan Listrik Menggunakan HOMER. Studi Kasus : Desa Komor, Kecamatan Unir Sirau, Asmat, Papua," Tesis, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta, Indonesia, 2019.
- [9] T. Adefarati, R.C. Bansal, dan J.J. Justo, "Techno-Economic Analysis of PV-Wind-Battery-Diesel Standalone Power System in Remote Area," *J. Eng.*, 2017, Vol. 2017, No. 13, hal. 740-744, 2017.
- [10] D. Darmawan, "Perancangan Sistem Pembangkit Hybrid PV/Angin/Diesel untuk Suplai Tenaga Listrik di Pulau Nusa Sulawesi Utara," Skripsi, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta, Indonesia, 2016.
- [11] J. Lu, W. Wang, Y. Zhang, dan S. Cheng, "Multi-Objective Optimal Design of Stand-Alone Hybrid Energy System Using Entropy Weight Method Based on HOMER," *Energies*, Vol. 10, No. 10, hal. 1-17, Okt. 2017.
- [12] A.F. Juwitno, "Pemodelan Sistem Pembangkit Hybrid Berbasis Energi Terbarukan untuk Menuju Desa Mandiri Energi di Desa Margajaya," Tesis, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta, Indonesia, 2013.
- [13] F.O. Setyawan, "Identifikasi dan Pemetaan Lokasi Potensial Energi Gelombang Laut di Perairan Indonesia," Tesis, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, Indonesia, 2018.
- [14] G.H. Susilo, Hermawan, dan B. Winardi, "Pemodelan Sistem Pembangkit Listrik Hibrida Diesel dan Energi Terbarukan di Pulau Enggano, Bengkulu Utara Menggunakan Perangkat Lunak HOMER," *J. Transient*, Vol. 3, No.2, hal. 237-244, Jun. 2014.
- [15] *HOMER Pro Version 3.7 User Manual*, Homer Energy, Boulder, AS, 2020.
- [16] Z.D. Kurnaini, dkk., "Optimalisasi BPD LH dalam Pengembangan Energi Terbarukan di Sektor Ketenagalistrikan," Badan Kebijakan Fiskal Kementerian Keuangan, Jakarta, Indonesia, Laporan Kajian. [Online], <https://fiskal.kemenukeu.go.id/files/berita-kajian/file/kajian%20BPD LH.pdf>, tanggal akses: 24-Sep-2021.
- [17] D. Rizkasari, "Optimasi Penempatan PLTS On-Grid di Gedung Dinas Pekerjaan Umum, Perumahan dan Energi Sumber Daya Mineral (PUP-ESDM) Provinsi Daerah Istimewa Yogyakarta," Tesis, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta, Indonesia, 2020.
- [18] E. Nur'aini, "Analisis Keberlangsungan Rancang Bangun Integrasi PLTS dalam Bangunan Hijau Kompleks Kantor Bupati Wonogiri," Tesis, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta, Indonesia, 2020.
- [19] Eriyanto, "Evaluasi Pemanfaatan PLTS Terpusat Siding Kabupaten Bengkulu," *J. ELKHA*, Vol. 9, No 1, hal. 35-40, Mar. 2017.
- [20] W. Edifikar, "Pemodelan Potensi Energi Terbarukan Angin dan Surya untuk Kawasan Kabupaten Bangka Tengah, Provinsi Bangka Belitung," Tesis, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta, Indonesia, 2017.
- [21] V.R. Kossi, "Perencanaan PLTS Terpusat (Off-Grid) di Dusun Tikalong Kabupaten Mempawah," Skripsi, Universitas Tanjungpura, Pontianak, Indonesia, 2017.
- [22] B. Kencana, dkk., *Panduan Studi Kelayakan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Terpusat*, Jakarta, Indonesia: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2018.
- [23] I. Das dan C.A. Canizarres, "Renewable Energy Integration in Diesel-based Microgrids at the Canadian Arctic," *Proc. IEEE*, Vol. 107, No.9, hal. 1838-1856, Sep. 2019.
- [24] H. Saliman, Sulistyah, dan D. Putra, "Kajian Penggunaan Life Cycle Cost, Life Cycle Saving, dan Payback Period untuk Menganalisis Keekonomian Pembangkit Listrik Tenaga Surya," *Indonesia Mining, Energy J.*, Vol. 2, No. 2, hal. 82-85, Nov. 2019.