

Analisa teknologi dan keekonomian de-dieselisasi PLTD Merawangg menjadi Pembangkit Tenaga Angin / Tenaga Surya di Pulau Bangka, Bangka Belitung

Arya Bima Aji Kusuma*, Rinaldy Dalimi

Universitas Indonesia

Email: aryabimaajikusuma@gmail.com*

Keywords	Abstract
COE, De-dieselisasi, Energi Terbarukan, Kelayakan ekonomi, Pembangkit Hybrid	PLTD Merawangg di Pulau Bangka masih bergantung pada bahan bakar solar yang mahal, sehingga biaya operasional menjadi tinggi. Pemerintah Indonesia menginisiasi program dedieselisasi untuk mengganti atau meng-hybrid PLTD dengan pembangkit energi terbarukan, seperti tenaga surya dan angin, guna menurunkan biaya energi (COE) dan emisi. Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi konfigurasi pembangkit hybrid yang paling optimal dan ekonomis melalui simulasi skenario on-grid dan off-grid dengan berbagai proporsi energi terbarukan. Metode yang digunakan adalah simulasi kuantitatif berdasarkan data kebutuhan listrik, potensi energi terbarukan, dan biaya peralatan. Hasil penelitian menunjukkan bahwa konfigurasi PLTS 75% hybrid dengan PLTD 25% dengan sistem on-grid menghasilkan COE terendah sebesar 1.660 rupiah/kWh, jauh di bawah COE PLTD saat ini dan standar provinsi Bangka Belitung. Skenario ini juga layak secara ekonomi dengan kriteria NPV yang memenuhi kriteria investasi. Sebaliknya, konfigurasi PLTB menghasilkan COE lebih tinggi karena variabilitas angin dan biaya teknologi yang mahal. Implikasi penelitian ini mendukung program dedieselisasi dengan rekomendasi konfigurasi hybrid berbasis PLTS sebagai solusi efisien dan ramah lingkungan untuk daerah kepulauan.
Keyword: <i>De-Dieselization, COE, Renewable energy, Hybrid Generation, Economic Analysis</i>	Abstract <i>PLTD Merawang in Bangka Island still relies on expensive diesel fuel, resulting in high operational costs carbon emissions. The Indonesian government initiated a de-dieselization program to replace or hybridize diesel power plants with renewable energy sources such as solar and wind to reduce energy costs (COE) and emissions. This study aims to identify the most optimal and economical hybrid power plant configuration through simulation of on-grid and off-grid scenarios with varying renewable energy proportions. The method used is quantitative simulation based on electricity demand data, renewable energy potential, and equipment costs. The results show that a hybrid configuration of 75% solar PV hybrid 25% with diesel produces the lowest COE of 1.660 rupiah/kWh, significantly lower than the current PLTD COE and the Bangka Belitung provincial standard. This scenario is economically feasible with positive NPV values meeting investment criteria. Conversely, wind turbine configurations yield higher COE due to wind variability and expensive technology costs. The study's implications support the de-dieselization program by recommending solar-based hybrid configurations as an efficient and environmentally friendly solution for island regions.</i>

PENDAHULUAN

Indonesia adalah negara kepulauan terbesar di dunia yang memiliki sebanyak 16.766 pulau (BPS, 2023). Kondisi geografis yang unik ini membuat Indonesia memerlukan strategi khusus dalam pemenuhan energi nasional. Strategi negara-negara lain yang berbasis kontinental tidak bisa langsung diterapkan karena berbeda secara topografi dan karakteristik

penyebaran beban. Pada tahun 2014, pemerintah Indonesia telah menerapkan kebijakan pemenuhan energi sebesar 35.000 GW untuk memenuhi kebutuhan energi di seluruh wilayah, termasuk di pulau-pulau kecil seperti Pulau Bangka yang berada di Provinsi Kepulauan Bangka Belitung (IESR, 2025; Manalu, 2024).

Untuk pulau-pulau kecil ini, pemerintah memutuskan membangun pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD) karena fleksibilitas tinggi dalam pengadaan dan instalasi, serta kapasitasnya yang bervariasi, mulai dari 100 kW hingga 1 MW. Selain itu, PLTD mudah dan cepat diinstal, serta cocok untuk wilayah tanpa sumber energi fosil seperti batu bara dan gas alam. Bahan bakarnya berupa solar dapat dikirim melalui kapal kecil, menjadikan PLTD cukup praktis (Sinaga et al., 2024; Hernanda, 2025). Namun, biaya solar yang terus meningkat setiap tahun membuat biaya operasional membengkak dan berdampak pada tingginya Cost of Electricity (COE). Selain itu, PLTD menghasilkan emisi gas rumah kaca seperti CO₂ dan CH₄ yang berbahaya bagi lingkungan (Azman, 2024; Hiron, 2021).

Sebagai respon terhadap permasalahan tersebut, pemerintah mencanangkan program transisi energi berupa *de-dieselisasi*, yaitu penggantian PLTD dengan energi terbarukan seperti surya dan angin. Hal ini sejalan dengan potensi geografis Indonesia yang berada di garis khatulistiwa sehingga memiliki intensitas matahari tinggi dan kecepatan angin yang relatif stabil (Adiputra, 2025; Psarros et al., 2024). Studi oleh Reber et al. (2016) dan Putri et al. (2024) menunjukkan bahwa sistem hybrid surya–diesel–baterai secara teknis dan ekonomis layak diimplementasikan di wilayah kepulauan. Contohnya, pada Pulau Legundi, kombinasi PLTS dan baterai menurunkan konsumsi solar sebesar 79,3% dan meningkatkan bauran energi terbarukan hingga 79,9% (Azman, 2024). Sistem hybrid serupa juga terbukti ekonomis di Karimunjawa dengan penghematan signifikan (Hiron, 2021), serta di Pulau Sipora, Bunyu, dan Sorong (Hernanda, 2025; Sinaga et al., 2024).

Secara nasional, Indonesia menargetkan penambahan pembangkit energi terbarukan sebesar 17 GW PLTS, 16 GW hidro, 5 GW panas bumi, dan 5 GW angin hingga tahun 2034 (Reuters, 2025; Reuters, 2024). Di sisi lain, studi oleh Syafii (2021), Sulistyio (2020), dan Pariyar & Wagle (2020) menunjukkan bahwa penerapan mikrogrid berbasis energi terbarukan di pulau-pulau kecil tidak hanya mengurangi ketergantungan pada bahan bakar fosil, tetapi juga meningkatkan keandalan sistem kelistrikan. Dengan demikian, dukungan kebijakan, perencanaan sistem hybrid yang tepat, serta partisipasi masyarakat menjadi kunci sukses transisi energi yang berkelanjutan di pulau-pulau kecil seperti Bangka.

De-dieselisasi ini bertujuan untuk menurunkan biaya operasional terutama konsumsi BBM jenis solar B35 dan emisi yang dihasilkan di mana ini sesuai dengan peta jalan *Net zero emission* Indonesia tahun 2060 (PLN 2024).

Penelitian ini sejalan dengan arah kebijakan energi nasional, khususnya dalam konteks program de-dieselisasi yang telah dicanangkan oleh Pemerintah Indonesia melalui PLN sejak 2021. Program ini bertujuan untuk menggantikan pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD) di wilayah terpencil dan kepulauan dengan pembangkit berbasis energi terbarukan yang lebih ekonomis dan ramah lingkungan. Dalam Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2021–2030, PLN menargetkan penggantian sekitar 500 unit PLTD yang tersebar di seluruh Indonesia, termasuk di provinsi Bangka Belitung.

Penurunan biaya operasional ini dapat menurunkan biaya energinya (COE) sehingga energi lebih terjangkau pada kalangan masyarakat dan yang lebih penting adalah program ini mendorong kemandirian energi nasional dan lingkungan yang lebih bersih. Anggaran yang dihemat dapat difungsikan ke sektor lain yang membutuhkan dan tentu saja meningkatkan kesejahteraan masyarakat setempat. Indonesia sendiri merencanakan program ini dapat

mengganti PLTD dengan EBT mencapai hingga kapasitas 500 MW dengan PLTD Merawang menjadi salah satu lokasinya.

Lokasi yang akan dijadikan penelitian ini berada di PLTD Merawang yang berlokasi pulau Bangka provinsi Bangka Belitung. Kondisi pulau bangka saat ini sudah terelektifikasi mencapai 99% sehingga dapat dikatakan pemenuhan energi di pulau ini sudah mencukupi. Berdasarkan laporan dari RUED, Pembangkit listrik di bangka Belitung didominasi oleh PLTD sebesar 81,46 % dan dari EBT hanya 2.87% dari jumlah keseluruhan. Hal ini sedikit banyak berpengaruh kepada harga jual listrik di provinsi Bangka Belitung yang mencapai 2206 rupiah/kWh. Dalam RUED , pulau bangka menyimpan potensi energi surya sebesar 2810 MW dan energi angin sebesar 1787 MW yang mana belum dimanfaatkan secara maksimal.

Pada penelitian ini akan dicari konfigurasi energi yang paling efektif untuk menghasilkan COE termurah yang mana akan berfokus pada PLTD *hybrid* dengan PLTS atau PLTB tanpa menggunakan Baterai (BESS) atau biasa disebut sistem on-grid. .

PLTD Merawang di Pulau Bangka masih mengandalkan bahan bakar solar jenis B35 yang mahal dan menyebabkan tingginya biaya operasional serta emisi gas rumah kaca. Hal ini menjadikan pembangkit listrik tenaga diesel tersebut tidak ekonomis dan tidak ramah lingkungan. Oleh karena itu, diperlukan solusi untuk mengurangi biaya energi (COE) sekaligus menurunkan emisi.

Urgensi penelitian ini sangat penting karena kebutuhan energi yang terus meningkat di wilayah kepulauan seperti Pulau Bangka harus dipenuhi dengan biaya yang efisien dan ramah lingkungan. Penggunaan PLTD yang berbahan bakar solar semakin mahal sehingga berpotensi menghambat pemenuhan kebutuhan energi yang anda.

Selain itu, program de-dieselisasi yang mengarah pada penggunaan energi terbarukan menjadi kunci untuk mengurangi ketergantungan pada bahan bakar fosil dan menurunkan emisi karbon sesuai dengan target *Net Zero Emission* Indonesia pada tahun 2060. Dengan demikian, penelitian ini sangat mendesak untuk menemukan konfigurasi pembangkit hybrid yang optimal dan ekonomis agar energi bersih dapat terjangkau dan berkontribusi pada kemandirian energi nasional.

Beberapa penelitian sebelumnya menunjukkan bahwa penggunaan sistem hybrid PLTD dengan energi terbarukan seperti PLTS (pembangkit listrik tenaga surya) dapat menurunkan biaya energi dan emisi secara signifikan. Studi di beberapa wilayah kepulauan Indonesia dan negara lain mengindikasikan bahwa konfigurasi hybrid memberikan efisiensi biaya yang lebih baik dibandingkan penggunaan PLTD saja.

Selain itu, penelitian terkait keekonomian sistem pembangkit hybrid mengungkapkan bahwa pemilihan komponen seperti kapasitas panel surya, inverter, dll sangat mempengaruhi biaya operasional dan kelayakan investasi untuk sistem on-grid ini. Meskipun banyak studi terkait sistem hybrid energi terbarukan dan diesel, masih terdapat kekurangan penelitian yang memfokuskan pada analisis teknologi dan ekonomi de-dieselisasi PLTD Merawang di Pulau Bangka. Keterbatasan kajian ini membuat belum jelasnya konfigurasi optimal yang paling efisien secara biaya dan layak secara investasi, khususnya dalam konteks potensi sumber energi terbarukan lokal dan karakteristik beban listrik wilayah tersebut.

Penelitian ini menawarkan kebaruan dengan melakukan simulasi dan analisis ekonomi pada berbagai skenario konfigurasi hybrid PLTD dengan PLTS dan PLTB dengan sistem on-grid di PLTD Merawang. Dengan pendekatan ini, penelitian mengidentifikasi konfigurasi

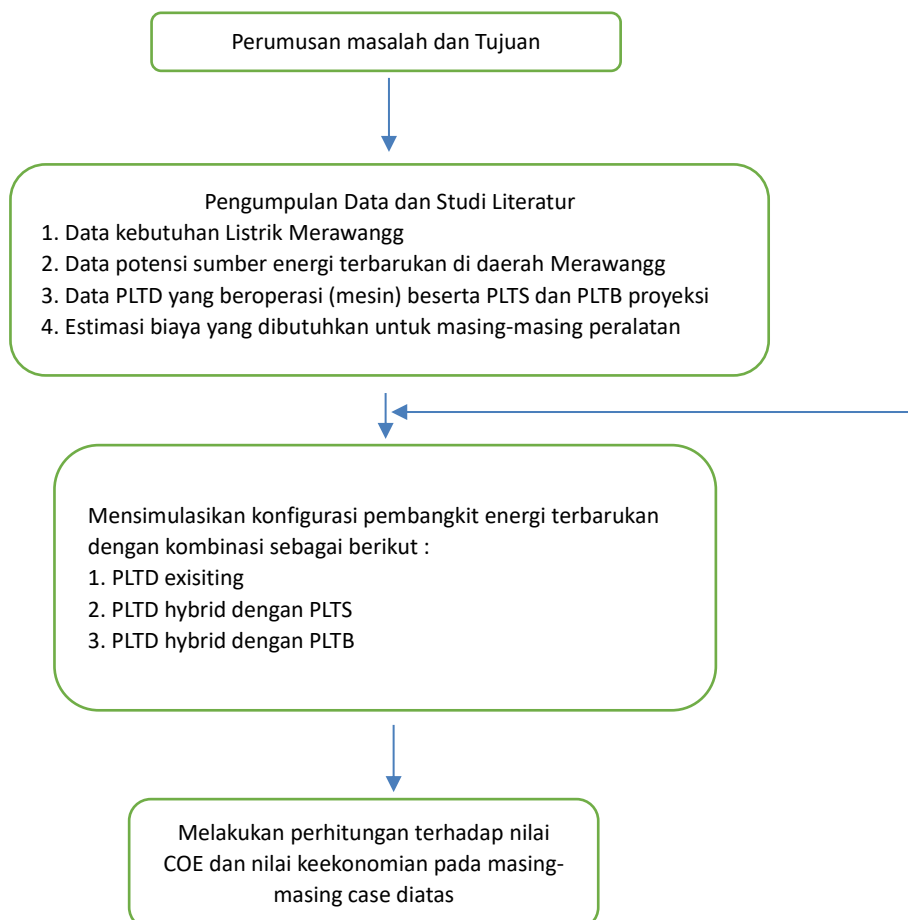
dengan biaya energi terendah (COE) yang juga memenuhi kriteria keekonomian berdasarkan NPV sehingga dapat dijadikan dasar rekomendasi strategis dalam program de-dieselsiasi di Pulau Bangka.

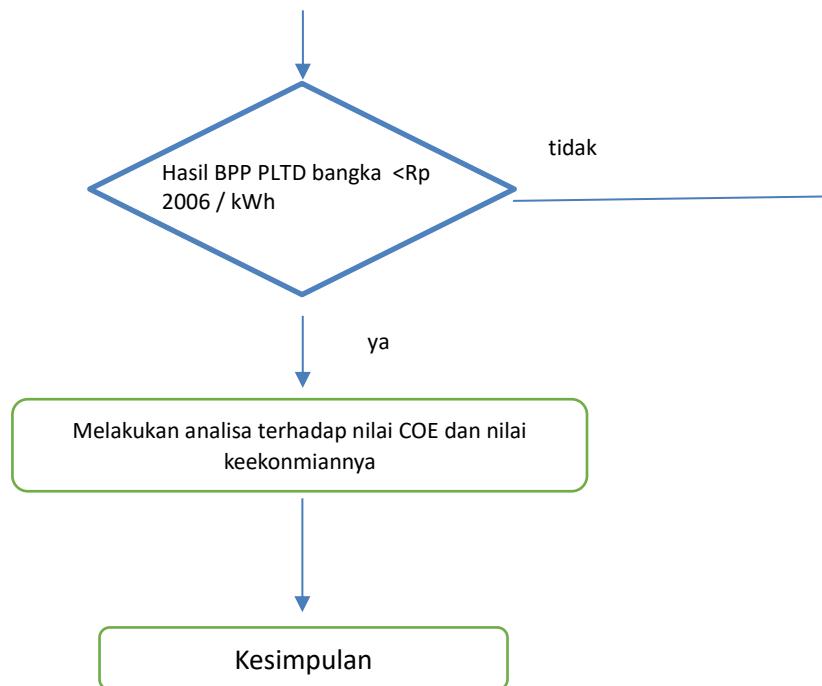
Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis dan mengevaluasi konfigurasi teknologi pembangkit hybrid berbasis energi terbarukan yang paling optimal dan ekonomis dalam mendukung de-dieselsiasi PLTD Merawangg, dengan fokus pada penurunan biaya energi (COE) dan kelayakan investasi di Pulau Bangka, Bangka Belitung. Penelitian ini tidak mencakup analisis sensitivitas terhadap perubahan harga solar, biaya komponen, maupun laju inflasi, dan seluruh parameter biaya diasumsikan konstan sepanjang periode proyek. Sebagai gantinya, variasi konfigurasi pembangkit dengan penetrasi yang berbeda (25%, 50%, 75%, dan 100%) digunakan untuk mengevaluasi dampak terhadap biaya energi dan kelayakan ekonomi.

Hasil penelitian ini diharapkan dapat memberikan rekomendasi teknis dan ekonomi yang konkret bagi pemerintah dan pemangku kepentingan dalam merancang kebijakan dan implementasi program de-dieselsiasi PLTD di daerah kepulauan. Selain itu, penelitian ini juga mendukung upaya peningkatan kemandirian energi nasional, pengurangan emisi karbon, serta peningkatan kesejahteraan masyarakat melalui penurunan biaya listrik yang lebih terjangkau dan berkelanjutan.

METODE PENELITIAN

Metode penelitian ini menggunakan metode kuantitatif. Untuk lebih memperjelas penelitian yang akan dilakukan dilampirkan charta 1 sebagai langkah awal penelitian ini.





Charta 1. Kerangka Penelitian

Perhitungan kapasitas PLTD dihtiung sebagai berikut :

1. Kapasitas mesin unit
Kapasitas unit x % variasi beban yang diinginkan.....(1)
2. Beban total unit dalam setahun:
Beban total unit x % variasi yang diinginkan x 365 hari/ tahun.....(2)

Perhitungan kapasitas energi terbarukan sebagai berikut didapatkan dengan cara :

1. Kebutuhan Global Horizontal Irradiation rerata

$$\frac{GHI \text{ bulan januari} + GHI \text{ bulan feburari} + + GHI \text{ bulan november} + GHI \text{ bulan desember}}{\text{Jumlah bulan (12)}}$$
(3)
2. Kebutuhan energi harian PLTS/PLTB pada presantase tertentu
 Kebutuhan 100% energi PLTD – (100%- X %) Kebutuhan PLTD
(4)
 X= kebutuhan presentase yang diinginkan
3. Perhitungan kapasitas Solar PV
 Perhitungan kapasitas PV : $\frac{\text{Kebutuhan energi harian}}{GHI \times Dearating factor}$ (5)
4. Perhitungan kapasitas inverter
 Nilai beban tertitnggi pada kapasitas yang diinginkan x f_inverter(6)
 F_inverter =faktor kapasitas inverter (1,25)
5. Perhitungan jumlah turbin angin(7)
 - a. Konversi wind speed dari ketinggian 50 m ke 135 m dengan power law

$$V_{h2} = V_{h1} \times \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^\alpha$$

V_{h2} = Kecepatan angin pada ketinggian 135 m

V_{h1} = Kecepatan angin pada ketinggian 50 m

h_2 = Ketinggian wind turbine (135 m)

h_1 = Ketinggian wind turbine (50 m)

α = Koefisien penyetara (1,4)

- b. Perhitungan energi yang dihasilkan dengan distribusi Weibull dengan table Power Curve di bawah ini dengan menggunakan rumus berikut :

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \dots\dots\dots(8)$$

Dengan $f(v)$ = fungsi distribusi probabilitas pada kecepatan angin

k = koefisien shape (2)

v = kecepatan angin pada power curve (m/s)

c = koefisien scale (m/s)

$$c = \frac{v_{avg}}{\ln\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \dots\dots\dots(9)$$

Dengan c = koefisien scale

v_{avg} = kecepatan angin rerata

k = koefisien shape ($k=2$)

- c. Perhitungan energi yang dihasilkan dan jumlah turbin yang dibutuhkan

1. Energi total dalam setahun

$$P_{total} = \sum f(v) \times P(v) \times t \dots\dots\dots(10)$$

P_{total} = energi yang dihasilkan turbin dalam setahun

$F(v)$ = Fungsi distribusi probabilitas pada kecepatan angin

$P(v)$ = daya yang dihasilkan pada kecepatan angin

t = durasi waktu

2. Energi total yang dibutuhkan dalam setahun

$$\frac{\text{Kebutuhan energi harian} \times 365 \text{ hari/tahun}}{\text{efisiensi turbine}} \dots\dots\dots(11)$$

3. Jumlah wind turbin total

$$\frac{\text{Energi total yang dibutuhkan dalam setahun}}{\text{Energi total yang dihasilkan dalam satu tahun}} \dots\dots\dots(12)$$

6. Perhitungan kapasitas inverter :

$$\text{Beban puncak (kWh)} \times \text{efisiensi inverter} \times \text{Margin of safety (1,25)} \dots\dots\dots(13)$$

Perhitungan keekonomian dibagi menjadi sebagai hal berikut

- a. Biaya lahan

$$\text{Koefisien Lahan (m}^2\text{/MW)} \times \text{kapasitas pembangkit (MW)} \times \text{biaya lahan per m}^2 \text{ (rupiah/m}^2\text{)} \dots\dots\dots(18)$$

- b. Pembiayaan PLTD

1. Biaya peralatan unit

- Kapasitas unit x biaya per unit (rupiah/unit).....(19)
2. Biaya OM non BBM
Koefisien harga untuk OM x beban total mesin setahun.....(20)
3. Biaya OM BBM
SFC x Biaya BBM/liter x beban total mesin setahun.....(21)
 $SFC = \text{Specific Fuel Consumption}$
4. Biaya total OM.....(22)
Biaya OM BBM + Biaya OM non BBM.....(23)
- c. Life cycle cost
Biaya life cycle cost dengan persamaan berikut :
 $LCC = C + M_{pw} + R_{pw}$ (24)
C = biaya investasi awal meliputi biaya peralatan dan biaya pembelian lahan
Mpw= Biaya O&M selama umur proyek yang dihitung di waktu sekarang
Rpw= Biaya pergantian selama umur proyek yang dihitung waktu sekarang
Adapun nilai konversi ke waktu sekarang
 $P = A \times \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$ (25)
P = nilai saat ini setelah dikonversi dari umur proyek
A = biaya OM per tahun
I = suku bunga
N =umur proyek (25 tahun)
- d. Cost of energy
COE adalah pembagian antara LCC dengan Annual energy dalam satu tahun
 $\text{Annual LCC} = LCC \times \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$ (26)
 $\text{COE} = \frac{\text{Annual LCC}}{\text{Annual kWh}}$ (27)

Setelah menentukan nilai COE menentukan nilai keekonomiannya antara lain :

1. NPV

NPV adalah selisih antara semua pemasukan (benefit) dan pengeluaran (cost) suatu proyek atau investasi pada waktu sekarang, yang didiskontokan menggunakan tingkat diskonto tertentu.

$$NPV = \sum_{n=1}^{n=n} \frac{S_n}{(1+r)^n} - C \quad \text{.....(28)}$$

Dimana n = umur proyek (periode dalam tahun)

r = tingkat pengembalian (suku bunga bank; 5,75%)

S_n = Arus kas bersih pada tahun ke n

C = Investasi awal

HASIL DAN PEMBAHASAN

Detail harga peralatan yang digunakan

Harga peralatan yang digunakan terlampir pada tabel di bawah ini

Tabel 1. Spesifikasi harga peralatan yang digunakan

No	Equipment	Harga	Satuan
General			
	Suku bunga	5.75	%
	Lahan	300.000	/m ²
	Umur proyek	25	tahun
	Kurs dolar ke rupiah	16.325	\$/rupiah
PLTD			
	Diesel	80	\$/Unit
	OM BBM	12.404	rupiah/Liter
	OM non BBM	400	rupiah/kWh/tahun
PLTS			
	Panel Surya	90	\$/kWp
	Inverter	35	\$/kW
	BOS	480	\$/kWp
	OM	21	\$/kWp/tahun
	Koefisien Luas Lahan	15.000	M ² /Mwp
PLTB			
	Wind Turbine	900	\$/kW
	Inverter	35	\$/kW
	BOS	1383	\$/kW
	OM	18.56	\$/kW/tahun
	Koefisien Luas Lahan	113.333	M ² /MW

Analisis tidak mencakup faktor degradasi panel surya dan turbin angin, serta variasi beban musiman yang dapat memengaruhi keandalan sistem. Selain itu, asumsi harga komponen dan bahan bakar dianggap tetap selama masa proyek, sehingga belum mempertimbangkan potensi fluktuasi pasar yang dapat mempengaruhi nilai keekonomian secara dinamis.

Profil harian beban PLTD Merawang

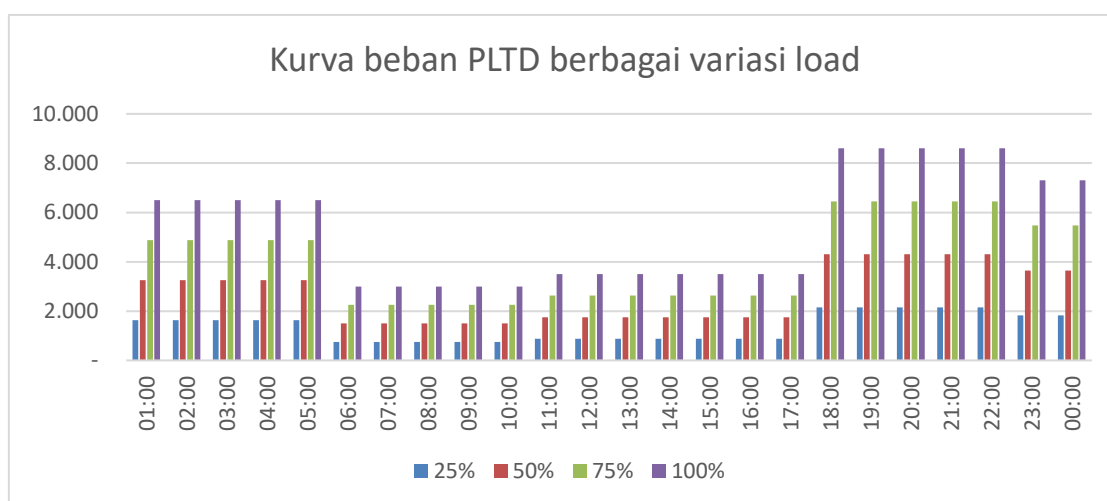
Penelitian dimulai dari pembahasan PLTD menjadi PLTS dan PLTB. Data PLTD sendiri diambil dari PLTD Merawang. Untuk data yang diambil berasal dari data operasi PLTD Merawang, Bangka Belitung. Berikut terlampir profil harian dan bulanan PLTD Merawang, Bangka Belitung. Beban 100 % adalah beban yang dihasilkan murni dari PLTD. Untuk variasi 25 % akan dihitung dengan cara sebagai berikut : Jam 01.00 beban 100 % adalah 6.500 kwh maka beban sebesar 25% x 6.500 =1.625 kWh. Dengan cara yang sama beban untuk jam lain pada beban 25% serta 50% dan 75% jam-jam lainnya sehingga akan dihitung untuk disajikan pada tabel dan gambar 1.

Tabel 2. Beban harian PLTD Merawang

Jam	100%	75%	50 %	25%
	BEBAN (kWh)	BEBAN (kWh)	BEBAN (kWh)	BEBAN (kWh)

Analisa teknologi dan keekonomian de-dieselisasi PLTD Merawangg menjadi Pembangkit Tenaga Angin/Tenaga Surya di Pulau Bangka, Bangka Belitung

01.00	6.500	4.875	3.250	1.625
02.00	6.500	4.875	3.250	1.625
03.00	6.500	4.875	3.250	1.625
04.00	6.500	4.875	3.250	1.625
05.00	6.500	4.875	3.250	1.625
06.00	3.000	2.250	1.500	750
07.00	3.000	2.250	1.500	750
08.00	3.000	2.250	1.500	750
09.00	3.000	2.250	1.500	750
10.00	3.000	2.250	1.500	750
11.00	3.500	2.625	1.750	875
12.00	3.500	2.625	1.750	875
13.00	3.500	2.625	1.750	875
14.00	3.500	2.625	1.750	875
15.00	3.500	2.625	1.750	875
16.00	3.500	2.625	1.750	875
17.00	3.500	2.625	1.750	875
18.00	8.600	6.450	4.300	2.150
19.00	8.600	6.450	4.300	2.150
20.00	8.600	6.450	4.300	2.150
21.00	8.600	6.450	4.300	2.150
22.00	8.600	6.450	4.300	2.150
23.00	7.300	5.475	3.650	1.825
00.00	7.300	5.475	3.650	1.825
Σ	129.600	97.200	64.800	32.400



Gambar 1. Beban harian PLTD Merawang

Unit PLTD ini akan diganti dengan pembangkit dengan energi terbarukan yaitu PLTS, PLTB dan hybrid. Dari perhitungan diatas dapat kita simpulkan bahwa jumlah kebutuhan dalam satu hari berturut-turut pada kapasitas 100%,75%,50% dan 25% sebesar 129.600 kWh ; 97.200 kWh; 64.800 kWh dan 32.400 kWh.

Perhitungan analisa PLTD

Data-data PLTD dilakukan analisa dan dibagi sesuai skenario untuk lebih mempermudah dimasukkan dalam perhitungan mode hybrid baik itu pada perhitungan PLTS ataupun PLTB. Kapasitas pembangkit diambil dari beban tertinggi (beban puncak) yang dihasilkan pembangkit dan ditampilkan oleh tabel dan gambar. Untuk perhitungan kapasitas dan biaya akan diambil perhitungan untuk beban 100% sebagai contoh :

Kebutuhan energi tahunan = 129600 kWh/hari x 365 hari/tahun = 47.304.000 kWh

Biaya peralatan = (3700+4000+900) kW x 80 \$/kW x 16.325 rupiah/dolar
= 11.231.600.000 rupiah

Biaya OM non BBM = 400 rupiah/kW x 47.304.000 kW
= 18.921.600.000 rupiah

Biaya OM BBM = 0.296 x 12.404 x 47.304.000 kWh
= 163.226.568.572 rupiah

Biaya OM total = 18.921.600.000 + 163.226.568.572
= 182.148.168.572 rupiah

Biaya OM setelah dikonversi ke 25 tahun ke depan = $182.148.168.572 \times \frac{(1+0.0575)^{25}-1}{0.0575(1+0.0575)^{25}}$
= 2.383.672.010.072 rupiah

Perhitungan LCC = 11.231.600.000 + 2.383.672.010.072
= 2.394.903.610.072 rupiah

Perhitungan annual LCC = $2.394.903.610.072 \times \frac{0.0575(1+0.0575)^{25}}{(1+0.0575)^{25}-1}$
= 183.006.430.683 rupiah

Perhitungan COE = $\frac{183.006.430.683}{47.304.000}$
= 3868 rupiah/kWh

Untuk beban 50%,75% dan 100% dihitung dengan menggunakan cara yang sama dengan beban yang berbeda sehingga akan menjadi tabel 3 dibawah ini:

Tabel 3. Nilai COE PLTD pada masing-masing skenario

Skenario	PLTD beban 25%	PLTD beban 50%	PLTD beban 75%	PLTD beban 100%
Beban total	32.400	64.800	97.200	129.600
Biaya peralatan	2.807.900.000	5.909.650.000	8.423.700.000	11.231.600.000
Biaya OM non BBM	4.730.400.000	9.460.800.000	14.191.200.000	18.921.600.000
Biaya OM BBM	40.806.642.143	81.613.284.286	122.419.926.429	163.226.568.572
Biaya OM total	45.537.042.143	91.074.084.286	136.611.126.429	182.148.168.572
Biaya OM 25 tahun	595.918.002.518	1.191.836.005.036	1.787.754.007.554	2.383.672.010.072
LCC	598.725.902.518	1.197.451.805.036	1.796.177.707.554	2.394.903.610.072
Annual LCC	45.751.607.671	91.503.215.341	137.254.823.012	183.006.430.683
Annual kWh	11.826.000	23.652.000	35.478.000	47.304.000
COE (rupiah/kWh)	3868	3868	3868	3868

Nilai COE ini akan digunakan pada masing-masing varian beban untuk selanjutnya akan dimasukkan dalam perhitungan hybrid pada skenario PLTS maupun PLTB. Berdasarkan perhitungan diatas dapat kita lihat bahwa untuk semua skenario nilai COE ini sama. Hal ini dikarenakan ketika beban total bertambah, semua biaya juga mengalami kenaikan sehingga biaya dan beban memiliki perbandingan yang sama. Hasil COE sebesar 3.868 rupiah/ kwh ini masih diatas batasan LCOE provinsi bangka Belitung sebesar 2.006 rupiah/kwh sehingga penelitian ini mencoba mengetahui konfigurasi mana yang lebih baik untuk menurunkan biaya COE sehingga dibawah batasan LCOE yang sudah ada. Perhitungan ini juga akan menjadi basis bagi konfigurasi lainnya. Dalam penelitian ini, seluruh parameter biaya seperti harga bahan bakar solar, harga panel surya, turbin angin, komponen pendukung (BOS) serta biaya operasional dan pemeliharaan diasumsikan konstan sepanjang umur proyek. Penelitian ini menggunakan variasi skenario penetrasi energi terbarukan (25%, 50%, dan 75%) sebagai dasar untuk mengevaluasi dampak terhadap nilai COE dan kelayakan ekonomi masing-masing konfigurasi.

Skenario Konfigurasi

Penelitian ini terdiri dari 6 skenario untuk mencari nilai COE terendah diantara lain :

1. PLTD hybrid dengan PLTS dengan kapasitas beban 75% PLTS dan 25% PLTD
2. PLTD hybrid dengan PLTS dengan kapasitas beban 50% PLTS dan 50% PLTD
3. PLTD hybrid dengan PLTS dengan kapasitas beban 25% PLTS dan 75% PLTD
4. PLTD hybrid dengan PLTB dengan kapasitas beban 25% PLTB dan 75% PLTD
5. PLTD hybrid dengan PLTB dengan kapasitas beban 50% PLTB dan 50% PLTD
6. PLTD hybrid dengan PLTB dengan kapasitas beban 75% PLTB dan 25% PLTD

HASIL Perhitungan PLTS

Kebutuhan energi untuk masing-masing peresentase dapat dijabarkan sebagai berikut dengan menggunakan persamaan 1 dengan data dari tabel 4 terkait kebutuhan energi pada kapasitas 75% PLTS dimana ini dalah skenario 1 (PLTS 75% dan PLTD 25%).

1. Kebutuhan energi harian untuk PLTS = 129.600-32.400
= 97.200 kW
2. Dengan menggunakan rumus 2 maka kebutuhan GHI rerata adalah sebesar 4,98
3. Kebutuhan PV dihitung dengan menggunakan rumus dengan nilai dearator ada di tabel 5 dan GHI ada diatas sehingga menjadi =
$$\frac{97.200 \text{ kWh}}{0.85 \times 4.98 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \times \text{tahun}}}$$

= 22.962 kWp
4. Kebutuhan inverter diambil dengan menggunakan rumus 6 dan koefisien yang ada pada tabel 3 sehingga perhitungan menjadi = 6.450 x 1,25
= 8.062,5 kW

Tabel 4. Perhitungan jumlah dan kapasitas masing-masing peralatan untuk PLTS

Skenario	Kebutuhan energi harian	Kebutuhan energi tahunan	Kapasitas PV	Kapasitas Inverter (kW)
----------	-------------------------	--------------------------	--------------	-------------------------

PLTS 75%+PLTD 25%	97.200	35.478.000	22.962	8062,5
PLTS 50%+PLTD 50%	64.800	23.652.000	15.308	5375
PLTS 25%+PLTD 75%	32.400	11.826.000	7.654	2687,5

Komponen biaya PV dan inverter dengan menggunakan rumus :

1. Komponen PV = kapasitas PV x harga satuan PV
 $= 22.962 \text{ kW} \times 16325 \text{ rupiah/dolar} \times 90 \text{ kW/dolar}$
 $= 33.737.562.013 \text{ rupiah}$
2. Komponen inverter = kapasitas invverter x harga satuan inverter
 $= 8062,5 \text{ kW} \times 35\$/\text{kWh} \times 16325 \text{ rupiah/dolar}$
 $= 4.606.710.938 \text{ rupiah}$
3. Komponen BOS (balance of system) = koefisien BOS x kapasitas PV
 $= 480 \text{ \$/kWp} \times 22.962 \text{ kW} \times 16325$
 rupiah/dolar
 $= 179.933.664.068 \text{ rupiah}$
4. Biaya beli lahan = kapasitas PV (MW) x koefisien lahan (m²/MW) x harga satuan tanah
 (rupiah/m²)
 $= 22,962 \text{ MW} \times 15000 \text{ m}^2/\text{MW} \times 300000 \text{ rupiah/m}^2$
 $= 103.330.970.943 \text{ rupiah}$
5. Nilai investasi awal = Biaya PV + biaya inverter + biaya BOS + Biaya beli lahan
 $= 33.737.562.013 + 4.606.710.938 + 179.933.664.068 +$
 $103.330.970.943$
 $= 324.416.807.961 \text{ rupiah}$
6. Biaya OM = koefisien OM x kapasitas PV
 $= 21 \text{ \$/kWp} \times 22.962 \text{ kW} \times 16325 \text{ rupiah/dolar}$
 $= 7.872.097.803 \text{ rupiah}$
7. Biaya OM setelah dikonversi ke 25 tahun ke depan $= 7.872.097.803 \times \frac{(1+0.0575)^{25}-1}{0.0575(1+0.0575)^{25}}$
 $= 103.067.382.633$
8. Biaya pergantian inverter pada tahun ke 10 $= 4.606.710.938 \times (1+0,0575)^{10}$
 $= 2.633.826.734 \text{ rupiah}$
9. Biaya Pergantian inverter pada tahun ke 20 $= 4.606.710.938 \times (1+0,0575)^{20}$
 $= 1.505.855.991 \text{ rupiah}$
10. Perhitungan LCC = Biaya peralatan + Biaya OM + Biaya Pergantian Peralatan + biaya pembelian lahan
 $= 218.277.937.018 + 103.067.382.633 + 4.139.682.724 +$
 $103.330.970.943$
 $= 428.815.973.318 \text{ rupiah}$

$$11. \text{ Perhitungan annual LCC} = 428.815.973.318 \times \frac{0.0575(1+0.0575)^{25}}{(1+0.0575)^{25}-1}.$$

$$= 32.752.178.189 \text{ rupiah}$$

$$12. \text{ Perhitungan COE hybrid dengan rumus (27)}$$

$$= \frac{45.751.607.671 + 32.752.178.189}{11.826.000 + 35.478.000}$$

$$= 1660 \text{ rupiah/kWh}$$

Hasil perhitungan ekonomi PLTS

Analisa kelayakan ekonomi dilakukan sebagai berikut

1. Nilai arus masuk = nilai beban PLTD x COE PLTD + nilai beban PLTS x COE PLTS * 5%

$$= 11.826.000 \times 1660 + 35.478.000 + 1660 \times 1,05$$

$$= 81.447.677.829$$

Nilai 5 % ditambahkan untuk memberi margin keuntungan penjualan listrik dari PLTS
2. Nilai arus keluar selain tahun ke 10 dan 20 = biaya OM PLTD per tahun + biaya OM PLTS per tahun

$$= 53.409.139.946 \text{ rupiah}$$
3. Nilai arus keluar pada tahun ke 10 = biaya OM PLTD per tahun + biaya OM PLTS per tahun+ biaya pergantian inverter tahun ke 10

$$= 56.042.966.680 \text{ rupiah}$$
4. Nilai arus keluar pada tahun ke 20 = biaya OM PLTD per tahun + biaya OM PLTS per tahun+ biaya pergantian inverter tahun ke 20

$$= 54.914.995.937 \text{ rupiah}$$
5. Nilai NPV= $\sum_1^{25}(\text{ arus masuk } - \text{ arus keluar })$ - Nilai investasi awal

$$= 365.103.379.823,4070 - 324.416.807.961$$

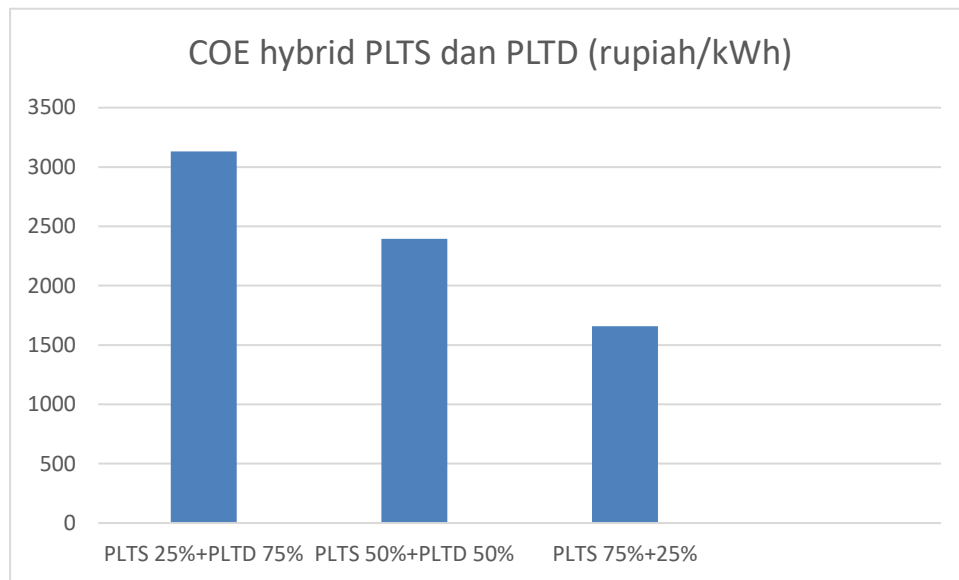
$$= 40.686.571.863 \text{ rupiah}$$

Dengan cara yang sama, perhitungan diulang untuk skenario 2 dan 3 dengan loading beban dan presentase yang sudah disesuaikan. Hasil dari perhitungan akan direkap pada tabel di bawah ini.

Tabel 5. Hasil Perhitungan PLTS dengan berbagai macam skenario

Komponen	PLTS 75%+PLTD 25%	PLTS 50%+PLTD 50%	PLTS 25%+PLTD 75%
PV (rupiah)	33.737.562.013	22.491.708.009	11.245.854.004
Inverter (rupiah)	4.606.710.938	3.071.140.625	1.535.570.313
BOS(rupiah)	179.933.664.068	119.955.776.045	59.977.888.023
Biaya lahan	103.330.970.943	37.888.022.679	18.944.011.339
Biaya OM per tahun	7.872.097.803	5.248.065.202	2.624.032.601
Biaya OM setelah 25 tahun	103.067.382.633	68.711.588.422	34.355.794.211
Biaya pergantian inverter total	4.139.682.724	2.759.788.483	1.379.894.241
LCC	428.815.973.318	285.877.315.545	142.938.657.773

Annual LCC	32.752.178.189	21.834.785.459	10.917.392.730
COE hybrid (rupiah/kWh)	1660	2396	3132
NPV	40.686.571.863	38.528.072.879	24.967.685.067



Gambar 3. Grafik perbandingan LCOE PLTS hybrid PLTD berbagai macam skenario

Pembahasan hasil penelitian PLTS

Dari sisi nilai COE bisa kita lihat bahwa pada skenario 1, 2, dan 3 nilai COE akan makin menurun dimana pada skenario ini penetrasi PLTS makin naik mulai dari 25%, 50%, dan 75%. Hal ini menunjukkan bahwa penggantian PLTD dengan PLTS dapat menurunkan nilai energi/COE. Penurunan ini mencerminkan efisiensi ekonomi dari pengurangan pemakaian PLTD yang memiliki biaya operasi tinggi akibat ketergantungan pada bahan bakar diesel. Sebaliknya, PLTS menawarkan biaya operasi dan pemeliharaan yang lebih rendah serta tidak terpengaruh oleh fluktuasi harga bahan bakar.

Dari sisi keekonomian, seluruh skenario menghasilkan nilai Net Present Value (NPV) yang positif, yaitu Rp24,96 miliar pada skenario PLTS 25%, Rp38,52 miliar pada PLTS 50%, dan Rp40,68 miliar pada PLTS 75%. Hal ini menunjukkan bahwa skenario PLTS hybrid PLTD dengan sistem on-grid ini layak dibangun khususnya untuk wilayah-wilayah yang memiliki keterbatasan pasokan energi dan biaya logistik tinggi seperti daerah kepulauan. Semakin tinggi kontribusi PLTS dalam sistem, semakin besar penghematan biaya operasional yang dapat dicapai, meskipun biaya investasi awal lebih tinggi dimana ini tercermin dari makin tingginya nilai LCC ketika penetrasi PLTS makin tinggi.

Dari semua sisi, Skenario 3 yaitu PLTS 75% hybrid dengan PLTD 25% sistem on-grid merupakan skenario yang paling dikaji lebih lanjut dikarenakan harga COE sebesar 1660 rupiah/kWh yang paling rendah dimana nilai COE ini di bawah rujukan nilai COE provinsi

Bangka belitung yang sebesar 2006 rupiah/kWh. Nilai parameter pada analisa ekonominya positif yaitu NPV menunjukkan nilai positif sehingga menjadikan opsi ini dikaji lebih lanjut.

HASIL Perhitungan PLTB

Kebutuhan energi untuk masing-masing presentase dapat dijabarkan sebagai berikut dengan menggunakan persamaan 1 dengan data dari tabel 7 terkait kebutuhan energi pada kapasitas 75% PLTS dimana ini adalah skenario 4.

$$\begin{aligned}\text{Kebutuhan energi harian untuk PLTB} &= 129.600-32.400 \\ &= 97.200 \text{ kWh}\end{aligned}$$

Contoh perhitungan diambil dari data bulan Januari

1. Perhitungan bulan januari kecepatan angin pada ketinggian turbin dengan menggunakan persamaan 6 $= 5.97 \times \left(\frac{135}{50}\right)^{0.14}$
 $= 6.86 \text{ m/s}$
2. Perhitungan data power curve persamaan Weibull dapat dihitung sebagai berikut mengikuti persamaan 8 dan 9 pada gambar 3.
 - a. Penentuan nilai c dengan persamaan

$$c = \frac{6.86}{\ln\left(1+\frac{1}{2}\right)}$$
 $= 7.74 \text{ m/s}$
 - b. Perhitungan koefisien pada dengan persamaan . Contoh di kecepatan 4 m/s

$$f(4) = \frac{2}{7.74} \left(\frac{4}{7.74}\right)^{2-1} e^{-\left(\frac{4}{7.74}\right)^2}$$
 $= 0,102$
 - c. Berdasarkan pembacaan data dari power curve di persamaan diketahui daya output pada 4/ms adalah 185 kW
 - d. Nilai daya yang dihasilkan $= \sum f(4) \times P(4)$
 $= 0,102 \times 185$
 $= 18,909 \text{ kW}$
 - e. Lakukan hal yang sama pada $v=1$ s.d $v=25$ pada bulan januari sehingga didapatkan hasil sebagai berikut $= P \text{ total} = \sum_1^{25} f(4) \times P(4)$
 $= 1.454,29 \text{ kW}$
 - f. Perhitungan jumlah energi dalam sebulan $= 1454.29 \text{ kW} \times 24 \text{ jam} \times 30 \text{ hari}$
 $= 1.047.087 \text{ kWh}$
 - g. Dengan cara yang sama, Lakukan Langkah a s.d f untuk bulan februari sampai dengan Desember sehingga didapatkan P satu tahun $= P \text{ Januari} + \dots + P \text{ Desember}$
 $= 1.047.087 \text{ kW} + \dots + 701.280 \text{ kW}$
 $= 7.381.433 \text{ kW}$
3. Perhitungan data kebutuhan energi yang dibutuhkan dalam setahun dihitung dengan rumus 7 dengan skenario 4 (PLTB 25%+PLTD 75%)

$$= \frac{32.400 \times 365}{0.95}$$
 $= 12.448.421 \text{ kWh}$

4. Jumlah unit turbin angin total dihitung dengan persamaan 8

$$= \frac{12.448.421}{7.381.433}$$

$$= 1.67 \text{ unit} = 2 \text{ unit}$$

Kebutuhan inverter sama dengan yang ditampilkan di PLTB karena beban yang akan digantikan masih sama. Resume untuk pekerjaan PLTB dapat dilihat di tabel di bawah ini

Tabel 6. Perhitungan kapasitas PLTB pada berbagai skenario

Skenario	Kebutuhan energi harian (kWh)	Kebutuhan energi tahunan (kWh)	Jumlah turbin (unit)	Kapasitas Inverter (kW)
PLTB 25%+PLTD 75%	32.400	11.826.000	2	2687.5
PLTB 50%+PLTD 50%	64.800	23.652.000	4	5375
PLTB 75%+PLTD 25%	97.200	35.478.000	6	8062.5

Sebagai contoh perhitungan diambil perhitungan skenario 5;

1. Komponen biaya turbin angin dengan menggunakan rumus :

$$\begin{aligned} \text{Komponen turbin angin} &= \text{jumlah turbin} \times \text{kapasitas 1 turbin} \times \text{harga satuan 1 turbin} \\ &= 2 \text{ unit} \times 4.200 \text{ kW} \times 900 \text{ \$/kW} \times 16.325 \text{ dolar/rupiah} \\ &= 123.417.000.000 \text{ rupiah} \end{aligned}$$

2. Komponen BOS (*Balance of system*) = koefisien BOS x kapasitas PV

$$= 1383 \text{ \$/kW} \times 2 \text{ unit} \times 4.200 \text{ kW} \times 16.325$$

dolar/rupiah

$$= 189.650.790.000 \text{ rupiah}$$

3. Luas lahan = Koefisien lahan PLTB x kapasitas turbin angin x harga satuan per m²

$$= 113.333 \text{ m}^2/\text{MW} \times 4,2 \text{ MW} \times 2 \text{ unit} \times 300.000 \text{ rupiah/m}^2$$

$$= 285.600.000.000 \text{ rupiah}$$

4. Biaya OM = koefisien OM x kapasitas turbin

$$= 18.56 \text{ \$/kW} \times 2 \text{ unit} \times 4.200 \text{ kW} \times 16325 \text{ rupiah/dolar}$$

$$= 2.545.132.800 \text{ rupiah}$$

5. Biaya OM setelah dikonversi ke 25 tahun ke depan = $2.545.132.800 \times \frac{(1+0.0575)^{25}-1}{0.0575(1+0.0575)^{25}}$

$$= 33.322.779.101 \text{ rupiah}$$

6. Perhitungan LCC = Biaya peralatan + Biaya OM + Biaya Pergantian Peralatan + biaya pembelian lahan

$$= 313.067.790.000 + 33.322.779.101 + 285.600.000.000$$

$$= 631.990.569.101 \text{ rupiah}$$

7. Perhitungan annual LCC = $631.990.569.101 \times \frac{0.0575(1+0.0575)^{25}}{(1+0.0575)^{25}-1}$

$$= 48.270.281.475 \text{ rupiah}$$

$$\begin{aligned}
 8. \text{ Perhitungan COE hybrid} &= \text{annual LCC PLTD } 75 \% \times \text{beban PLTD } 75\% + \text{annual} \\
 &\text{LCC PLTB } 25\% \times \text{beban PLTB } 25\% \\
 &= \\
 &= 3.921 \text{ rupiah/kWh}
 \end{aligned}$$

Hasil perhitungan ekonomi PLTB

Analisa kelayakan ekonomi dilakukan sebagai berikut

1. Nilai NPV sebesar arus masuk-arus keluar =

Nilai arus masuk = nilai beban PLTD x COE PLTD + nilai beban PLTB x COE PLTB * 5%

$$\begin{aligned}
 &= 35.478.000 \times 3927 + 11.826.000 + 3927 \times 1.05 \\
 &= 188.069.629.605 \text{ rupiah}
 \end{aligned}$$

Nilai 5 % ditambahkan untuk memberi margin keuntungan penjualan listrik dari PLTB

2. Nilai arus keluar selain tahun 10 dan 20 = biaya OM PLTD per tahun + biaya OM PLTB per tahun

$$\begin{aligned}
 &= 136.611.126.429 + 2.545.132.800 \\
 &= 139.156.259.229 \text{ rupiah}
 \end{aligned}$$

3. Nilai arus keluar pada tahun 10 = biaya OM PLTD per tahun + biaya OM PLTB per tahun +biaya pergantian inverter tahun ke 10

$$\begin{aligned}
 &= 136.611.126.429 + 2.545.132.800 + 2.633.826.734 \\
 &= 140.034.201.474 \text{ rupiah}
 \end{aligned}$$

4. Nilai arus keluar pada tahun 20 = biaya OM PLTD per tahun + biaya OM PLTB per tahun +biaya pergantian inverter tahun ke 20

$$\begin{aligned}
 &= 136.611.126.429 + 2.545.132.800 + 1.505.855.991 \\
 &= 139.658.211.226 \text{ rupiah}
 \end{aligned}$$

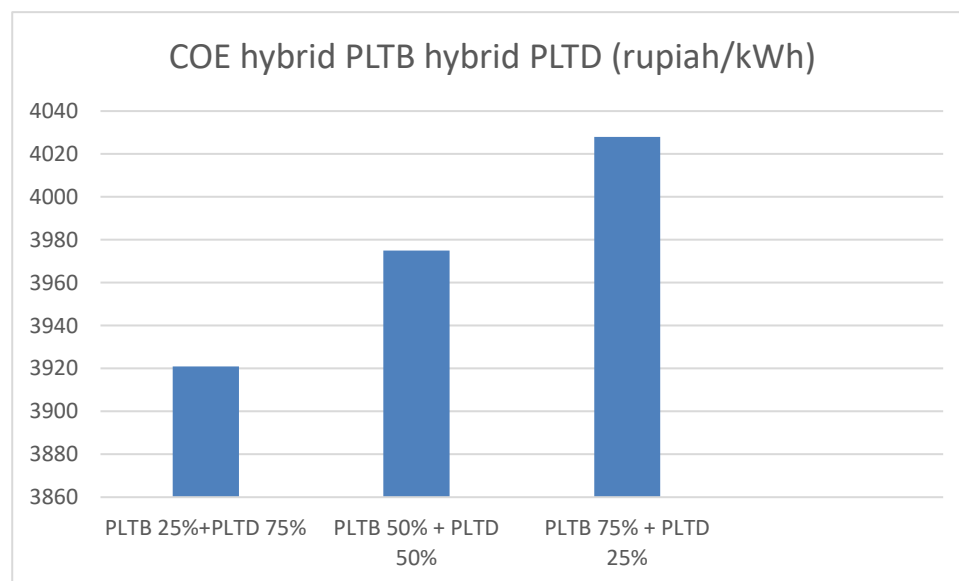
5. Nilai NPV = $\sum_{t=1}^{25} (\text{ arus masuk } - \text{ arus keluar }) - \text{ Nilai investasi awal}$
 $= 639.744.337.578 - 608.627.060.313$
 $= 31.117.277.266 \text{ rupiah}$

Dengan cara yang sama, perhitungan diulang untuk skenario 4,5 dan 6 dengan loading beban dan presentase yang berbeda. Hasil dari perhitungan akan direkap pada tabel di bawah ini.

Tabel 7. Hasil perhitungan PLTB pada berbagai skenario beserta keekonomiannya

Komponen (rupiah)	PLTB 25%+PLTD 75%	PLTB 50%+PLTD 50%	PLTB 75%+PLTD 25%
Wind turbine (rupiah)	123.417.000.000	246.834.000.000	370.251.000.000
Inverter (rupiah)	1.535.570.313	3.071.140.625	4.606.710.938
BOS(rupiah)	189.650.790.000	379.301.580.000	568.952.370.000
Biaya lahan	285.600.000.000	571.200.000.000	856.800.000.000
Biaya OM per tahun	2.545.132.800	5.090.265.600	7.635.398.400

Biaya OM setelah 25 tahun	33.322.779.101	66.645.558.202	99.968.337.302
Biaya pergantian inverter	1.379.894.241	2.759.788.483	4.139.682.724
LCC	634.906.033.655	1.269.812.067.309	1.904.718.100.964
Annual LCC	48.492.959.314	96.985.918.629	145.478.877.943
COE hybrid (rupiah/kWh)	3927	3985	4042
NPV	31.117.277.266	62.460.410.048	96.032.901.649



Gambar 6. Grafik perbandingan LCOE berdasarkan skenario pada PLTB

Pembahasan hasil PLTB

Hasil simulasi menunjukkan bahwa nilai *Cost of Energy* (COE) meningkat seiring bertambahnya penetrasi PLTB dalam sistem hybrid PLTB–PLTD. Pada skenario PLTB 25%, 50%, dan 75%, nilai COE tercatat sebesar 3.927; 3.985; dan 4.042 rupiah/kWh. Kenaikan ini disebabkan oleh tingginya biaya investasi awal, khususnya pada komponen turbin, BOS (*balance of system*), dan kebutuhan lahan. Berbeda dengan PLTS, peningkatan kontribusi PLTB justru tidak menurunkan COE karena biaya perolehan energi per kWh dari angin masih lebih mahal dalam konfigurasi ini. Secara teknis, kinerja PLTB sangat dipengaruhi oleh variabilitas kecepatan angin, yang menyebabkan *capacity factor* rendah (17–21%) sehingga produksi energi menjadi tidak optimal meskipun kapasitas sistem dan jumlah turbin ditingkatkan. Dari sisi keekonomian, seluruh skenario menunjukkan NPV positif, menandakan kelayakan finansial proyek. Namun, seluruh nilai COE berada jauh di atas biaya penyediaan listrik di Provinsi Bangka Belitung (2.006 rupiah/kWh). Dengan demikian, meskipun layak secara arus kas, proyek PLTB tidak kompetitif dari sisi tarif dan tidak direkomendasikan untuk de-dieselisasi PLTD Merawang.

KESIMPULAN

PLTD Merawang yang terdiri dari tiga unit akan dilakukan de-dieselisasi untuk mengurangi biaya operasional dengan target menurunkan biaya energi (COE) dari 3.868 rupiah/kWh menjadi di bawah standar provinsi Bangka Belitung sebesar 2.006 rupiah/kWh. Simulasi dilakukan menggunakan mode hybrid on-grid untuk menentukan konfigurasi yang menghasilkan COE terendah. Pada kasus PLTD hybrid dengan PLTS, COE menurun seiring peningkatan penetrasi energi surya dari 25%, 50%, hingga 75% , dengan nilai COE masing-masing 3.132, 2.396, dan 1.660 rupiah/kWh. Parameter keekonomian NPV menunjukkan kelayakan investasi. Sebaliknya, pada konfigurasi PLTD hybrid dengan PLTB, COE justru meningkat seiring kenaikan penetrasi energi angin dari 3.921;3.975 dan 4.042 rupiah/kWh. Harga COE per skenario PLTB berbeda tipis saja. Hal ini disebabkan oleh variabilitas dan ketidakstabilan sumber angin serta tingginya harga komponen PLTB. Meskipun demikian, kedua jenis pembangkit layak secara ekonomi karena nilai NPV positif. Skenario terbaik adalah konfigurasi PLTS 75% hybrid dengan PLTD 25% on-grid yang menghasilkan COE paling rendah dan layak secara ekonomi, sesuai tujuan de-dieselisasi untuk menurunkan biaya operasi sekaligus emisi. Konfigurasi ini dipilih karena dapat mengoptimalkan potensi iradiasi tinggi di Pulau Bangka. Untuk penelitian selanjutnya, disarankan melakukan studi lapangan untuk menguji performa konfigurasi ini secara real-time serta mengeksplorasi integrasi teknologi penyimpanan energi terbaru dan strategi manajemen beban guna meningkatkan efisiensi dan kestabilan sistem pembangkit di daerah kepulauan.

DAFTAR PUSTAKA

- Adiputra, I. A. (2025). *Advancing renewable energy in Indonesia. Sustainability*, 17(5), 2216. <https://www.mdpi.com/2071-1050/17/5/2216>
- Azman, N. (2024). Design and performance evaluation of an off-grid hybrid solar power plant: A case study of Legundi Island. *PMC*.
- Badan Pusat Statistik. (2023). *Jumlah pulau di Indonesia menurut provinsi*. <https://www.bps.go.id>
- Hernanda, M. P. (2025). *Optimasi sistem tenaga hybrid berbasis PLTD, PLTS, dan BESS di Pulau Sipora* [Tesis, ITB].
- Hiron, N. (2021). Design of hybrid PV-diesel system for tourist island in Karimunjawa. *Energies*, 14(24), 8311. <https://doi.org/10.3390/en14248311>
- IESR. (2025). Cerita tiga negara ASEAN dalam mendorong dedieselisasi. <https://iesr.or.id>
- Manalu, A. (2024). Dedieselisasi kelistrikan Pulau Buluh untuk meningkatkan jam nyala. *Jurnal Profesi Insinyur Indonesia*.
- Pariyar, B., & Wagle, R. (2020). Mathematical modeling of isolated wind-diesel-solar PV hybrid power system. *arXiv*. <https://arxiv.org/abs/2006.10323>
- Psarros, G. N., Dratsas, P. A., & Papathanassiou, S. A. (2024). A comprehensive review of electricity storage applications in island systems. *arXiv*. <https://arxiv.org/abs/2401.14712>
- Putri, S. A., Ge, X., & Khazaei, J. (2024). Economic dispatch and power flow analysis for microgrids. *arXiv*. <https://arxiv.org/abs/2403.14820>
- Reber, T. von, Hirsch, B., et al. (2016). *Sustainable energy for remote Indonesian grids*. NREL. <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65425.pdf>

- Reuters. (2024, September 27). *Indonesia aims for 5 GW of wind power by 2030*. <https://www.reuters.com>
- Reuters. (2025, February 11). *Indonesia plans to boost renewable usage in new electricity supply plan*. <https://www.reuters.com>
- Sinaga, O. P. P., Afdal, M., & Novita, R. (2024). Integrasi PLTS dan BESS di Pulau Bunyu. *Comserva*.
- Sulistyo, I. T. (2020). Design and analysis of a smart microgrid for a small island. *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, 9(2), 112–121.
- Syafii, S. (2021). Economic feasibility study on PV/wind hybrid microgrids for remote islands. *TEM Journal*, 10(2), 987–993. <https://doi.org/10.18421/TEM102-44>