



Analisa teknologi dan ekonomi dedieselisasi PLTD Merawang menjadi Pembangkit berbasis energi terbarukan di Pulau Bangka, Bangka Belitung

Arya Bima Aji Kusuma, Rinaldy Dalimi

Universitas Indonesia

aryabimaajikusuma@gmail.com

ABSTRAK

PLTD Merawang 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 hybrid 75% dengan PLTD 25% pada sistem on-grid menghasilkan COE terendah sebesar 1659 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..

Kata kunci: *De-dieselisasi, COE, Energi Terbarukan, Pembangkit Hybrid, Kelayakan ekonomi*

ABSTRACT

PLTD Merawang in Bangka Island still relies on expensive diesel fuel, resulting in high operational costs and carbon emissions. The Indonesian government initiated a 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 the simulation of on-grid and off-grid scenarios with varying proportions of renewable energy. The method used was quantitative simulation based on electricity demand data, renewable energy potential, and equipment costs. The results show that a hybrid configuration of 75% solar PV with 25% diesel in an on-grid system produces the lowest COE of 1659 rupiah/kWh, significantly lower than the current PLTD COE and the Bangka Belitung provincial standard. This scenario is economically feasible, with positive NPV values that meet investment criteria. Conversely, wind turbine configurations yield higher COE due to wind variability and the high costs of technology. The study's implications support the dieselization program by recommending solar-based hybrid configurations as an efficient and environmentally friendly solution for island regions.

Keywords: *De-dieselisasi, COE, Renewable energy, Pembangkit Hybrid, Economic Analysis*

PENDAHULUAN

Indonesia adalah negara kepulauan terbesar di dunia yang memiliki pulau sebanyak 16766 pulau (Elvita, 2015). Kondisi unik ini membuat Indonesia harus memiliki strategi tersendiri untuk pemenuhan energi di dalam negeri (Hasan & Azis, 2018; Maliati, 2023). Strategi dari negara lain tidak bisa dicontoh karena sebagian besar negara lain tersebut geografisnya berbasis kontinental bukan kepulauan layaknya Indonesia. Pada tahun 2014, pemerintah Indonesia telah menerapkan kebijakan pemenuhan energi sebesar 35.000 GW. Kebijakan ini diharapkan dapat mengatasi dan memenuhi kebutuhan energi di semua daerah di Indonesia termasuk ke pulau-pulau kecil termasuk diantaranya pulau Bangka yang berada pada provinsi Bangka Belitung (Adi, 2023; Aryanti & Rusni, 2024; Idris & ZM, 2023; Yanto et al., 2023).

Untuk pulau-pulau kecil ini pemerintah memutuskan untuk membangun pembangkit tipe diesel (PLTD). PLTD ini memiliki berbagai macam keunggulan seperti fleksibilitas yang tinggi baik dalam pengadaan dan instalasi, serta kapasitas bervariasi yang akan dipasang mulai dari 100 kW hingga 1 MW serta instalasi yang mudah dan cepat (Rauf, 2024). Kebutuhan energi yang tidak terlampau besar di kepulauan membuat tipe ini cocok untuk dipasang terutama jika di pulau tersebut tidak ada sumber energi fosil seperti batubara ataupun gas. Bahan bakar yang hanya menggunakan solar dapat dikirimkan melalui kapal-kapal kecil sehingga hal ini menjadikan PLTD lebih praktis (Aly & Rahma, 2022).

Namun demikian dalam pelaksanaannya terdapat salah satu kendala yaitu biaya solar yang tinggi sehingga membuat biaya operasional mahal. Harga solar yang makin meningkat dari tahun ke tahun mengakibatkan biaya bisa membengkak dan berpengaruh terhadap harga COE makin mahal (Gafur, 2016). Emisi yang dihasilkan akibat penggunaan PLTD juga harus diperhatikan. Secara garis besar, emisi mengandung gas berbahaya seperti CH₄, CO₂ dan lain sebagainya sehingga diperlukan tindakan pencegahan (Ratnasari et al., 2016).

Pemerintah telah menyerukan program transisi energi berupa de-dieselisasi yaitu pengalihan PLTD menjadi energi berbasis energi terbarukan seperti energi angin dan energi surya (matahari). Hal ini dapat dilakukan karena kondisi geografis Indonesia yang terletak pada garis khatulistiwa sehingga pasokan sinar matahari tiap tahunnya cukup tinggi beserta dengan kecepatan angin yang cukup stabil.

De-dieselisasi ini bertujuan untuk menurunkan biaya operasional terutama konsumsi BBM jenis solar B35 dan emisi yang dihasilkan dimana ini sesuai dengan peta jalan Net zero emission Indonesia tahun 2060 (Syafrietal et al., 2024).

Penelitian ini sejalan dengan arah kebijakan energi nasional, khususnya dalam konteks program dedieselisasi yang telah dicanangkan oleh Pemerintah Indonesia melalui PLN sejak 2021 (Rimbawati, 2025). 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 (Budiarto et al., 2019; Hasibuan et al., 2023; Rauf, 2024; Sinaga, 2024). 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 (PLN, 2013).

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 (Suyitno, 2023). 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

Arya Bima Aji Kusum, Rinaldy Dalimi

Analisa teknologi dan ekonomi dedieselisasi PLTD Merawang menjadi Pembangkit berbasis energi terbarukan di Pulau Bangka, Bangka Belitung

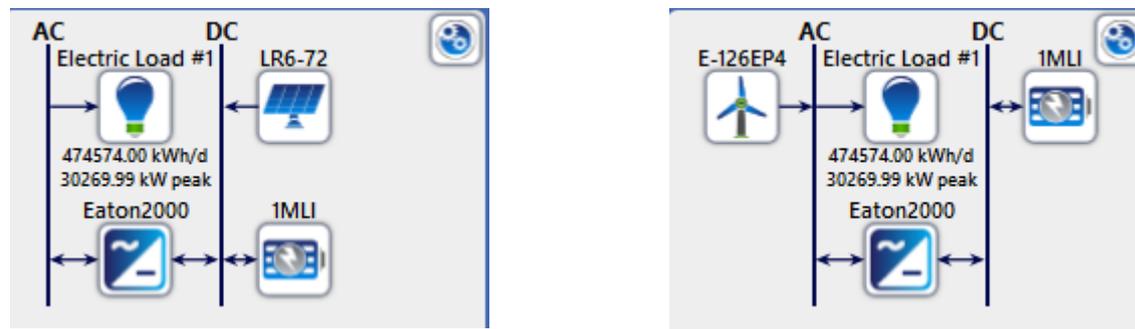
potensi energi surya sebesar 2810 MW dan energi angin sebesar 1787 MW yang mana belum dimanfaatkan secara maksimal.

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. Kemudian dilakukan simulasi dengan pergantian PLTD menjadi PLTS dan PLTB dengan menggunakan BESS dengan sistem off-grid.



Gambar 1. Ilustrasi PLTS dan PLTB mode on grid

Simulasi juga dilakukan dengan mode full peneterasi dari PLTS dan PLTB dengan menggunakan sistem BESS sebagai cadangan energi atau bisa kenal dengan sistem off grid. Untuk sistem penggambarannya dapat tertulis sebagai berikut ini



Gambar 2. Ilustrasi PLTS dan PLTB mode on grid

Detail pembangkit listrik yang akan diganti tersaji pada tabel di bawah ini.

Tabel 1. Spesifikasi PLTD Merawan

No	SUBJECT	KAPASITAS OPERASIONAL (kW)	SFC	BAHAN BAKAR	KETERANGAN
1	PLTD Merawang #03	3.700	0,2961	B35	Base load
2	PLTD Merawang #07	4.000	0,2635	B35	Base Load
3	PLTD Merawang #14	900	0,2842	B35	Peak Load
Total		8500			

Tabel 2. Sumber daya Matahari dan Angin di Kepulauan Bangka

Arya Bima Aji Kusum, Rinaldy Dalimi

Analisa teknologi dan ekonomi dedieselisasi PLTD Merawang menjadi Pembangkit berbasis energi terbarukan di Pulau Bangka, Bangka Belitung

Bulan	Clearness Index	Daily Irradiation (kWh/m ² /hari)	Average wind speed (m/s)
Januari	0,459	4,710	5,97
Februari	0,525	5,520	5,42
Maret	0,523	5,500	3,66
April	0,521	5,270	2,74
Mei	0,521	4,942	3,76
Juni	0,541	4,920	4,62
Juli	0,541	5,040	5,37
Agustus	0,546	5,370	5,88
September	0,549	5,280	5,28
October	0,471	4,920	3,7
November	0,412	4,230	3,13
Desember	0,400	4,050	3,25

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 dengan mengganti atau meng-hybrid sistem PLTD menjadi berbasis energi terbarukan seperti tenaga surya dan angin, mengingat potensi energi alam yang melimpah di wilayah tersebut.

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 dan tidak berkelanjutan, sehingga berpotensi menghambat pemenuhan kebutuhan energi yang andal dan berkelanjutan (Sasongko, 2023).

Selain itu, program dedieselisasi 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 (Herindrasti et al., 2024). 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, dan baterai sangat mempengaruhi biaya operasional dan kelayakan investasi. Beberapa riset juga menggarisbawahi bahwa sistem on-grid hybrid lebih ekonomis dibandingkan sistem off-grid yang menggunakan baterai penyimpanan karena harga baterai yang masih tinggi.

Meskipun banyak studi terkait sistem hybrid energi terbarukan dan diesel, masih terdapat kekurangan penelitian yang memfokuskan pada analisis teknologi dan ekonomi dedieselisasi PLTD Merawang di Pulau Bangka. Keterbatasan kajian ini membuat belum jelasnya konfigurasi optimal yang

Arya Bima Aji Kusum, Rinaldy Dalimi

Analisa teknologi dan ekonomi dedieselisasi PLTD Merawang menjadi Pembangkit berbasis energi terbarukan di Pulau Bangka, Bangka Belitung

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 tanpa serta dengan baterai di PLTD Merawang. Dengan pendekatan ini, penelitian mengidentifikasi konfigurasi dengan biaya energi terendah (COE) yang juga memenuhi kriteria keekonomian berdasarkan NPV, PI, dan IRR, sehingga dapat dijadikan dasar rekomendasi strategis dalam program dedieselisasi di Pulau Bangka.

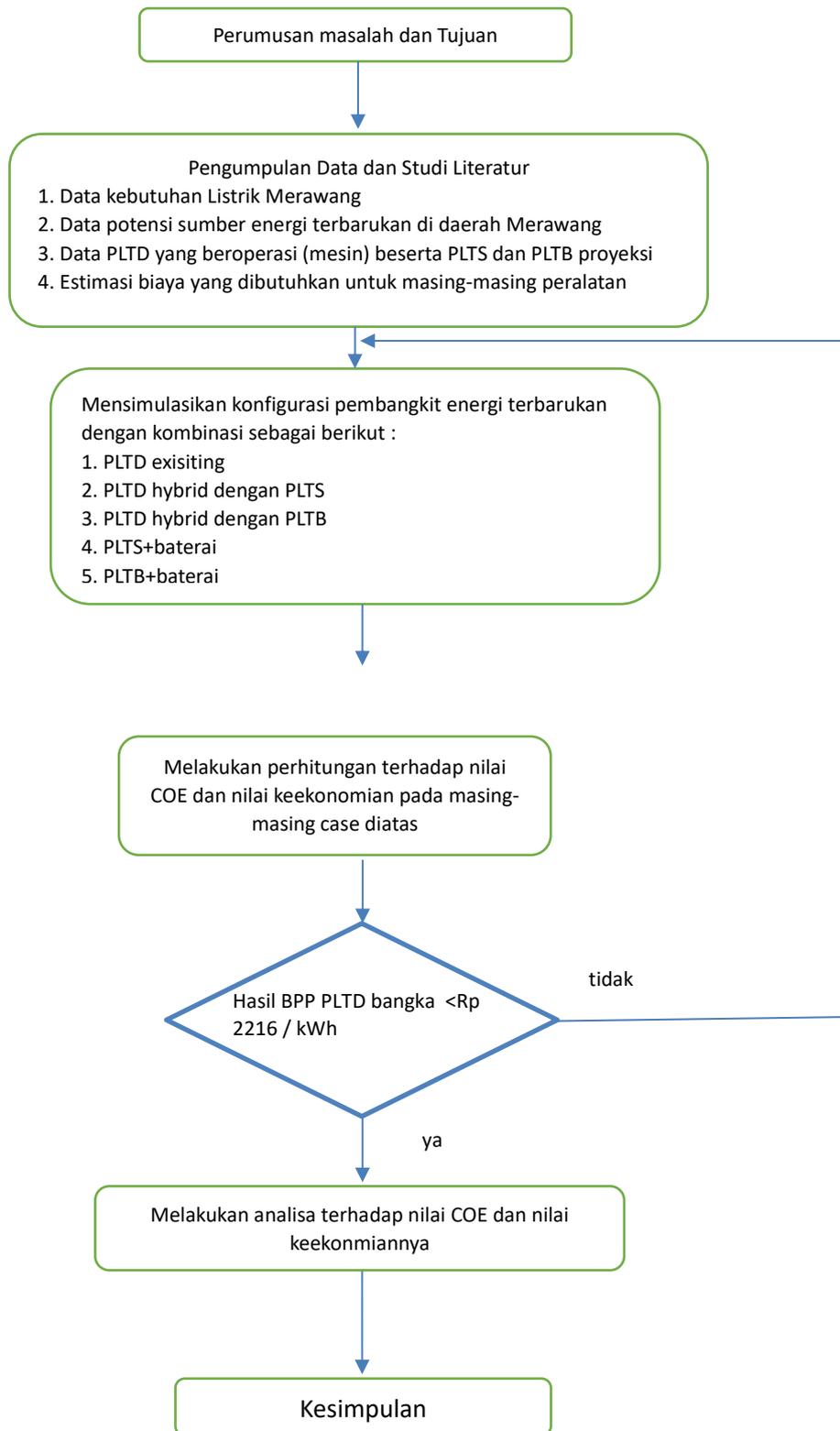
Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis dan mengevaluasi konfigurasi teknologi pembangkit hybrid berbasis energi terbarukan yang paling optimal dan ekonomis dalam mendukung dedieselisasi PLTD Merawang, dengan fokus pada penurunan biaya energi (COE) dan kelayakan investasi di Pulau Bangka, Bangka Belitung.

Penelitian ini tidak mencakup analisis sensitivitas terhadap perubahan harga solar, biaya baterai, 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 dedieselisasi 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

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



METODOLOGI PERHITUNGAN

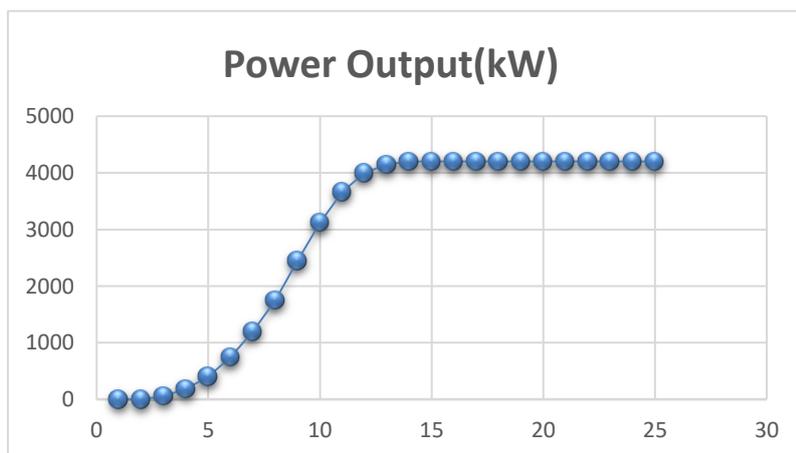
Perhitungan kapasitas PLTD dihiung sebagai berikut :

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
$$\frac{GHI \text{ bulan januari} + GHI \text{ bulan feburari} + + GHI \text{ bulan november} + GHI \text{ bulan desember}}{\text{Jumlah bulan (12)}} \dots\dots(3)$$
2. Kebutuhan energi harian PLTS/PLTB pada presantase tertentu
Kebutuhan 100% energi PLTD – (100%- X %) Kebutuhan PLTD(4)
X= kebutuhan presentase yang diingingkan
3. Perhitungan kapasitas Solar PV
Perhitungan kapasitas PV : $\frac{\text{Kebutuhan energi harian}}{GHI \times \text{Dearating factor}} \dots\dots(5)$
4. Perhitungan kapasitas inverter
Nilai beban tertitnggi pada kapasitas yang diingingkan 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
$$V_{h2} = V_{h1} \times \left(\frac{h2}{h1}\right)^\alpha$$

 V_{h2} = Kecepatan angin pada ketinggian 135 m
 V_{h1} = Kecepatan angin pada ketinggian 50 m
 h2 = Ketinggian wind turbine (135 m)
 h1 = 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



Tabel 3. Diagram Power Curve turbin enercon E-142

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

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

k = koefisien shape (2)

v = kecepatan angin (m/s)

c = koefisien scale (m/s)

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

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 anign

$P(v)$ = 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 :

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

7. Perhitungan baterai :

$$\text{Arus baterai} : \frac{\text{Kebutuhan energi (Wh)}}{\text{Arus DC inverter}} \dots\dots\dots(14)$$

$$\text{Jumlah baterai parallel} : \frac{\text{Arus Baterai}}{\text{Nominal capacity baterai}} \dots\dots\dots(15)$$

$$\text{Jumlah Baterai seri} : \frac{\text{Tegangan V DC inverter}}{\text{Tegangan V DC baterai}} \dots\dots\dots(16)$$

$$\text{Jumlah baterai total} : \text{Jumlah baterai parallel} \times \text{jumlah baterai seri} \dots\dots\dots(17)$$

PERHITUNGAN EKONOMI

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

$$\text{Kapasitas unit} \times \text{biaya per unit (rupiah/unit)} \dots\dots\dots(19)$$

2. Biaya OM non BBM

$$\text{Koefisien harga untuk OM} \times \text{beban total mesin setahun} \dots\dots\dots(20)$$

3. Biaya OM BBM

$$\text{SFC} \times \text{Biaya BBM/liter} \times \text{beban total mesin setahun} \dots\dots\dots(21)$$

SFC = Specific Fuel Consumption

$$4. \text{ Biaya total OM} \dots\dots\dots(22)$$

$$\text{Biaya OM BBM} + \text{Biaya OM non BBM} \dots\dots\dots(23)$$

c. Life cycle cost

Biaya life cycle cost dengan persamaaan berikut :

$$LCC = C + M_{pw} + R_{pw} \dots\dots\dots(24)$$

C = biaya investasi awal dan biaya pembelian lahan

M_{pw} = Biaya O&M selama umur proyek yang dihitung di waktu sekarang

R_{pw} = Biya pergantian yselama umur proyek yang dihitung waktu sekarang

Adapun nilai konversi ke waktu sekarang

$$P = A \times \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \dots\dots\dots(25)$$

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

$$\text{Annual LCC} = LCC \times \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \dots\dots\dots(26)$$

$$\text{COE} = \frac{\text{Annual LCC}}{\text{Annual kWh}} \dots\dots\dots(27)$$

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.

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

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 / Capital cost

Detail spesifikasi peralatan yang digunakan

Perlengkapan yang digunakan pada penelitian ini terlampir pada tabel berikut

Tabel 4. Spesifikasi Peralatan yang digunakan

No	Peralatan	Spesifikasi
1	PLTS	
1.1	Solar Panel	Longi LR-72, Monocrsytaline Dearating factor = 85%
1.2	Inverter	Eaton kapasitas : 2000 kW/unit

Arya Bima Aji Kusum, Rinaldy Dalimi

Analisa teknologi dan ekonomi dedieselisasi PLTD Merawang menjadi Pembangkit berbasis energi terbarukan di Pulau Bangka, Bangka Belitung

		Nominal arus = 1250 V DC
1.3	Baterai	Lithium ion 1 MWh
		kapasita: 1 MWh
		Nominal Voltage: 600 V
		Nominal Capacity : 1670 Ah
		Efisiensi roundup : 90%
2	PLTB	
2.1	Wind Turbine	Enercon E-126
		Kapasitas: 4200 kW
		Ketinggian: 135 m
		Diameter: 127 m
2.2	Inverter	Eaton Power Xpert
		kapasitas : 2000 kW/unit
		Nominal arus: 1250 V DC
		Margin safety: 1,25
2.3	Baterai	Lithium ion 1 MWh
		kapasita: 1MWh
		Nominal Voltage: 600 V
		Nominal Capacity : 1670 Ah
		Efisiensi roundup : 90%

Detail harga peralatan yang digunakan

Harga perlatan yang digunakan terlampir pada tabel di bawah ini

Tabel 5. 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	12.140	rupiah/Liter
	OM non BBM	400	rupiah/kWh/tahun
PLTS			
	Panel Surya	90	\$/kWp
	Inverter	35	\$/kW
	Baterai	400.000	\$/unit
	BOS	480	\$/kWp
	OM	21	\$/kWp/tahun
	Koefisien Luas Lahan	15000	M ² /Mwp

Arya Bima Aji Kusum, Rinaldy Dalimi

Analisa teknologi dan ekonomi dedieselisasi PLTD Merawang menjadi Pembangkit berbasis energi terbarukan di Pulau Bangka, Bangka Belitung

PLTB			
	Wind Turbine	900	\$/kW
	Inverter	35	\$/kW
	Baterai	400.000	\$/unit
	BOS	1383	\$/kW
	OM	18.56	\$/kW/tahun
	Koefisien Luas Lahan	11.3333	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 Merawan

Penelitian dimulai dari pembahasan PLTD menjadi PLTS dan PLTB. Data PLTD sendiri diambil dari PLTD Merawan. Untuk data yang diambil bersal dari data operasi PLTD Merawan, Bangka Belitung. Berikut terlampir profil harian dan bulanan PLTD Merawan, Bangka Belitung. Beban 100 % adalah beban yang dihasilkan murni dari PLTD . untuk cariasi 25 % akan dihitung dengan cara sebagai berikut :

Jam 01.00 bebean 100 % 6500 kwh maka bebean 255 sebesar $25\% \times 6500 = 1625$ kWh

Dengan cara yang sama beban untuk jam lain pada beban 25% serta 50% dan 75% jam-jam lainnya sehingga akan dihiutng sehingga kana nampak pada tabel dan gambar 1.

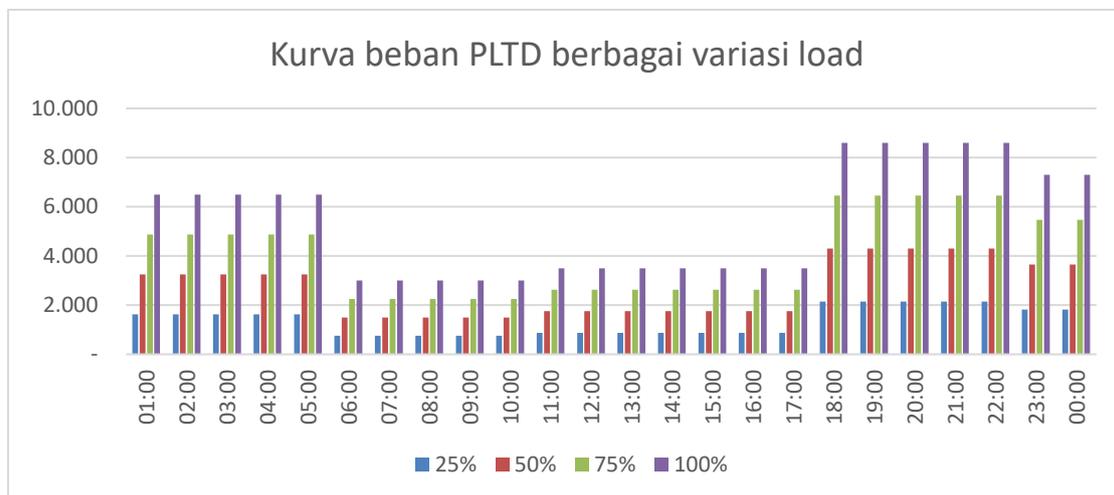
Tabel 6. Beban harian PLTD Merawan

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

Arya Bima Aji Kusum, Rinaldy Dalimi

Analisa teknologi dan ekonomi dedieselisasi PLTD Merawang menjadi Pembangkit berbasis energi terbarukan di Pulau Bangka, Bangka Belitung

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 3. Beban harian PLTD Merawan

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 kaapsitas 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 6 dan gambar 1

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 16325 rupiah/dollar
 = 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 12404 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

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

Perhitungan LCC = 11.231.600.000 + 2.383.672.010.072
 = 2.394.903.610.072 rupiah

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

Arya Bima Aji Kusum, Rinaldy Dalimi

Analisa teknologi dan ekonomi dedieselisasi PLTD Merawang menjadi Pembangkit berbasis energi terbarukan di Pulau Bangka, Bangka Belitung

$$\text{Perhitungan COE} = \frac{183.006.430.683}{47.304.000} = 183.006.430.683 \text{ rupiah}$$

$$= 3868 \text{ rupiah/kWh}$$

Untuk beban 50%, 74% dan 100% dihitung dengan menggunakan cara yang sama sdengan beban yang berbeda sehingga akan menjadi tabel 7 dibawah ini

Tabel 7. 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 berjalan selaras. Hasil COE sebesar 3868 rupiah/ kwh ini masih diatas batasan LCOE provinis bangka Belitung sebesar 2216 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, baterai, serta biaya operasional dan pemeliharaan diasumsikan konstan sepanjang umur proyek. Tidak dilakukan simulasi sensitivitas terhadap fluktuasi harga komponen maupun inflasi. Sebagai pendekatan alternatif, penelitian ini menggunakan variasi skenario penetrasi energi terbarukan (25%, 50%, 75%, dan 100%) sebagai dasar untuk mengevaluasi dampak terhadap nilai COE dan kelayakan ekonomi masing-masing konfigurasi.

Skenario Konfigurasi

Penelitian ini terdiri dari 8 skenario untuk emncari 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. PLTS dengan kapasitas beban 100% dan menggunakan baterai autonomy 1 hari
5. PLTD hybrid dengan PLTB dengan kapasitas beban 75% PLTS dan 25%PLTD
6. PLTD hybrid dengan PLTB dengan kapasitas beban 50% PLTS dan 50% PLTD
7. PLTD hybrid dengan PLTB dengan kapasitas beban 25% PLTS dan 75% PLTD

8. PLTB dengan kapasitas beban 100% dan menggunakan baterai autonomy 1 hari

HASIL Perhitungan PLTS

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

1. Kebutuhan energi harian untuk PLTS = $129.600 - 32.400$
 $= 97200 \text{ kWh}$

Untuk skenario selanjutnya akan dibahas pada tabel dibawah

2. Dengan menggunakan rumus 2 maka kebutuhan GHI adalah sebesar 4,98

3. Kebutuhan PV dihitung dengan menggunakan rumus dengan nilai dearator ada di tabel 5 dan GHI ada diatas sehingga menjadi $= \frac{97.200 \text{ kWh}}{0.85 \times 4.98 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \times \text{tahun}}}$
 $= 22962 \text{ kWp}$

4. Kebutuhan inverter diambil dengan menggunakan rumus 6 dan koefisien yang ada pada tabel 5 sehingga perhitungan menjadi $= 6450 \times 1,25$
 $= 8062,5 \text{ kW}$

5. Kebutuhan baterai (khusus untuk skenario 4) menggunakan persamaan 7 sehingga menjadi hasil sebagai berikut :

Arus baterai = $\frac{129600 \times 0.167 \times 10000}{1250 \times 0.85 \times 0.98 \times 1}$

Jumlah baterai seri = $\frac{1250}{600}$
 $= 2$

Jumlah Baterai paralel = $\frac{14.423}{1670}$
 $= 9$

Jumlah baterai total = 2×9

$= 18 \text{ buah}$

No	Kebutuhan energi harian	Kebutuhan energi tahunan	Kapasitas PV	Kapasitas Inverter (kW)	Kapasitas baterai
Skenario 1	97.200	35.478.000	22.962	8062,5	0
Skenario 2	64.800	23.652.000	15.308	5375	0
Skenario 3	32.400	11.826.000	7.654	2687,5	0
Skenario 4	129.600	47.304.000	30.617	10750	18

Tabel 8. Perhitungan jumlah dan kapasitas masing-masing peralatan

Komponen biaya PV dan inverter dengan menggunakan rumus :

1. Komponen PV = kapasitas PV x harga satuan PV
 $= 22.962 \text{ kW} \times 16325 \text{ rupiah/dolar} \times 90 \text{ kW/dollar}$

Arya Bima Aji Kusum, Rinaldy Dalimi

Analisa teknologi dan ekonomi dedieselisasi PLTD Merawang menjadi Pembangkit berbasis energi terbarukan di Pulau Bangka, Bangka Belitung

$$= 33.737.562.013 \text{ rupiah}$$

2. Komponen inverter = kapasitas inverter x harga satuan inverter
 $= 8062,5 \text{ kW} \times 35\$/\text{kWh} \times 16325 \text{ rupiah/dollar}$
 $= 4.606.710.938 \text{ rupiah}$
3. Komponen baterai = jumlah baterai x harga baterai
 $= 18 \times 400000 \$/\text{unit} \times 16325 \text{ rupiah/dollar}$
 $= 117.492.984.000 \text{ rupiah}$
4. Komponen BOS (balance of system) = koefisien BOS x kapasitas PV
 $= 480 \$/\text{kWp} \times 22.962 \text{ kW} \times 16325 \text{ rupiah/dollar}$
 $= 179.933.664.068 \text{ rupiah}$
5. Biaya beli lahan = kapasitas PV (MW) x koefisien lahan (m^2/MW) x harga satuan tanah (rupiah/ m^2)
 $= 22,962 \text{ MW} \times 15000 \text{ m}^2/\text{MW} \times 300000 \text{ rupiah/m}^2$
 $= 103.330.970.943 \text{ rupiah}$
6. Nilai investasi awal = Biaya PV + biaya inverter + biaya BOS + Biaya beli lahan
 $= 33.737.562.013 + 4.606.710.938 + 179.933.664.068 + 103.330.970.943$
 $= 324.416.807.961 \text{ rupiah}$
7. Biaya OM = koefisien OM x kapasitas PV
 $= 21 \$/\text{kWp} \times 22.962 \text{ kW} \times 16325 \text{ rupiah/dollar}$
 $= 7.872.097.803 \text{ rupiah}$
8. Biaya OM setelah dikonversi ke 25 tahun ke depan = $7.872.097.803 \times \frac{(1+0.0575)^{25}-1}{0.0575(1+0.0575)^{25}}$
 $= 103.067.382.633$

$$\text{Biaya pergantian inverter pada tahun ke 10} = 4.606.710.938 \times (1+0,0575)^{10}$$
$$= 2.633.826.734 \text{ rupiah}$$

$$9. \text{ Biaya Pergantian inverter pada tahun ke 20} = 4.606.710.938 \times (1+0,0575)^{20}$$
$$= 1.505.855.991 \text{ rupiah}$$

$$10. \text{ Biaya pergantian baterai pada tahun ke-10 pada simulasi off grid}$$
$$= 117.492.984.000 \times (1+0.0575)^{10}$$
$$= 67.175.077.068 \text{ rupiah}$$

$$11. \text{ Biaya pergantian baterai pada tahun ke-20 pada simulasi off grid}$$
$$= 117.492.984.000 \times (1+0.0575)^{20}$$
$$= 38.406.471.821 \text{ rupiah}$$

$$12. \text{ Perhitungan LCC} = \text{Biaya peralatan} + \text{Biaya OM} + \text{Biaya Pergantian Peralatan} + \text{biaya pembelian lahan}$$
$$= 218.277.937.018 + 103.067.382.633 + 4.139.682.724 + 103.330.970.943$$
$$= 428.815.973.318 \text{ rupiah}$$

$$13. \text{ Perhitungan annual LCC} = 428.815.973.318 \times \frac{0.0575(1+0.0575)^{25}}{(1+0.0575)^{25}-1}$$
$$= 32.752.178.189 \text{ rupiah}$$

$$14. \text{ Perhitungan COE hybrid} = \text{annual LCC PLTD } 25\% \times \text{beban PLTD } 25\% + \text{annual LCC PLTS } 75\% \times \text{beban PLTS } 75\%$$
$$= 45.751.607.671 \times 11.826.000 + 32.752.178.189 \times 35.478.000$$
$$= 1659 \text{ rupiah/kWh}$$

Hasil perhitungan ekonomi PLTS

Analisa kelayakan ekonomi dilakukans sebagai berikut

Arya Bima Aji Kusum, Rinaldy Dalimi

Analisa teknologi dan ekonomi dedieselisasi PLTD Merawang menjadi Pembangkit berbasis energi terbarukan di Pulau Bangka, Bangka Belitung

Nilai NPV sbesar arus masuk-arus keluar =

$$\begin{aligned} \text{Nilai arus masuk} &= \text{nilai beban PLTD} \times \text{COE PLTD} + \text{nilai beban PLTS} \times \text{COE PLTS} \times 5\% \\ &= 11.826.000 \times 1659,559146 + 35.478.000 + 1659 \times 1.05 \\ &= 81.447.677.829 \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} \text{Nilai arus keluar selain tahun ke 10 dan 20} &= \text{biaya OM PLTD per tahun} + \text{biaya OM PLTS per tahun} \\ &= 53.409.139.946 \text{ rupiah} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Nilai arus keluar pada tahun ke 10} &= \text{biaya OM PLTD per tahun} + \text{biaya OM PLTS per tahun} + \text{biaya} \\ &\text{ pergantian inverter tahun ke 10} \\ &= 56.042.966.680 \text{ rupiah} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Nilai arus keluar pada tahun ke 20} &= \text{biaya OM PLTD per tahun} + \text{biaya OM PLTS per tahun} + \text{biaya} \\ &\text{ pergantian inverter tahun ke 20} \\ &= 54.914.995.937 \text{ rupiah} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Nilai arus keluar pada tahun ke 10 pada sistem off grid} &= \text{biaya OM PLTD per tahun} + \text{biaya OM} \\ &\text{ PLTS per tahun} + \text{biaya pergantian inverter tahun ke 10} + \text{biaya pergantian baterai tahun 10} \\ &= 81.182.976.450 \text{ rupiah} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Nilai arus keluar pada tahun ke 20 pada sistem off grid} &= \text{biaya OM PLTD per tahun} + \text{biaya OM} \\ &\text{ PLTS per tahun} + \text{biaya pergantian inverter tahun ke 20} + \text{biaya pergantian baterai tahun ke 20} \\ &= 50.910.410.212 \text{ rupiah} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Nilai NPV} &= (\text{ arus masuk} - \text{ arus keluar}) - \text{ Nilai investasi awal} \\ &= 365.103.379.823,4070 - 324.416.807.961 \\ &= 40.686.571.863 \text{ rupiah} \end{aligned}$$

Pada perhitungan dimasukkan juga perhitungan pada sistem off grid supaya lebih mempermudah dalam melakukan skenario 4 dikarenakan hanya skenario ini yang menggunakan baterai.

Dengan cara yang sama, perhitungan diulang untuk skenario 2,3 dan 4 dengan loading beban dan presentase yang berbeda. Hasil dari perhiutngan akan direkap pada tabel di bawah ini.

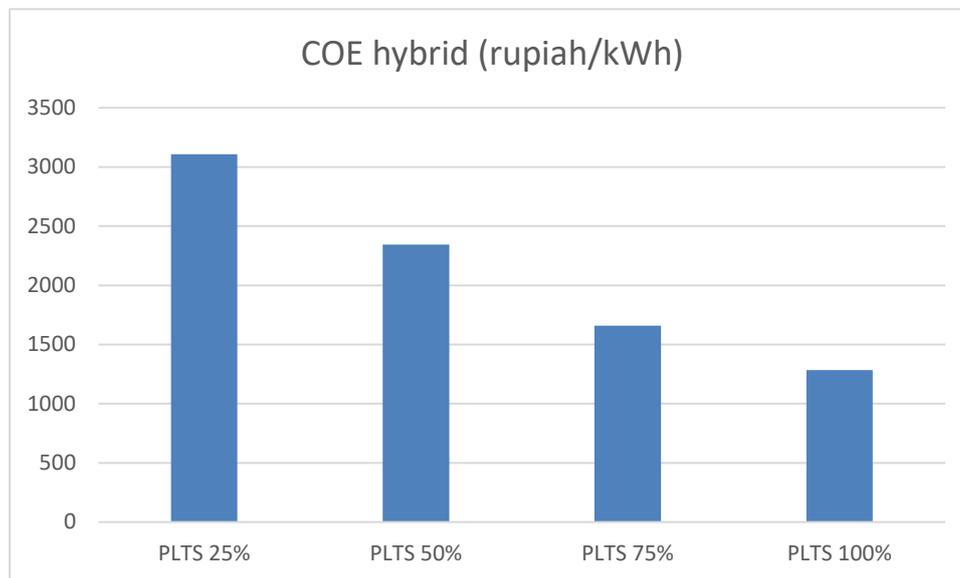
Tabel . 9 Hasil Perhitungan PLTS dengan berbagai macam skenario

Komponen	Skenario 1	Skenario 2	Skenario 3	Skenario 4
PV (rupiah)	33.737.562.013	22.491.708.009	11.245.854.004	44.983.416.017
Inverter (rupiah)	4.606.710.938	3.071.140.625	1.535.570.313	6.142.281.250
BOS(rupiah)	179.933.664.068	119.955.776.045	59.977.888.023	239.911.552.091
Baterai (rupiah)	0	0	0	117.492.984.000
Luas lahan	103.330.970.943	37.888.022.679	18.944.011.339	137.774.627.923
Biaya OM per tahun	7.872.097.803	5.248.065.202	2.624.032.601	10.496.130.404
Biaya OM seteh 25 tahun	103.067.382.633	68.711.588.422	34.355.794.211	137.423.176.843
Biaya pergantian baterai	0	0	0	105.623.798.409
Biaya pergantian inverter	4.139.682.724	2.759.788.483	1.379.894.241	5.519.576.965
LCC	428.815.973.318	254.878.024.262	127.439.012.131	794.829.163.979
Annual LCC	32.752.178.189	19.467.116.401	9.733.558.200	60.707.594.931

Arya Bima Aji Kusum, Rinaldy Dalimi

Analisa teknologi dan ekonomi dedieselisasi PLTD Merawang menjadi Pembangkit berbasis energi terbarukan di Pulau Bangka, Bangka Belitung

COE hybrid (rupiah/kWh)	1659	2345	3107	1283
NPV	40.686.571.863	38.528.072.879	974.985.564.267	-40.557.069.084



Gambar 4. Grafik perbandingan LCOE berdasarkan skenario

Pembahasana hasil penelitian PLTS

Dari sisi nilai COE bisa kita lihat bahwa pada skenario 1 ,2, 3 dan 4 nilai COE akan makin menurun dimana pada skenario ini penetrasi PLTS makin naik mulai dari 25%,50%, 75% dan 100%. Hal ini menunjukkan bahwa pergantian PLTD dengan PLTS dapat menurunkan nilai energi disana.

Dari sisi keekonomian, dari sisi Nilai NPV hanya skenario 4 yaitu PLTS off grid dengan baterai yang menunjukkan nilai negatif.Hal ini menunjukkan bahwa skenario ini tidak layak dibangun. Harga jual yang terlalu murah bisa menjadi penyebab hal ini bisa terjadi. Unutk penelitian ke depan bisa dilakukan dengan memvariasikan nilai jual yang kompetitif sehingga nilai dari sisi keekonomiannya bisa masuk.

Dari semua sisi, Skenario 3 yaitu PLTS 75% hybrid dengan PLTD 25% tanpa baterai (on-grid) merupakan skenario yang paling dikaji lebih lanjut dikarenakan harga COE sebesar 1659 rupiah/kWh yang paling rendah serta analisa ekonominya masuk semua. Dan yang lebih penting nilai COE ini dibawah rujukan nilai COE provonis Bangka belitung yang sebesar 2216 rupiah/kWh.

HASIL Perhitungan PLTB

Kebutuhan energi untuk masing % dapat dijabarkan sebagaia berikut dengan menggunakan persamaan 1 dengan data dari tabel 7 terkait kebutuhan energi pada kapasitas 75% PLTS dimana ini dalah skenario 5.

$$\begin{aligned} \text{Kebutuhan energi harian untuk PLTB} &= 129600-32400 \\ &= 97200 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Contoh perhitungan diambil dari data bulan januari

Arya Bima Aji Kusum, Rinaldy Dalimi

Analisa teknologi dan ekonomi dedieselisasi PLTD Merawang menjadi Pembangkit berbasis energi terbarukan di Pulau Bangka, Bangka Belitung

1. Perhitungan bulan januari kecepatan angin pada ketinggian turbine dengan menggunakan persamaan $= 5.97 \times (\frac{135}{50})^{0.14}$
 $= 6.86 \text{ m/s}$
2. Perhitungan data power curve persamaan Weibull dapat dihitung sebagai berikut mengikuti persamaan 2.
 - a. Penentuan nilai c dengan persamaan
$$c = \frac{6.86}{\ln(1 + \frac{1}{2})}$$
 $= 7.74 \text{ m/s}$
 - b. Perhitungan koefisien pada dengan persamaan . Contoh di kecepatan 4 m/s
$$f(4) = \frac{2}{7.74} (\frac{4}{7.74})^{2-1} e^{- (\frac{4}{7.74})^2}$$
 $= 0.0525$
 - c. Berdasarkan pembacaan data dari power curve di persamaan diketahui daya output pada 4/ms adalah 185 kW
 - d. Nilai daya yang dihasilkan $= \sum f(4) \times P(4)$ $= 0.525 \times 185$ $= 9,71 \text{ kW}$
 - e. Lakukan hal yang sama pada $v = 1$ s.d $v = 25$ pada bulan januari sehingga didapatkan hasil sebagai berikut $= P \text{ total} = \sum_1^{25} f(4) \times P(4)$ $= 1454.29 \text{ kW}$
 - 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 february 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 scenario 5
$$= \frac{32.400 \times 365}{0.95}$$
 $= 12.448.421 \text{ kWh}$
4. Jumlah wind turbin total dihitung dengan persamaan 8
$$= \frac{12.448.421}{7.381.433}$$
 $= 1.67 \text{ unit} = 2 \text{ unit}$

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

Tabel.10 Perhitungan kapasitas PLTB pada berbagai skenario

No	Kebutuhan energi harian (kWh)	Kebutuhan energi tahunan (kWh)	Jumlah turbin (unit)	Kapasitas Inverter (kW)	Kapasitas baterai (buah)
Skenario 5	32.400	11.826.000	2	0	0
Skenario 6	64.800	23.652.000	4	0	0

Arya Bima Aji Kusum, Rinaldy Dalimi

Analisa teknologi dan ekonomi dedieselisasi PLTD Merawang menjadi Pembangkit berbasis energi terbarukan di Pulau Bangka, Bangka Belitung

Skenario 7	97.200	35.478.000	6	0	0
Skenario 8	129.600	47.304.000	7	10750	18

Sebagai contoh perhitungan diambil perhitungan skenario 5;

1. Komponen biaya turbine dengan menggunakan rumus :
Komponen Turbine = jumlah turbine x kapasitas 1 turbine x harga satuan 1 turbine
= 2 unit x x 4200 kW x 900 \$/kW x 16.325 dollar/rupiah
= 123.417.000.000 rupiah
2. Komponen BOS (balance of system) = koefisien BOS x kapasitas PV
= 1383 \$/kW x 2 unit x x 4200 kW x 16.325 dollar/rupiah
= 189.650.790.000 rupiah
3. Luas lahan = kapasitas PV x 1,5 / x harga satuan
= 113333,33 m²/ MW x 4,2 MW x 2 unit x 300.000 rupiah/m²
= 285.600.000.000 rupiah
4. Biaya OM = koefisien OM x kapasitas Turbine
= 18.56 \$/kW x 2 unit x 4200 kW x 16325 rupiah/dolar
= 2.545.132.800 rupiah
5. Biaya OM setelah dikonversi ke 25 tahun ke depan = 2.545.132.800 x $\frac{(1+0.0575)^{25}-1}{0.0575(1+0.0575)^{25}}$
= 33.322.779.101 rupiah
6. Perhitungan LCC = Biaya peralatan + Biaya OM + Biaya Pergantian Peralatan (untuk PLTB 100% off grid) +biaya pembelian lahan
= 313.067.790.000 + 33.322.779.101 + 285.600.000.000
= 631.990.569.101 rupiah
7. Perhitungan annual LCC = 631.990.569.101 x $\frac{0.0575(1+0.0575)^{25}}{(1+0.0575)^{25}-1}$
= 48.270.281.475 rupiah
8. Perhitungan COE hybrid = annual LCC PLTD 75 % x beban PLTD 75%+ annual LCC PLTS 25% x beban PLTS 25%
= 137.254.823.012 x 35.478.000 + 48.270.281.475 x 11.826.000
= 3921 rupiah/kWh

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%
= 35.478.000 x 3921 + 11.826.000 + 4118 x 1.05
= 187.844.168.293 rupiah
Nilai 5 % ditambahkan untuk memberi margin keuntungan penjualan listrik dari PLTB
2. Nilai arus keluar = biaya OM PLTD per tahun + biaya OM PLTB per tahun
= 136.611.126.429 + 2.545.132.800
= 139.156.259.229 rupiah
3. Nilai NPV= (arus masuk -arus keluar) - Nilai investasi awal
= 637.458.461.343 - 607.091.490.000

Arya Bima Aji Kusum, Rinaldy Dalimi

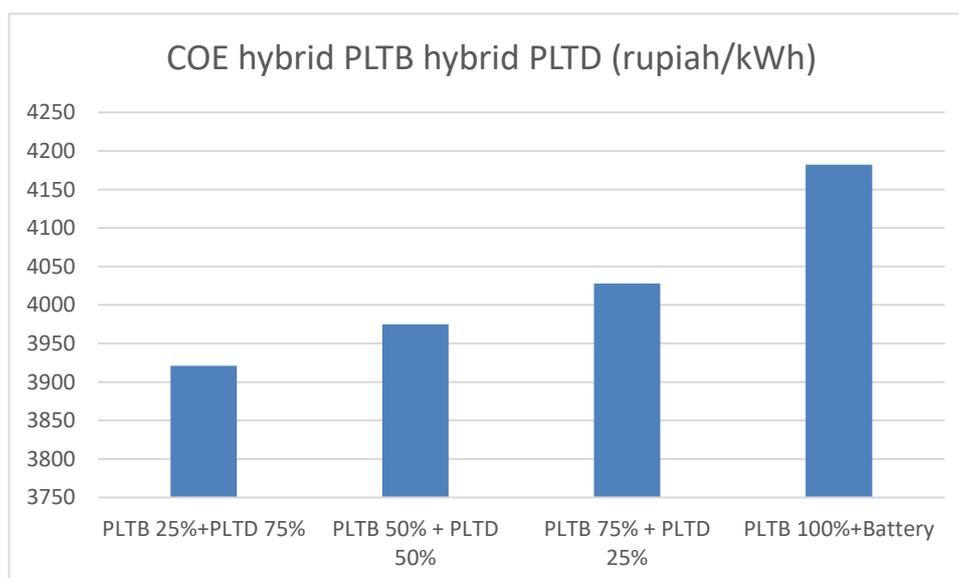
Analisa teknologi dan ekonomi dedieselisasi PLTD Merawang menjadi Pembangkit berbasis energi terbarukan di Pulau Bangka, Bangka Belitung

= 30.366.971.343 rupiah

Dengan cara yang sama, perhitungan diulang untuk skenario 6,7 dan 8 dengan loading beban dan presentase yang berbeda. Hasil dari perhiutngan akan direkap pada tabel di bawah ini.

Tabel 11. Hasil perhitungan PLTB pada berbagai skenario beserta keekonomiannya

Komponen	Skenario 5	Skenario 6	Skenario 7	Skenario 8
Wind turbine (rupiah)	123.417.000.000	246.834.000.000	370.251.000.000	431.959.500.000
Inverter (rupiah)	0	0	0	6.142.281.250
BOS(rupiah)	189.650.790.000	379.301.580.000	568.952.370.000	663.777.765.000
Baterai (rupiah)	0	0	0	117.492.984.000
Luas lahan	285.600.000.000	571.200.000.000	856.800.000.000	137.774.627.923
Biaya OM per tahun	2.545.132.800	5.090.265.600	7.635.398.400	8.907.964.800
Biaya OM seteh 25 tahun	33.322.779.101	66.645.558.202	99.968.337.302	116.629.726.853
Biaya pergantian baterai	0	0	0	105.623.798.409
Biaya pergantian inverter	0	0	0	5.519.576.965
LCC	631.990.569.101	1.263.981.138.202	1.895.971.707.302	2.589.961.740.211
Annual LCC	48.270.281.475	96.540.562.949	144.810.844.424	60.707.594.931
COE hybrid (rupiah/kWh)	3921	3975	4028	4181
NPV	30.366.971.343	38.528.072.879	93.563.324.040	187.086.418.173



Gambar 6. Grafik perbandingan LCOE berdasarkan skenario pada PLTB

Pembahasan hasil PLTB

Dari sisi nilai COE bisa kita lihat bahwa pada skenario 5, 6, 7 dan 8 meningkat. Jika kita mengacu pada laporan PLTS, yang mana makin tinggi penetrasi nilai COE makin murah, untuk kasus PLTB ini tidak masuk. Ada beberapa faktor yang menyebabkan ini yang pertama adalah masih mahal harga teknologi PLTB dibanding teknologi PLTS. Dengan kapasitas yang sama COE yang dihasilkan jauh lebih tinggi. Harga material PLTB yang masih tinggi menjadi salah satu penyebabnya

Kemudian dari sisi karakteristik sumber daya angin yang mana kecepatan angin sebagai daya utama untuk memutar wind turbine ini memiliki variabilitas dan ketidakpastian yang tinggi sehingga mengakibatkan energi yang dihasilkan lebih sedikit dari kapasitas produknya. Hal ini yang menyebabkan rendahnya capacity factor dari PLTB yg hanya sekitar 17-21% saja (Danish, 2024). Intermittensi angin yang tinggi ini bisa dikurangi dengan adanya baterai yang dapat menyimpan sebagian energi dan membuat jaringan PLTB tetap stabil. Namun demikian dari hasil di atas justru menambah mahal COE nya. Hal ini disebabkan juga masih mahal harga teknologi baterai saat ini sehingga harga COE masih tinggi

Dari sisi keekonomian, Nilai NPV yang semuanya positif membuktikan bahwa semua skenario termasuk kategori layak untuk dibangun.

Dari semua sisi, hasil COE dari semua skenario menunjukkan angka di atas COE provinsi Bangka Belitung yaitu 2216 rupiah/kWh. Oleh sebab itu meskipun dari sisi keekonomiannya masuk kategori layak, dari sisi nilai COE tetaplah tidak masuk. Atas hasil di atas maka PLTB tidak disarankan untuk dibangun utk didieselisasi di PLTD Merawan ini baik dengan sistem on grid dan off grid.

SIMPULAN

PLTD Merawan yang terdiri dari tiga unit akan dilakukan dedieselisasi untuk mengurangi biaya operasional dengan target menurunkan biaya energi (COE) dari 3868 rupiah/kWh menjadi di bawah standar provinsi Bangka Belitung sebesar 2216 rupiah/kWh. Simulasi dilakukan menggunakan mode hybrid on-grid dan off-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 1988, 1647, dan 116 rupiah/kWh. Namun, saat penetrasi ditingkatkan menjadi 100% dengan penggunaan baterai dalam mode on-grid, COE kembali naik menjadi 1688 rupiah/kWh. Semua parameter keekonomian seperti NPV, PI, dan IRR menunjukkan kelayakan investasi. Sebaliknya, pada konfigurasi PLTD hybrid dengan PLTB, COE justru meningkat seiring kenaikan penetrasi energi angin dari 2847 hingga 3864 rupiah/kWh, dengan mode off-grid mencapai 4491 rupiah/kWh, lebih mahal dari mode on-grid. 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 dan discount rate di atas 5,75%. Skenario terbaik adalah konfigurasi PLTS 75% hybrid dengan 25% PLTD yang menghasilkan COE paling rendah dan layak secara ekonomi, sesuai tujuan dedieselisasi untuk menurunkan biaya operasi sekaligus emisi. Konfigurasi PLTS 75% hybrid dengan PLTD 25% dipilih karena dapat mengoptimalkan potensi iradiasi tinggi di Pulau Bangka tanpa perlu biaya baterai yang mahal, serta tetap menjaga keandalan sistem melalui cadangan daya dari PLTD. Untuk penelitian selanjutnya, disarankan melakukan studi lapangan untuk menguji performa sistem hybrid ini secara real-time serta mengeksplorasi integrasi teknologi penyimpanan energi terbaru dan strategi manajemen beban guna meningkatkan efisiensi dan kestabilan sistem pembangkit hybrid di daerah kepulauan.

DAFTAR PUSTAKA

- Adi, M. A. S. (2023). *DAMPAK PERTAMBANGAN TIMAH TERHADAP KONDISI SOSIAL EKONOMI MASYARAKAT DIPANTAI NEK HAJI, DESA TANJUNG KETAPANG, KECAMATAN TOBOALI, KABUPATEN BANGKA SELATAN, PULAU BANGKA, PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG*. Universitas Islam Sultan Agung Semarang.
- Aly, A., & Rahma, I. E. (2022). *Ilmu alamiah dasar*. Bumi Aksara.
- Aryanti, D. A., & Rusni, N. K. (2024). Studi kasus: Manajemen stakeholders dalam pengelolaan sumber daya alam pesisir Kepulauan Bangka Belitung, Meksiko, dan Namibia. *Journal of Marine Problems and Threats*, 1(1).
- Budiarto, R., Widhyarto, D. S., Sulaiman, M., Wardhana, A. R., Safitri, I. A., Na'imah, D. Y. N., Prastowo, F. R., Puruhito, D. D., Sutopo, O. R., & Fikriyadi, Z. A. (2019). *Transisi energi berbasis komunitas di kepulauan dan wilayah terpencil*. Universitas Gadjah Mada.
- Elvita, L. (2015). Aspek Yuridis hapusnya hak indikasi geografis dan indikasi asal ditinjau dari Undang-Undang merek (Studi perkebunan lada). *Notarius*, 8(2), 180–206.
- Gafur, A. (2016). *Studi Kelayakan Teknis dan Ekonomis Rantai Pasok Gas Alam ke Pembangkit Listrik di Kepulauan Kangean*. Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Hasan, M., & Azis, M. (2018). *Pembangunan Ekonomi dan Pemberdayaan Masyarakat: Strategi Pembangunan Manusia dalam Perspektif Ekonomi Lokal (Edisi Kedua)*. CV. Nur Lina Bekerjasama dengan Pustaka Taman Ilmu.
- Hasibuan, A., Siregar, W. V., & Sayuti, M. (2023). *Pemanfaatan Energi Angin Untuk Pembangkit Energi Listrik Di Daerah Kepulauan Menggunakan Kincir Angin Skala Kecil*. Feniks Muda Sejahtera.
- Herindrasti, S., Angelina, B., & Putriwinata, P. (2024). Pengembangan Kebijakan Energi Terbarukan Di Indonesia, Vietnam, Dan Laos. *Sospol*, 10(2), 154–172.
- Idris, A., & ZM, M. H. (2023). Ketahanan Pangan, Air, Energi Dan Pertanian: Analisis Sebaran Spasial Dan Clustering Provinsi Di Indonesia. *TheJournalish: Social and Government*, 4(5), 27–40.
- Maliati, N. (2023). Stunting dan kebijakan pangan dan gizi di Indonesia. *Jurnal Transparansi Publik (JTP)*, 3(1), 33–42.
- PLN, P. T. (2013). Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik. *PT PLN (Persero)*, Jakarta.
- Ratnasari, M. A., Muiz, B., & Puspita, I. N. F. (2016). *DIMETHYL ETHER (DME) PLANT FROM NATURAL GAS USING DIRECT CONTACT PROCESS*.
- Rauf, R. (2024). *Pembangkit Energi Listrik: Instalasi dan Prinsip Kerja*. Penerbit Kita Menulis.
- Rimbawati, S. T. (2025). *Dari Bahan Bakar Fosil ke Energi Terbarukan: Potensi, Tantangan dan Solusi dalam Transformasi Energi*. umsu press.
- Sasongko, I. (2023). *Pengembangan Berkelanjutan Penyediaan Infrastruktur Pada Kawasan Pemukiman Secara Berkelanjutan*. PT. Muara Karya (Anggota IKAPI).
- Sinaga, O. P. P. (2024). *Integrasi Pembangkit Listrik Tenaga Surya Dan Battery Energy Storage Systems Untuk Pemenuhan Energi Industri Di Pulau Terpencil: Studi Kasus Pulau Bunyu Indonesia*.
- Suyitno, B. M. (2023). *Model Program Kampus Hijau Perguruan Tinggi Swasta Referensi Menuju Kampus Hijau*.
- Syafrizal, S., Afdal, M., & Novita, R. (2024). Analisis Sentimen Ulasan Aplikasi PLN Mobile Menggunakan Algoritma Naïve Bayes Classifier dan K-Nearest Neighbor: Sentiment Analysis of PLN Mobile Application Review Using Naïve Bayes Classifier and K-Nearest Neighbor Algorithm. *MALCOM: Indonesian Journal of Machine Learning and Computer Science*, 4(1), 10–19.
- Yanto, A., Salbilla, F., & Sitakar, R. C. (2023). Implikasi Resentralisasi Kewenangan Pertambangan Timah Terhadap Potensi Pendapatan Daerah di Bangka Belitung. *Jurnal Interpretasi Hukum*, 4(2), 344–357.