



ANALISIS HARGA PEMBELIAN TENAGA LISTRIK YANG OPTIMAL UNTUK PEMBANGKIT ENERGI TERBARUKAN DI KAWASAN TIMUR INDONESIA

Supriadi¹ Budi Sudiarto²

Article history:

Submitted: 21 Mei 2025

Revised: 3 Juni 2025

Accepted: 5 Juli 2025

Keywords:

Cost Saving;

Electricity Purchase Price;

IRR;

NPV;

Renewable Energy;

Abstract

Based on data from the Ministry of Energy and Mineral Resources, Eastern Indonesia has significant renewable energy potential—including solar, hydro, wind, and biomass—distributed across various provinces. However, its utilization remains low and is still dominated by expensive and environmentally harmful diesel power plants. A key barrier is the uncompetitive purchase price of renewable electricity, which discourages investment, while excessively high prices risk burdening PLN's finances. This study analyzes the optimal electricity purchase price that balances investor attractiveness and PLN's cost efficiency, referring to Presidential Regulation No. 112 of 2022 and applying Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR) to assess project viability. The analysis also compares renewable electricity prices with diesel power plants generation costs to estimate potential savings. Results show that biomass, biogas, and geothermal plants are largely unfeasible at the current ceiling price, whereas solar PV is the most viable, offering the highest IRR and an optimal price range of Rp1,403–Rp2,313 per kWh, with potential annual savings for PLN reaching Rp1.29 trillion through diesel substitution.

Kata Kunci:

Energi Terbarukan;

Harga Pembelian Listrik;

IRR;

NPV;

Penghematan Biaya;

Abstrak

Menurut data Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, kawasan timur Indonesia memiliki potensi energi terbarukan yang signifikan seperti tenaga surya, air, angin, dan biomassa, yang tersebar di sejumlah provinsi. Namun pemanfaatannya masih rendah dan didominasi oleh energi fosil, terutama dari Pembangkit Listrik Tenaga Diesel yang mahal dan tidak ramah lingkungan. Salah satu kendalanya adalah harga pembelian listrik dari pembangkit energi terbarukan yang belum kompetitif sehingga kurang diminati investor. Sebaliknya, jika harganya terlalu tinggi, hal ini dapat membebani keuangan PLN dan meningkatkan biaya pokok penyediaan tenaga listrik. Oleh karena itu, diperlukan analisis untuk menentukan harga pembelian listrik yang optimal, yaitu harga yang cukup menarik bagi pengembang swasta tetapi tetap efisien bagi PLN. Analisis ini mengacu pada Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik, dengan pendekatan perhitungan *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR) untuk menilai kelayakan proyek. Hasil analisis menunjukkan bahwa pembangkit listrik tenaga biomassa (PLTBm), pembangkit listrik tenaga biogas (PLTBg), dan pembangkit listrik tenaga panas bumi (PLTP) tidak layak untuk dikembangkan pada sebagian besar provinsi pada harga acuan tertinggi yang ditetapkan pemerintah. Sementara itu, PLTS merupakan pembangkit yang paling layak dengan IRR tertinggi dan kisaran harga optimal Rp1.403 – Rp2.313 per kWh, serta potensi penghematan biaya PLN hingga Rp1,29 triliun per tahun melalui substitusi PLTD ke pembelian listrik pembangkit energi terbarukan.

Fakultas Teknik Universitas Indonesia, Jawa Barat, Indonesia²

Email: budi.sudiarti@ui.ac.id

PENDAHULUAN

Tenaga listrik merupakan fondasi utama dalam kehidupan modern yang menopang hampir seluruh aspek kegiatan sosial, ekonomi, dan pelayanan publik. Ketersediaan listrik yang andal tidak hanya menjadi prasyarat bagi produktivitas industri, kemajuan pendidikan, dan efektivitas layanan kesehatan, tetapi juga berperan sebagai indikator utama kemajuan pembangunan suatu wilayah. Akses terhadap energi listrik yang andal bahkan telah menjadi salah satu indikator penting dalam mengukur tingkat kesejahteraan masyarakat dan keberhasilan pembangunan di berbagai wilayah (Umam, 2024). Dalam konteks negara berkembang seperti Indonesia, listrik bukan sekadar kebutuhan teknis, melainkan simbol transformasi sosial dan ekonomi yang inklusif dan berkelanjutan.

Namun, realitas di lapangan menunjukkan bahwa penyediaan tenaga listrik di Indonesia masih menghadapi ketimpangan spasial yang signifikan. Wilayah barat Indonesia, yang meliputi Jawa, Bali, dan Sumatera, telah mencapai hampir 100 persen elektrifikasi, sementara kawasan timur Indonesia yang mencakup Sulawesi, Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara masih tertinggal dengan rasio elektrifikasi di bawah 95 persen (Kementerian ESDM, 2024a). Ketimpangan ini mencerminkan hambatan struktural yang kompleks, mulai dari kondisi geografis yang sulit diakses hingga minimnya investasi dalam infrastruktur energi yang berkelanjutan (Fathoni *et al.*, 2021). Ketimpangan antara kawasan barat dan timur Indonesia masih cukup mencolok, terutama di daerah-daerah seperti Papua dan Nusa Tenggara Timur, yang di beberapa wilayahnya mencatat rasio elektrifikasi di bawah 90 persen (Sulaeman *et al.*, 2021). Kondisi geografis Indonesia Timur yang terdiri dari pulau-pulau terpencil, wilayah pegunungan, dan keterbatasan akses infrastruktur transportasi membuat pengembangan jaringan listrik konvensional menjadi sangat sulit dan mahal (Langer, 2024). Dampaknya tidak hanya pada keterbatasan akses energi, tetapi juga memperparah kesenjangan sosial ekonomi antarwilayah serta menghambat pencapaian Tujuan Pembangunan Berkelanjutan (SDG 7) yang menargetkan akses universal terhadap energi yang terjangkau, andal, dan berkelanjutan (Muhammad *et al.*, 2025).

Lebih lanjut, akses terhadap listrik juga memiliki korelasi positif dengan tingkat kesejahteraan dan kebahagiaan masyarakat. Nasrudin *et al.* (2022) mencatat bahwa keberadaan infrastruktur kelistrikan berperan penting dalam meningkatkan kualitas hidup di daerah terpencil. Sementara itu, Pandyaswargo *et al.* (2024) menekankan pentingnya pendekatan yang responsif terhadap kebutuhan spesifik daerah dalam perencanaan energi, terutama untuk desa-desa yang berada di lokasi terisolasi. Dalam kerangka keadilan energi, Maidin (2024) juga menyoroti pentingnya partisipasi komunitas lokal dalam proses perumusan kebijakan sebagai upaya untuk menjembatani kesenjangan energi di wilayah timur Indonesia. Hal ini menegaskan bahwa kebijakan penyediaan tenaga listrik harus disusun secara strategis dan inklusif, selaras dengan semangat pemerataan pembangunan dan keberlanjutan (Achmad & Prayitno, 2020).

Tantangan tersebut diperparah oleh rendahnya minat investasi swasta di sektor energi di Indonesia Timur (Putri & Karmini, 2024). Biaya logistik yang tinggi, kompleksitas teknis, serta risiko finansial yang lebih besar menjadikan proyek-proyek energi di kawasan ini kurang menarik dari perspektif bisnis (Langer *et al.*, 2024). Akibatnya, pembangunan infrastruktur kelistrikan di wilayah timur tertinggal dibandingkan wilayah barat. Ketimpangan ini memberikan dampak sosial-ekonomi yang signifikan, mulai dari menurunnya produktivitas masyarakat, terbatasnya akses terhadap layanan kesehatan dan pendidikan, hingga peningkatan kemiskinan struktural yang sulit diatasi tanpa intervensi sistemik (Giwangkara & Van Campen, 2018).

Di tengah ketimpangan tersebut, Indonesia sejatinya memiliki potensi energi terbarukan (ET) yang sangat besar dan tersebar luas. Berdasarkan data Kementerian ESDM (2024a) potensi tersebut meliputi energi surya sebesar 1.385,99 GWp, tenaga air 94,48 GW, angin 60,65 GW, arus laut 63,00 GW, bioenergi 32,65 GW, dan panas bumi 23,74 GW. Kawasan Timur Indonesia justru memiliki potensi terbesar untuk pengembangan ET, terutama tenaga surya dan hidro, karena didukung oleh radiasi

matahari yang tinggi dan ketersediaan sumber daya air yang melimpah (Aditya *et al.*, 2025). Meskipun demikian, kontribusi ET dalam bauran energi nasional hingga tahun 2024 baru mencapai 14,68 persen, masih jauh dari target 23 persen yang ditetapkan untuk tahun 2025 sebagaimana tertuang dalam Peraturan Presiden dan Kebijakan Energi Nasional (Setyowati, 2021).

Ketertinggalan ini tidak lepas dari dominasi energi fosil dalam sistem ketenagalistrikan nasional. Batu bara masih menyumbang 40,56 persen dari total energi primer, diikuti oleh minyak bumi sebesar 28,14 persen dan gas bumi 16,62 persen (Handayani *et al.*, 2022). Di wilayah timur, ketergantungan terhadap Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) sangat tinggi karena ketiadaan jaringan interkoneksi. Padahal, PLTD memiliki Biaya Pokok Penyediaan (BPP) yang tinggi, berkisar antara Rp 2.500 hingga Rp 3.000 per kWh (Hermawan *et al.*, 2023) sehingga membutuhkan subsidi besar dari pemerintah, serta bertentangan dengan komitmen dekarbonisasi nasional.

Pemerintah Indonesia sendiri telah menyatakan komitmen kuat dalam agenda transisi energi menuju *Net Zero Emissions* (NZE) pada tahun 2060. Dalam konteks ini, Energi Baru dan Terbarukan (EBT) diposisikan sebagai pilar utama dekarbonisasi sektor energi nasional (Langer, 2024). Wilayah Indonesia Timur memiliki potensi EBT yang sangat besar, mencakup tenaga surya dengan iradiasi tinggi, tenaga air di daerah pegunungan, tenaga bayu di wilayah pesisir, dan potensi biomassa dari limbah pertanian dan hutan (Adam *et al.*, 2024). Ironisnya, potensi tersebut belum dimanfaatkan secara optimal karena keterbatasan keekonomian proyek, terutama dalam hal pembiayaan dan skema harga jual listrik.

Sebagai upaya reformasi kebijakan, pemerintah menerbitkan Peraturan Presiden No. 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik yang menetapkan Harga Patokan Tertinggi (HPT) atau batas atas harga pembelian tenaga listrik dari pembangkit energi terbarukan. Kebijakan ini mengatur zonasi wilayah dan diferensiasi teknologi pembangkit dengan tujuan mendorong investasi di daerah tertinggal. Namun, kenyataannya, kebijakan ini belum sepenuhnya menyelesaikan persoalan keekonomian proyek ET, terutama di kawasan timur. Studi oleh Aditya *et al.* (2025) menunjukkan bahwa *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) untuk proyek-proyek ET di KTI berada di kisaran USD 0,10–0,12/kWh, sedangkan HPT yang ditetapkan pemerintah hanya sebesar USD 0,07–0,085/kWh. Ketimpangan ini menimbulkan dilema: menaikkan harga beli agar proyek layak secara finansial akan meningkatkan beban keuangan PLN, namun bila harga terlalu rendah, proyek menjadi tidak menarik bagi investor (Manurung *et al.*, 2022).

Kendala utama dalam pengembangan proyek EBT di Indonesia Timur adalah tingginya biaya pembangunan dan rendahnya harga pembelian tenaga listrik (HPT) yang ditetapkan secara nasional. Hal ini membuat proyek-proyek tersebut menjadi tidak *feasible* secara finansial, meskipun sangat diperlukan dari sisi sosial dan lingkungan (Reber *et al.*, 2016). Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 mengatur skema HPT yang bersifat nasional dan flat, tanpa memperhitungkan indeks kemahalan konstruksi (IKK) yang bervariasi antarwilayah (Rospriandana *et al.*, 2023). Akibatnya, proyek di wilayah dengan IKK tinggi seperti Papua, Maluku, dan Nusa Tenggara menjadi tidak layak untuk dikembangkan oleh investor (Sulaeman *et al.*, 2021). HPT yang seragam secara nasional tidak mencerminkan biaya aktual pembangunan infrastruktur di daerah tertinggal. Hal ini menyebabkan PLN maupun pengembang swasta enggan mengambil risiko finansial untuk mengeksekusi proyek-proyek EBT di wilayah tersebut (Langer, 2024). Oleh karena itu, diperlukan pendekatan alternatif berupa penentuan harga pembelian tenaga listrik yang lebih optimal dan berbasis data keekonomian proyek. Harga yang optimal tidak hanya harus menciptakan daya tarik investasi, tetapi juga menjaga efisiensi fiskal agar tidak membebani keuangan negara (Rospriandana *et al.*, 2023).

Dalam hal ini, kebijakan harga perlu dirancang untuk mencapai titik keseimbangan antara daya saing proyek dan kemampuan negara. Harga yang terlalu rendah akan menghambat pengembangan proyek, sementara harga yang terlalu tinggi akan meningkatkan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) listrik dan menambah beban subsidi energi nasional (Pandyaswargo *et al.*, 2022). Oleh karena itu, penetapan

HPT harus dilakukan secara rasional melalui pendekatan kuantitatif berbasis parameter keekonomian seperti *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR), yang mempertimbangkan karakteristik geografis, teknologi yang digunakan, dan struktur biaya aktual (Heidari *et al.*, 2024).

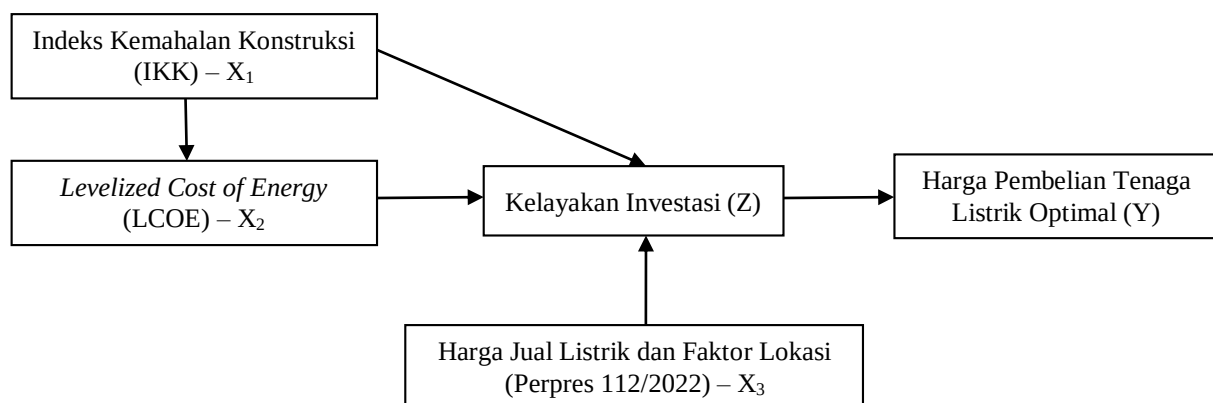
Namun demikian, studi empiris yang membahas penetapan harga pembelian tenaga listrik berbasis keekonomian spesifik wilayah Indonesia Timur masih sangat terbatas (Langer, 2024). Kebanyakan studi terdahulu bersifat makro dan cenderung menggeneralisasi biaya proyek tanpa memperhitungkan konteks sosial, ekonomi, dan geografis masing-masing daerah (Aleluia *et al.*, 2022). Padahal, variabel lokasi sangat menentukan dalam struktur biaya dan potensi teknis proyek, sehingga pendekatan generik seringkali menghasilkan kebijakan yang tidak efektif.

Ketiadaan model penetapan harga berbasis data lokasi menyebabkan formulasi tarif menjadi normatif dan tidak adaptif terhadap kebutuhan di lapangan. Oleh karena itu, penelitian ini hadir untuk mengisi kekosongan tersebut dengan mengembangkan model penetapan harga yang mempertimbangkan variabel-variabel teknis, ekonomis, dan geografis secara komprehensif (Szabó *et al.*, 2021). Dengan menggunakan data proyek aktual di wilayah Indonesia Timur dan menerapkan metode perhitungan keekonomian seperti NPV dan IRR, model ini diharapkan mampu merepresentasikan kondisi nyata proyek secara lebih akurat Giwangkara & Van Campen (2018); Wijaya *et al.* (2021); Darmayanti & Purbawangsa (2024).

Literatur yang ada juga memperlihatkan adanya gap signifikan dalam pendekatan penelitian. Sebagian besar kajian masih terfokus pada aspek teknis, seperti estimasi potensi atau perencanaan jaringan, serta pada isu elektrifikasi nasional yang bersifat makro. Hanya sedikit peneliti yang mengkaji keterkaitan antara struktur biaya, keekonomian proyek, dan kebijakan tarif secara menyeluruh dalam konteks daerah tertinggal. Pendekatan ekonomi-politik tarif listrik yang mempertimbangkan risiko investasi, faktor geografis, serta kapasitas fiskal negara, masih belum banyak dieksplorasi. Padahal, pendekatan ini sangat penting untuk menghasilkan kebijakan harga pembelian tenaga listrik yang lebih adaptif, efisien, dan adil secara regional.

Berdasarkan latar belakang tersebut, penelitian ini bertujuan untuk mengisi kekosongan literatur dengan menyajikan model penetapan harga pembelian tenaga listrik dari energi terbarukan yang optimal, berbasis keekonomian proyek dan disesuaikan dengan konteks lokal kawasan timur Indonesia. Penelitian ini akan mempertimbangkan faktor kemahalan konstruksi setiap wilayah untuk merumuskan skema harga yang mampu menjembatani kepentingan antara pemerintah (PLN) dan pengembang swasta. Diharapkan, hasil penelitian ini dapat menjadi referensi strategis dalam perumusan kebijakan tarif energi terbarukan yang lebih inklusif dan kontekstual, guna mempercepat transisi energi bersih di kawasan tertinggal dan mendukung tujuan pembangunan energi nasional yang berkelanjutan.

Model kerangka konseptual dalam penelitian ini seperti yang ditampilkan pada Gambar 1.



Sumber: Data Penelitian, 2025

Gambar 1. Kerangka Konseptual Penelitian

METODE PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan metode kuantitatif yang didasarkan pada analisis kelayakan proyek dan analisis statistik deskriptif. Analisis kelayakan proyek dilakukan dengan pendekatan *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR) untuk menilai kelayakan investasi proyek pembangkit listrik energi terbarukan (ET). Penilaian ini mengacu pada Harga Patokan Tertinggi (HPT) yang ditetapkan pemerintah melalui Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik. Suatu proyek dinyatakan layak secara finansial apabila NPV bernilai positif dan IRR melebihi tingkat pengembalian minimum yang disyaratkan (Ira & Setiawan, 2023).

Net Present Value (NPV) adalah nilai dari seluruh arus kas di masa depan (baik positif maupun negatif) yang telah didiskontokan ke nilai saat ini. Perhitungan NPV dilakukan dengan menjumlahkan arus kas masuk (*cash inflow*) di masa mendatang yang telah didiskontokan, lalu dikurangi dengan arus kas keluar (*cash outflow*) pada awal investasi (periode ke-0), baik berdasarkan perhitungan bulanan, kuartalan, maupun tahunan.

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{(Z_t)}{(1+i)^t} - X_0 \dots \dots \dots (1)$$

Dimana:

Z_t = aliran kas pada waktu t

X_0 = investasi awal

n = durasi waktu perhitungan (masa pakai pembangkit)

i = tingkat diskonto (*discount rate*)

Metode *Internal Rate of Return* (IRR) merupakan salah satu pendekatan yang digunakan untuk menentukan tingkat suku bunga di mana nilai *Net Present Value* (NPV) menjadi nol. Informasi yang diperoleh dari metode IRR mencerminkan seberapa besar kemampuan arus kas (*cash flow*) proyek dalam mengembalikan dana investasi awal. Nilai IRR biasanya dinyatakan dalam persentase per periode waktu tertentu dan dibandingkan dengan tingkat pengembalian minimum yang diharapkan agar investasi dianggap layak. Jika $IRR < \text{discount rate}$ investasi tidak layak secara finansial, tetapi apabila $IRR > \text{discount rate}$ maka investasi menguntungkan dan layak dilakukan.

$$IRR = i_1 + \frac{NPV_1}{(NPV_1 - NPV_2)} (i_2 - i_1) \dots \dots \dots (2)$$

Dimana:

i_1 = tingkat diskonto yang menghasilkan NPV+

i_2 = tingkat diskonto yang menghasilkan NPV-

NPV_1 = *net present value* bernilai positif

NPV_2 = *net present value* bernilai negatif

Data-data yang digunakan dalam penelitian ini menggunakan data sekunder seperti data harga pembelian tenaga listrik yang mengacu pada Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik yang telah di rata-ratakan dengan nilai sekarang berdasarkan masa kontrak masing-masing jenis proyek pembangkit, data asumsi keekonomian yang bersumber dari (Bank Indonesia, 2025) dan data finansial investasi pembangkit listrik energi terbarukan yang bersumber dari *Technology Data for the Indonesian Power Sector: Catalogue for Generation and Storage of Electricity*, yang diterbitkan pada tahun 2024 oleh Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Kementerian ESDM, 2024b). Untuk mengukur tingkat kemahalan bangunan konstruksi suatu daerah seperti transportasi bahan bangunan ke lokasi, aksesibilitas geografis, harga bahan/material, dan upah jasa konstruksi menggunakan data Indeks Kemahalan Konstruksi (IKK) dari Badan Pusat Statistik tahun 2024. Nilai IKK untuk masing-masing provinsi adalah: Maluku 1,0652, Maluku Utara 1,1409, Papua 1,3496, dan Papua Barat 1,2471 (Badan Pusat Statistik Indonesia, 2024).

Untuk menghitung potensi penghematan biaya bagi PLN, data produksi listrik dan Biaya Pokok Pembangkitan (BPP) diperoleh dari data KESDM tahun 2024. Rata-rata BPP nasional untuk pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD) adalah sebesar Rp4.791/kWh. Adapun produksi listrik dari PLTD di setiap provinsi adalah sebagai berikut: Maluku 381,60 GWh, Maluku Utara 440,02 GWh, Papua 121,14 GWh, dan Papua Barat 168,30 GWh. Asumsi-asumsi ekonomi yang digunakan dalam studi ini dirangkum dalam Tabel 1, sedangkan data investasi finansial berdasarkan jenis pembangkit listrik ET disajikan dalam Tabel 2.

Seluruh pengolahan data dilakukan menggunakan Microsoft Excel dan dibagi ke dalam dua tahap utama. Tahap pertama adalah penentuan harga pembelian tenaga listrik yang optimal berdasarkan uji kelayakan investasi, dengan menggunakan asumsi ekonomi dan data finansial yang bersumber dari Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. Untuk mempertimbangkan variasi biaya investasi antarwilayah, digunakan Indeks Kemahalan Konstruksi (IKK) dari Badan Pusat Statistik (BPS). Tahap kedua adalah perhitungan potensi penghematan Biaya Pokok Penyediaan (BPP) bagi PLN sebagai dampak dari integrasi proyek energi terbarukan oleh pengembang listrik swasta (*Independent Power Producer/IPP*). Harga pembelian minimum yang diperlukan agar proyek menjadi layak secara ekonomi dihitung menggunakan fitur Goal Seek di Microsoft Excel, yang memungkinkan penyesuaian harga jual listrik hingga mencapai titik impas keuangan proyek.

Setelah dilakukan evaluasi kelayakan proyek berdasarkan HPT dan penentuan harga minimum yang layak, studi ini mengidentifikasi harga pembelian tenaga listrik yang optimal sebagai rentang antara harga minimum keekonomian proyek dan HPT pemerintah. Rentang harga optimal ini kemudian dijadikan dasar dalam menghitung potensi penghematan BPP PLN.

Analisis penghematan biaya membandingkan harga pembelian tenaga listrik dari pembangkit energi terbarukan swasta yang beroperasi pada harga optimal dengan Biaya Pokok Pembangkitan (BPP) dari pembangkit berbahan bakar minyak (BBM), yang masih banyak digunakan di kawasan Indonesia Timur. Selisih antara harga pembelian optimal dengan BPP PLTD merepresentasikan potensi efisiensi biaya yang dapat dicapai PLN melalui substitusi energi dari sumber berbasis fosil ke energi terbarukan. Melalui pendekatan ini, studi tidak hanya memberikan rekomendasi harga listrik yang adil dan kompetitif, tetapi juga menunjukkan potensi jangka panjang dalam memperkuat posisi keuangan PLN melalui penurunan pengeluaran operasional.

Tabel 1.
Asumsi Keekonomian

Deskripsi Asumsi	Keterangan
Nilai tukar rupiah terhadap US Dolar	Rp. 16.679,- (JISDOR, 30 April 2025)
Sumber pendanaan	30 % modal sendiri (<i>equity</i>) dan 70% pinjaman (<i>loan</i>)
<i>Discount Rate</i>	10%
Periode pengembalian pinjaman	12 tahun
<i>Interest Rate</i>	8,35% per tahun
Pajak badan usaha	22%
<i>Interest During Construction (IDC)</i>	1 tahun

Sumber: Bank Indonesia, 2025

Tabel 2.
Data Finansial Investasi Pembangkit Energi Terbarukan

Data Finansial	PLTA	PLTS	PLTB	PLTBm	PLTBg	PLTP
Kapasitas Pembangkit (MW)	1	1	1	1	1	1
Nominal Investment (M\$/MW)	2,50	0,96	1,65	2,28	1,80	5,50
Fixed O&M (\$/MW/tahun)	47.800	7.500	40.000	54.000	110.580	145.000
Variable O&M (\$/MWh)	0,87	0	0	3,40	0,13	0,39
Fuel Cost (\$/MWh)	0	0	0	33,70	23,98	0
Capacity Factor (%)	55	20,5	36	70	70	80
Masa Kontrak (tahun)	25	25	25	20	20	30
Inflation/O&M Growth Rate (%/tahun)	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Pemakaian sendiri dan susut (%/tahun)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

Sumber: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2024

HASIL DAN PEMBAHASAN

Berdasarkan analisis kelayakan proyek menggunakan metode *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR) untuk menilai kelayakan investasi setiap jenis pembangkit listrik dengan mengacu pada Harga Patokan Tertinggi (HPT) yang ditetapkan pemerintah melalui Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik diperoleh hasil sebagai berikut:

Tabel 3.
Hasil Perhitungan Keekonomian dan Potensi Penghematan untuk PLTA

Parameter	Satuan	Maluku	Maluku Utara	Papua	Papua Barat
Investasi Awal	Rp. Ribu	46.447.284	49.748.128	58.848.342	54.378.903
Cash Flow					
Pendapatan	Rp. Ribu	232.918.495	232.918.495	270.526.462	270.526.462
O&M Cost	Rp. Ribu	33.633.071	36.023.255	42.612.836	39.376.458
Bunga Pinjaman	Rp. Ribu	17.646.484	18.900.557	22.357.956	20.659.905
Depresiasi	Rp. Ribu	46.447.284	49.748.128	58.848.342	54.378.903
Pendapatan Kotor	Rp. Ribu	135.191.657	128.246.555	146.707.328	156.111.196
Pajak	Rp. Ribu	29.742.164	28.214.242	32.275.612	34.344.463
Laba Bersih	Rp. Ribu	105.449.492	100.032.313	114.431.716	121.766.733
Keekonomian					
NPV	Rp. Ribu	14.738.176	11.097.783	11.712.167	16.641.366
IRR	%	14,03%	12,87%	12,57%	13,90%
Harga Pembelian					
HPT (<i>levelized</i>)	Rp/kWh	1.963	1.963	2.280	2.280
Harga Minimum	Rp/kWh	1.524	1.633	1.931	1.785
Penghematan	Rp. Juta	1.246.306	1.389.583	346.339	505.910

Sumber: Data penelitian, 2025

Disajikan pada Tabel 3, pada Harga Patokan Tertinggi (HPT) untuk Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) yang ditetapkan pemerintah melalui Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 yakni sebesar Rp1.963/kWh untuk provinsi di wilayah Maluku dan Rp2.280/kWh untuk provinsi di wilayah Papua, seluruh provinsi di Kawasan Timur Indonesia memenuhi kriteria kelayakan finansial, yang ditunjukkan oleh nilai *Net Present Value* (NPV) yang positif dan *Internal Rate of Return* (IRR) yang melebihi tingkat diskonto. Harga pembelian tenaga listrik yang optimal berada dalam rentang Rp1.524

hingga Rp2.280 per kWh. Selain itu, analisis menunjukkan bahwa apabila PLN menggantikan pembangkit listrik berbasis diesel dengan pembelian listrik dari PLTA yang dioperasikan oleh *Independent Power Producer* (IPP), maka penghematan biaya yang signifikan dapat dicapai. Potensi penghematan terbesar tercatat berada di Provinsi Maluku Utara, yakni sekitar Rp1,3 triliun per tahun.

Tabel 4.
Hasil Perhitungan Keekonomian dan Potensi Penghematan untuk PLTS

Parameter	Satuan	Maluku	Maluku Utara	Papua	Papua Barat
Investasi Awal	Rp. Ribu	17.835.757	19.103.281	22.597.763	20.881.499
Cash Flow					
Pendapatan	Rp. Ribu	87.979.343	87.979.343	102.296.431	102.296.431
O&M Cost	Rp. Ribu	4.551.472	4.874.929	5.766.679	5.328.709
Bunga Pinjaman	Rp. Ribu	6.776.250	7.257.814	8.585.455	7.933.403
Depresiasi	Rp. Ribu	17.835.757	19.103.281	22.597.763	20.881.499
Pendapatan Kotor	Rp. Ribu	58.815.864	56.743.319	65.346.533	68.152.820
Pajak	Rp. Ribu	12.939.490	12.483.530	14.376.237	14.993.620
Laba Bersih	Rp. Ribu	45.876.374	44.259.789	50.970.296	53.159.199
Keekonomian					
NPV	Rp. Ribu	7.356.337	6.108.429	6.722.678	8.412.382
IRR	%	15,13%	14,01%	13,74%	15,02%
Harga Pembelian					
HPT (<i>levelized</i>)	Rp/kWh	1.990	1.990	2.313	2.313
Harga Minimum	Rp/kWh	1.403	1.503	1.776	1.641
Penghematan	Rp. Juta	1.293.242	1.447.226	365.237	529.977

Sumber: Data penelitian, 2025

Disajikan pada Tabel 4, pada Harga Patokan Tertinggi (HPT) untuk Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) yang ditetapkan pemerintah melalui Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 yakni sebesar Rp1.990/kWh untuk provinsi di wilayah Maluku dan Rp2.313/kWh untuk provinsi di wilayah Papua, seluruh provinsi di Kawasan Timur Indonesia memenuhi kriteria kelayakan finansial, yang ditunjukkan oleh nilai *Net Present Value* yang positif dan *Internal Rate of Return* (IRR) yang melebihi tingkat diskonto. Harga pembelian tenaga listrik yang optimal berada dalam rentang Rp1.403 hingga Rp2.313 per kWh. Selain itu, analisis menunjukkan bahwa apabila PLN menggantikan pembangkit listrik berbasis diesel dengan pembelian listrik dari PLTS yang dioperasikan oleh *Independent Power Producer* (IPP), maka penghematan biaya yang signifikan dapat dicapai. Potensi penghematan terbesar tercatat berada di Provinsi Maluku Utara, yakni sekitar Rp1,4 triliun per tahun.

Tabel 5.
Hasil Perhitungan Keekonomian dan Potensi Penghematan untuk PLTB

Parameter	Satuan	Maluku	Maluku Utara	Papua	Papua Barat
Investasi Awal	Rp. Ribu	30.655.207	32.833.764	38.839.906	35.890.076
Cash Flow					
Pendapatan	Rp. Ribu	151.132.640	151.132.640	175.726.844	175.726.844
O&M Cost	Rp. Ribu	24.274.517	25.999.621	30.755.621	28.419.780
Bunga Pinjaman	Rp. Ribu	11.646.680	12.474.368	14.756.251	13.635.537
Depresiasi	Rp. Ribu	30.655.207	32.833.764	38.839.906	35.890.076
Pendapatan Kotor	Rp. Ribu	84.556.237	79.824.887	91.375.066	97.781.451
Pajak	Rp. Ribu	18.602.372	17.561.475	20.102.514	21.511.919
Laba Bersih	Rp. Ribu	65.953.865	62.263.412	71.272.551	76.269.532
Keekonomian					
NPV	Rp. Ribu	8.468.592	6.028.687	6.267.194	9.570.896
IRR	%	13,54%	12,38%	12,10%	13,42%

Parameter	Satuan	Maluku	Maluku Utara	Papua	Papua Barat
Harga Pembelian					
HPT (<i>levelized</i>)	Rp/kWh	1.946	1.946	2.263	2.263
Harga Minimum	Rp/kWh	1.561	1.671	1.978	1.828
Penghematan	Rp. Juta	1.232.568	1.372.422	340.767	498.673

Sumber: Data penelitian, 2025

Disajikan pada Tabel 5, pada Harga Patokan Tertinggi (HPT) untuk Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) yang ditetapkan pemerintah melalui Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 yakni sebesar Rp1.946/kWh untuk provinsi di wilayah Maluku dan Rp2.263/kWh untuk provinsi di wilayah Papua, seluruh provinsi di Kawasan Timur Indonesia memenuhi kriteria kelayakan finansial, yang ditunjukkan oleh nilai *Net Present Value* (NPV) yang positif dan *Internal Rate of Return* (IRR) yang melebihi tingkat diskonto. Harga pembelian tenaga listrik yang optimal berada dalam rentang Rp1.946 hingga Rp2.263 per kWh. Selain itu, analisis menunjukkan bahwa apabila PLN menggantikan pembangkit listrik berbasis diesel dengan pembelian listrik dari PLTB yang dioperasikan oleh *Independent Power Producer* (IPP), maka penghematan biaya yang signifikan dapat dicapai. Potensi penghematan terbesar tercatat berada di Provinsi Maluku Utara, yakni sekitar Rp1,3 triliun per tahun.

Tabel 6.
Hasil Perhitungan Keekonomian dan Potensi Penghematan untuk PLTBm

Parameter	Satuan	Maluku	Maluku Utara	Papua	Papua Barat
Investasi Awal	Rp. Ribu	42.359.923	45.370.293	53.669.688	49.593.559
Cash Flow					
Pendapatan	Rp. Ribu	261.751.306	261.751.306	303.740.764	303.740.764
O&M Cost	Rp. Ribu	164.007.589	166.709.849	174.159.804	170.500.866
Bunga Pinjaman	Rp. Ribu	16.093.594	17.237.308	20.390.456	18.841.833
Depresiasi	Rp. Ribu	42.359.923	45.370.293	53.669.688	49.593.559
Pendapatan Kotor	Rp. Ribu	39.290.200	32.433.856	55.520.816	64.804.506
Pajak	Rp. Ribu	8.643.844	7.135.448	12.214.580	14.256.991
Laba Bersih	Rp. Ribu	30.646.356	25.298.407	43.306.237	50.547.515
Keekonomian					
NPV	Rp. Ribu	(1.992.608)	(5.553.262)	(1.428.037)	3.393.192
IRR	%	9,21%	7,91%	9,57%	11,10%
Harga Pembelian					
HPT (<i>levelized</i>)	Rp/kWh	2.167	2.167	2.515	2.515
Harga Minimum	Rp/kWh	2.217	2.305	2.550	2.430
Penghematan	Rp. Juta	982.620	1.093.890	271.475	397.356

Sumber: Data penelitian, 2025

Disajikan pada Tabel 6, pada tingkat Harga Patokan Tertinggi (HPT) untuk pembangkit listrik tenaga biomassa (PLTBm) yang ditetapkan dalam Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 yakni sebesar Rp2.167/kWh untuk provinsi di wilayah Maluku dan Rp2.515/kWh untuk provinsi di wilayah Papua, hanya provinsi Papua Barat yang memenuhi kriteria kelayakan finansial, sementara provinsi lain belum memenuhi kriteria kelayakan. Beberapa faktor yang menyebabkan kondisi ini antara lain pengaruh IKK yang secara signifikan meningkatkan kebutuhan investasi awal, serta adanya biaya bahan bakar. Harga pembelian listrik yang optimal bervariasi antar provinsi, dengan rata-rata harga harus melebihi Rp2.217/kWh agar proyek menjadi layak secara finansial. Meskipun demikian, analisis menunjukkan bahwa jika PLN menggantikan pembangkitan listrik berbasis diesel dengan pembelian listrik dari PLTBm, penghematan biaya yang signifikan masih dapat diperoleh. Potensi penghematan terbesar tercatat di Provinsi Maluku Utara, yaitu sekitar Rp1,09 triliun per tahun.

Tabel 7.
Hasil Perhitungan Keekonomian dan Potensi Penghematan untuk PLTBg

Parameter	Satuan	Maluku	Maluku Utara	Papua	Papua Barat
Investasi Awal	Rp. Ribu	33.442.044	35.818.652	42.370.806	39.152.810
Cash Flow					
Pendapatan	Rp. Ribu	219.300.138	219.300.138	256.309.028	256.309.028
O&M Cost	Rp. Ribu	140.210.760	143.813.992	153.747.870	148.868.989
Bunga Pinjaman	Rp. Ribu	12.705.469	13.608.401	16.097.729	14.875.131
Depresiasi	Rp. Ribu	33.442.044	35.818.652	42.370.806	39.152.810
Pendapatan Kotor	Rp. Ribu	32.941.865	26.059.092	44.092.624	53.412.098
Pajak	Rp. Ribu	7.247.210	5.733.000	9.700.377	11.750.662
Laba Bersih	Rp. Ribu	25.694.654	20.326.092	34.392.246	41.661.436
Keekonomian					
NPV	Rp. Ribu	(676.297)	(3.940.009)	(649.826)	3.769.334
IRR	%	9,66%	8,11%	9,75%	11,55%
Harga Pembelian					
HPT (<i>levelized</i>)	Rp/kWh	1.815	1.815	2.122	2.122
Harga Minimum	Rp/kWh	1.831	1.915	2.138	2.028
Penghematan	Rp. Juta	1.129.154	1.265.938	321.384	465.013

Sumber: Data penelitian, 2025

Disajikan pada Tabel 7, pada tingkat Harga Patokan Tertinggi (HPT) untuk pembangkit listrik tenaga biogas (PLTBg) sebagaimana ditetapkan dalam Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 yakni sebesar Rp1.815/kWh untuk provinsi di wilayah Maluku dan Rp2.122/kWh untuk provinsi di wilayah Papua, hanya provinsi Papua Barat yang memenuhi kriteria kelayakan finansial, sementara provinsi lain belum memenuhi kriteria kelayakan. Hal ini tercermin dari nilai *Net Present Value* (NPV) yang negatif dan *Internal Rate of Return* (IRR) yang berada di bawah tingkat diskonto yang diasumsikan. Beberapa faktor yang menyebabkan kondisi ini antara lain pengaruh Indeks Kemahalan Konstruksi (IKK) yang secara signifikan meningkatkan kebutuhan investasi awal, serta adanya biaya bahan bakar. Harga pembelian listrik yang optimal bervariasi antar provinsi, dengan rata-rata harga yang diperlukan melebihi Rp1.831/kWh agar proyek layak secara finansial. Meskipun demikian, analisis menunjukkan bahwa jika PLN menggantikan pembangkitan berbasis diesel dengan pembelian listrik dari PLTBg yang dioperasikan oleh *Independent Power Producer* (IPP), penghematan biaya yang signifikan tetap dapat dicapai. Potensi penghematan terbesar tercatat di Provinsi Maluku Utara, yaitu sekitar Rp1,2 triliun per tahun.

Tabel 8.
Hasil Perhitungan Keekonomian dan Potensi Penghematan untuk PLTP

Parameter	Satuan	Maluku	Maluku Utara	Papua	Papua Barat
Investasi Awal	Rp. Ribu	102.184.024	109.445.881	129.466.352	119.633.586
Cash Flow					
Pendapatan	Rp. Ribu	374.484.217	374.484.217	429.417.195	429.417.195
O&M Cost	Rp. Ribu	115.764.212	123.991.166	146.672.344	135.532.810
Bunga Pinjaman	Rp. Ribu	38.822.265	41.581.226	49.187.504	45.451.790
Depresiasi	Rp. Ribu	102.184.024	109.445.881	129.466.352	119.633.586
Pendapatan Kotor	Rp. Ribu	117.713.716	99.465.944	104.090.994	128.799.008
Pajak	Rp. Ribu	25.897.017	21.882.508	22.900.019	28.335.782
Laba Bersih	Rp. Ribu	91.816.698	77.583.436	81.190.975	100.463.226
Keekonomian					
NPV	Rp. Ribu	(27.460.573)	(35.935.005)	(45.834.406)	(34.359.778)
IRR	%	6,46%	5,61%	5,22%	6,20%
Harga Pembelian					
HPT (<i>levelized</i>)	Rp/kWh	1.808	1.808	2.073	2.073
Harga Minimum	Rp/kWh	2.348	2.515	2.977	2.750

Analisis Harga Pembelian Tenaga Listrik yang Optimal untuk Pembangkit Energi Terbarukan di Kawasan Timur Indonesia,
Supriadi dan Budi Sudiarto

Parameter	Satuan	Maluku	Maluku Utara	Papua	Papua Barat
Penghematan	Rp. Juta	931.867	1.001.046	219.748	343.332

Sumber: Data penelitian, 2025

Disajikan pada Tabel 8, pada tingkat Harga Patokan Tertinggi (HPT) untuk pembangkit listrik tenaga panas bumi (PLTP) yang ditetapkan pemerintah melalui Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022, yakni sebesar Rp1.808/kWh untuk provinsi di wilayah Maluku dan Rp2.073/kWh untuk provinsi di wilayah Papua, tidak ada satu pun provinsi di Kawasan Timur Indonesia yang memenuhi kriteria kelayakan finansial terlihat dari nilai *Net Present Value* (NPV) yang negatif dan *Internal Rate of Return* (IRR) yang berada di bawah tingkat diskonto. Hal ini disebabkan oleh pengaruh IKK yang menyebabkan peningkatan biaya investasi awal secara signifikan, serta harga pembelian listrik yang ditetapkan pemerintah dinilai belum menjamin kelayakan proyek. Harga pembelian listrik yang optimal bervariasi antar provinsi, namun secara umum perlu melebihi Rp2.348/kWh agar proyek dapat dinyatakan layak. Meskipun demikian, analisis menunjukkan bahwa apabila PLN menggantikan pembangkitan listrik berbasis minyak dengan pasokan listrik dari PLTP yang dioperasikan oleh *Independent Power Producer* (IPP), penghematan biaya yang cukup besar masih dapat dicapai. Potensi penghematan terbesar tercatat di Provinsi Maluku Utara, yaitu sekitar Rp1 triliun per tahun.

SIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan analisis kelayakan proyek pembangkit energi terbarukan di Kawasan Timur Indonesia menggunakan skema harga dari Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik, diperoleh bahwa PLTA, PLTS, dan PLTB layak secara finansial di seluruh provinsi. Hal ini ditunjukkan oleh nilai NPV yang positif dan IRR yang melebihi tingkat diskonto. Sebaliknya, PLTBm, PLTBg, dan PLTP tidak layak dikembangkan pada sebagian besar provinsi, kecuali di provinsi Papua Barat yang masih memenuhi kriteria layak untuk jenis pembangkit PLTBm dan PLTBg. Harga pembelian listrik optimal untuk ketiga jenis pembangkit yang tidak layak tersebut masing-masing perlu melebihi Rp2.217/kWh (PLTBm), 1.831/kWh (PLTBg), dan Rp2.348/kWh (PLTP). Dari hasil analisis ini menunjukkan bahwa kebijakan Harga Patokan Tertinggi (HPT) dalam Perpres 112 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik belum mencerminkan sepenuhnya keekonomian riil beberapa proyek pembangkit energi terbarukan di wilayah timur khususnya pembangkit listrik biomassa dan panas bumi, sehingga berpotensi menghambat investasi swasta. Namun demikian, jika PLN menggantikan pembangkit diesel dengan pasokan listrik dari proyek EBT oleh IPP dengan harga optimal, penghematan BPP dapat dicapai secara signifikan. Provinsi Maluku Utara memiliki potensi penghematan tertinggi, yaitu antara Rp1 triliun hingga Rp1,4 triliun per tahun, didorong oleh volume pembangkitan PLTD yang besar.

Penelitian ini belum mempertimbangkan dinamika harga, risiko regulasi, dan pendekatan probabilistik. Analisis hanya menggunakan data statistik dengan metode Goal Seek yang bersifat deterministik, dan tidak mencakup aspek sosial-lingkungan sehingga disarankan untuk penelitian selanjutnya mengembangkan model berbasis skenario dinamis, menggunakan pendekatan optimasi atau simulasi Monte Carlo, serta mengevaluasi kebijakan harga berbasis IKK dan skema insentif untuk daerah berbiaya tinggi seperti Indonesia Timur.

REFERENSI

- Achmad, & Prayitno, G. (2020). Regional Disparity in Western and Eastern Indonesia. *International Journal of Economics and Business Administration*, VIII(Issue 4), 101–110. <https://doi.org/10.35808/ijeaba/572>
- Adam, K. B., Raharjo, J., Silalahi, D. K., Aprilia, B. S., & Wijaya, I. G. P. O. I. (2024). Integrative Analysis of Analisis Harga Pembelian Tenaga Listrik yang Optimal untuk Pembangkit Energi Terbarukan di Kawasan Timur Indonesia, Supriadi dan Budi Sudiarto

- Diverse Hybrid Power Systems for Sustainable Energy in Underdeveloped Regions: A Case Study in Indonesia. *AIMS Energy*, 12(1), 304–320. <https://doi.org/10.3934/energy.2024015>
- Aditya, I. A., Pratiwi, Z. B., Hakam, D. F., & Kemala, P. N. (2025). Green Hydrogen as a Catalyst for Indonesia's Energy Transition: Challenges, Opportunities, and Policy Frameworks. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 15(2), 182–194. <https://doi.org/10.32479/ijeep.17380>
- Aleluia, J., Tharakan, P., Chikkatur, A. P., Shrimali, G., & Chen, X. (2022). Accelerating a Clean Energy Transition in Southeast Asia: Role of Governments and Public Policy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 159, 112226. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112226>
- Badan Pusat Statistik Indonesia. (2024). *Indeks kemahalan konstruksi provinsi dan kabupaten/kota*. BPS. <https://www.bps.go.id/id/publication/2024/10/01/a0ce996786e332d81a43d95f/indeks-kemahalan-konstruksi-provinsi-dan-kabupaten-kota-2024.html>
- Bank Indonesia. (2025). *Asumsi Keekonomian*. Bank Indonesia. <https://www.bi.go.id/id/statistik/Default.aspx>
- Darmayanti, N. K., & Anom Purbawangsa, I. B. (2024). Pemilihan Sumber Pendanaan Dalam Studi Kelayakan Penambahan Investasi Pada PT Bali Towerindo Sentra Tbk. *E-Jurnal Ekonomi Dan Bisnis Universitas Udayana*. <https://doi.org/10.24843/eeb.2024.v13.i05.p16>
- Fathoni, H. S., Setyowati, A. B., & Prest, J. (2021). Is Community Renewable Energy Always Just? Examining Energy Injustices and Inequalities in Rural Indonesia. *Energy Research & Social Science*, 71, 101825. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101825>
- Giwangkara, J., & Van Campen, B. (2018). Planning the Electrification of Rural Villages in East Nusa Tenggara Using Renewable Energy Generation. *Indonesian Journal of Energy*, 1(1), 5–21. <https://doi.org/10.33116/ije.v1i1.10>
- Handayani, B. D., Yanto, H., Pujiati, A., Ridzuan, A. R., Keshminder, J. S., & Shaari, M. S. (2022). The Implication of Energy Consumption, Corruption, and Foreign Investment for Sustainability of Income Distribution in Indonesia. *Sustainability (Switzerland)*, 14(23). <https://doi.org/10.3390/su142315915>
- Heidari, M., Heidari, M., Soleimani, A., Mehdizadeh Khorrami, B., Pinnarelli, A., Vizza, P., & Dzikuć, M. (2024). Techno-economic Optimization and Strategic Assessment of Sustainable Energy Solutions for Powering Remote Communities. *Results in Engineering*, 23(July). <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.102521>
- Hermawan, E., Wijono, R. A., Adiarso, A., Setiadi, E. D., Hidayati, N. A., Setiadi, S., Setiawan, H., Ferabianie, A. L., Dewi, Y. R., & Fatmakartika, O. (2023). Solar Cell Manufacturing Cost Analysis and its Impact to Solar Power Electricity Price in Indonesia. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 13(6), 244–258. <https://doi.org/10.32479/ijeep.14970>
- Ira, I., & Setiawan, R. (2023). Analisis Perbandingan Penilaian Keputusan Investasi Menggunakan Metode Net Present Value (NPV) dan Metode Internal Rate of Return (IRR). *Jurnal Manajemen dan Bisnis*, 1(2), 93–102.
- Kementerian ESDM. (2024a). Laporan Kinerja ESDM 2024. *KESDM*, 4(Mei), 197. <https://www.esdm.go.id/assets/media/content/content-laporan-kinerja-kementerian-esdm-tahun-2024.pdf>
- Kementerian ESDM. (2024b). *Technology Data for The Indonesian Power Sector: Catalogue for Generation and Storage of Electricity 2024*. Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan KESDM.
- Langer, J. K. A. (2024). The Technical and Economic Potential of Renewables in Indonesia and Scenarios for Power System Decarbonisation. *TU Delft Energy and Industry*. <https://doi.org/10.4233/uuid:3813b9c2-8ac6-49a4-9487-7278e66acd84>
- Langer, J., Lombardi, F., Pfenninger, S., Rahayu, H. P., Al Irsyad, M. I., & Blok, K. (2024). The Role of Inter-island Transmission in Full Decarbonisation Scenarios for Indonesia's Power Sector. *Environmental Research: Energy*, 1(2), 025006. <https://doi.org/10.1088/2753-3751/ad53cb>
- Maidin, M. H. (2024). Challenges in Addressing Energy Injustice in ASEAN. In *Energy Justice: Affordable, Reliable, Sustainable and Modern Energy for All* (pp. 167–180). Springer. https://doi.org/10.1007/978-981-97-6059-6_12
- Manurung, E. M., Diyanah, M. C., Permatasari, P., & Wardhana, I. W. (2022). Energy Equality in Indonesia Villages: A Discourse Analysis. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 12(1), 169–176. <https://doi.org/10.32479/ijeep.12641>
- Muhammad, F., Hartono, D., Hastuti, S. H., Patunru, A. A., & Balya, A. A. (2025). Should Developed Regions Bear More Responsibility in Addressing Environmental Issues? Insights from Indonesia's Unequal Regional Development. *Energy Nexus*, 17, 100334. <https://doi.org/10.1016/j.nexus.2024.100334>
- Nasrudin, R. an, Quarina, Q., & Dartanto, T. (2022). Revisiting the Energy-happiness Paradox: A Quasi-experimental Evidence of Electricity Access in Indonesia. *Journal of Happiness Studies*, 23(7), 3549–3576. <https://doi.org/10.1007/s10902-022-00567-6>
- Pandyaswargo, A. H., Wibowo, A. D., & Onoda, H. (2022). Socio-Techno-Economic Assessment to Design an Appropriate Renewable Energy System for Remote Agricultural Communities in Developing Countries. *Sustainable Production and Consumption*, 31, 492–511. <https://doi.org/10.1016/j.spc.2022.03.009>
- Pandyaswargo, A. H., Wibowo, A. D., Sunarti, S., Risnawati, & Onoda, H. (2024). A Needs-based Approach to Sustainable Energy Use: Case Studies of Four Remote Villages in Indonesia. *Environment, Development*

- and Sustainability, 1–22. <https://doi.org/10.1007/s10668-024-05572-8>
- Putri, A. T., & Karmini, N. L. (2024). Analisis Faktor-Faktor Yang Mempengaruhi Investasi Asing Langsung di Empat Negara Asean. *E-Jurnal Ekonomi Dan Bisnis Universitas Udayana*. <https://doi.org/10.24843/EEB.2024.v13.i11.p13>
- Reber, T., Burman, K., & Hirsch, B. (2016). *Sustainable Energy for Remote Indonesian Grids: Strategies to Accelerate Nationwide Deployment*. December. <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/66548.pdf>
- Rospriandana, N., Burke, P. J., Suryani, A., Mubarak, M. H., & Pangestu, M. A. (2023). Over A Century of Small Hydropower Projects in Indonesia: A Historical Review. *Energy, Sustainability and Society*, 13(1), 30. <https://doi.org/10.1186/s13705-023-00408-1>
- Setyowati, A. B. (2021). Mitigating Inequality with Emissions? Exploring Energy Justice and Financing Transitions to Low Carbon Energy in Indonesia. *Energy Research and Social Science*, 71, 101817. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101817>
- Sulaeman, I., Simatupang, D. P., Noya, B. K., Suryani, A., Moonen, N., Popovic, J., & Leferink, F. (2021). Remote microgrids for energy access in indonesia—part i: Scaling and sustainability challenges and a technology outlook. *Energies*, 14(20), 6643. <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/en14216901>
- Szabó, S., Pinedo Pascua, I., Puig, D., Moner-Girona, M., Negre, M., Huld, T., Mulugetta, Y., Kougias, I., Szabó, L., & Kammen, D. (2021). Mapping of Affordability Levels for Photovoltaic-based Electricity Generation in The Solar Belt of Sub-Saharan Africa, East Asia and South Asia. *Scientific Reports*, 11(1), 3226. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-82638-x>
- Umam, M. F. (2024). *Challenges and Prospects of Renewable Energy Penetration and Energy Storage Technologies in Indonesia : A Review*. 14, 70–87. <https://doi.org/10.22452/ijrer.vol14no2.3>
- Wijaya, B. A., Sumerta, I. K., & Perdanawati, L. P. V. I. (2021). Fisilibility Study Penambahan Villa Pada PT. Bagus Agro Pelaga di Kabupaten Badung (Dengan Pendekatan Aspek Keuangan dan Pemasaran). *E-Jurnal Ekonomi Dan Bisnis Universitas Udayana*, 10(03), 147. <https://doi.org/10.24843/eeb.2021.v10.i03.p05>