

Analisis Harga Pembelian Tenaga Listrik yang Optimal untuk Pembangkit Listrik Energi Terbarukan di Kawasan Timur Indonesia

Supriadi¹, Budi Sudiarto¹

¹Program Studi Manajemen Energi dan Ketenagalistrikan, Universitas Indonesia, Indonesia;

Email : supriadi31@ui.ac.id (S), budi@eng.ui.ac.id (B.S)

Abstrak : Kawasan Timur Indonesia memiliki potensi energi terbarukan yang besar. Akan tetapi, pemanfaatannya belum maksimal dan masih mengandalkan energi fosil. Salah satu penyebabnya adalah harga pembelian tenaga listrik dari pembangkit energi terbarukan yang tidak kompetitif sehingga menghambat investasi swasta. Disisi lain jika harga pembelian terlalu tinggi maka dapat membebani keuangan PLN dan meningkatkan Biaya Pokok Penyediaan (BPP). Oleh karena itu, diperlukan analisis untuk menentukan harga pembelian tenaga listrik optimal yang menguntungkan bagi PLN sebagai pembeli sekaligus tetap memberikan tingkat pengembalian investasi yang layak bagi swasta sebagai pengembang. Analisis harga pembelian tenaga listrik dilakukan berdasarkan Peraturan Presiden (Perpres) 112 Tahun 2022, dengan pendekatan perhitungan *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR) untuk menilai kelayakan proyek. Dari sisi finansial PLN dilakukan dengan menghitung penghematan yang diperoleh dari selisih BPP pembangkitan energi terbarukan dengan BPP Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD). Hasil penelitian menunjukkan bahwa jika menggunakan harga patokan tertinggi yang ditetapkan Pemerintah, hanya pembangkit listrik tenaga panas bumi (PLTP) yang tidak layak untuk dikembangkan. Harga optimal untuk PLTP seharusnya diatas 13,32 ¢/kWh. Sementara Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) adalah yang paling layak untuk dikembangkan karena memiliki nilai IRR paling tinggi diantara pembangkit lainnya dengan kisaran harga optimal 9,36 – 10,91 ¢/kWh dan potensi penghematan PLN dari pembangkit ini sebesar 2,17 – 3,99 triliun rupiah per tahun.

Kata Kunci : harga pembelian tenaga listrik otimal, NPV, IRR, penghematan biaya, energi terbarukan.

Abstract : Eastern Indonesia holds significant potential for renewable energy development. However, its utilization remains limited and still depends heavily on fossil fuels. One of the main barriers is the uncompetitive electricity purchase price from renewable energy power plants, which discourages private sector investment. On the other hand, if the purchase price is set too high, it may burden PLN's

Jurnal Energi Baru & Terbarukan, 2025, Vol. 6, No. 3, pp 1 – 12

Received : 9 Mei 2025

Accepted : 16 Juni 2025

Published : 1 Oktober 2025



Copyright: © 2022 by the authors. [Jurnal Energi Baru dan Terbarukan](#) (p-ISSN: [2809-5456](#) and e-ISSN: [2722-6719](#)) published by Master Program of Energy, School of Postgraduate Studies. This article is an open access article distributed under the terms and condition of the [Creative Commons Attribution-ShareAlike 4.0 International License](#) (CC BY-SA 4.0).

finances and increase the basic cost of electricity supply (BPP). Therefore, an analysis is required to determine an optimal electricity purchase price that benefits PLN as the buyer while also ensuring a reasonable return on investment for private developers. This study analyzes the electricity purchase price based on Presidential Regulation No. 112 of 2022, using Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR) calculations to assess project feasibility. From PLN's financial perspective, the analysis also considers potential savings from the cost difference between renewable energy generation and Diesel Power Plants (PLTD). The findings indicate that under the government's highest benchmark price, only geothermal power plants are not financially viable. The optimal purchase price for geothermal plants should be above 13.32 ¢/kWh. In contrast, solar power plants (PLTS) are the most feasible, offering the highest IRR among all plant types, with an optimal price range between 9.36–10.91 ¢/kWh. Additionally, PLN could achieve annual cost savings of IDR 2.17–3.99 trillion from switching to solar energy.

Keywords : optimal electricity purchase price, NPV, IRR, cost savings, renewable energy.

1. 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 faktor krusial dalam mendukung produktivitas industri, sektor pendidikan, dan layanan kesehatan, tetapi juga berperan sebagai indikator utama pembangunan wilayah. Dalam konteks negara berkembang seperti Indonesia, listrik bukan sekadar kebutuhan teknis, melainkan simbol kemajuan yang mendasari transformasi sosial dan ekonomi. Namun, distribusi tenaga listrik di Indonesia masih menghadapi tantangan besar. Ketimpangan penyediaan antara wilayah barat yang relatif maju dan wilayah timur yang masih tertinggal dari sisi infrastruktur dan aksesibilitas energi menjadi isu kronis yang terus berulang. Beberapa studi menemukan bahwa wilayah timur Indonesia menghadapi hambatan struktural yang kompleks, mulai dari kondisi geografis yang menantang hingga minimnya investasi infrastruktur energi yang berkelanjutan (Fathoni et al., 2021). Ketidakmerataan ini memperdalam kesenjangan pembangunan antarwilayah dan menghambat pencapaian Tujuan Pembangunan Berkelanjutan (SDGs), khususnya SDG 7 yang menargetkan akses terhadap energi yang terjangkau, andal, dan berkelanjutan (Muhammad et al., 2025). Lebih lanjut, ketersediaan listrik tidak hanya mencerminkan pertumbuhan ekonomi, tetapi juga memiliki keterkaitan erat dengan tingkat kebahagiaan dan kesejahteraan masyarakat (Nasrudin et al., 2022). Studi oleh (Pandyaswargo et al., 2024) menekankan pentingnya pendekatan yang memperhatikan kebutuhan spesifik daerah, terutama bagi desa-desa terpencil dalam perencanaan energi. Selain itu, (Madin, 2024) menggarisbawahi urgensi penerapan kebijakan berbasis keadilan energi yang mengedepankan partisipasi komunitas lokal sebagai kunci untuk mengatasi ketimpangan akses di wilayah timur Indonesia. Oleh karena itu, penyusunan kebijakan penyediaan tenaga listrik haruslah bersifat strategis dan inklusif, sejalan dengan agenda nasional untuk pemerataan pembangunan dan keberlanjutan (Achmad & Prayitno, 2020).

Di tengah upaya peningkatan elektrifikasi, Indonesia menyimpan potensi energi terbarukan (ET) yang sangat besar dan tersebar luas. Berdasarkan laporan Kementerian ESDM, potensi ini mencakup energi surya sebesar 1.385,99 GWp, air 94,48 GW, arus laut 63,00 GW, angin 60,65 GW, bioenergi 32,65 GW, dan panas bumi 23,74 GW (Kementerian ESDM, 2023). Kawasan Timur Indonesia (KTI) yang terdiri

dari Sulawesi, Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara menyimpan potensi tertinggi untuk pengembangan ET, terutama energi surya dan air, mengingat karakteristik geografis dan intensitas radiasi matahari yang tinggi sepanjang tahun (Aditya et al., 2025). Ironisnya, meskipun potensi tersebut sangat menjanjikan, kontribusi ET dalam bauran energi nasional hingga 2024 baru mencapai 14,68%, masih jauh dari target 23% pada tahun 2025 sesuai amanat Peraturan Presiden dan kebijakan energi nasional (Setyowati, 2021). Dominasi bahan bakar fosil, yaitu batu bara (40,56%), minyak bumi (28,14%), dan gas bumi (16,62%), menunjukkan bahwa transisi energi bersih masih menemui hambatan struktural (Handayani et al., 2022).

Ketergantungan Indonesia terhadap energi fosil masih dominan dan memperlambat transisi energi. Di wilayah Kawasan Timur Indonesia, ketergantungan terhadap pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD) sangat tinggi. PLTD memiliki biaya pokok penyediaan (BPP) yang mahal, berkisar antara Rp 2.500 hingga Rp 3.000/kWh (Hermawan et al., 2023), sehingga membutuhkan subsidi besar dari pemerintah dan tidak sejalan dengan agenda dekarbonisasi nasional. Selain boros, ketergantungan terhadap diesel memperlihatkan ketidakefisienan dan kerentanan sistem ketenagalistrikan di kawasan timur.

Dalam merespons tantangan tersebut, pemerintah mengeluarkan Peraturan Presiden No. 112 Tahun 2022 yang menetapkan batas atas harga pembelian tenaga listrik dari pembangkit ET (Republik Indonesia, 2022). Kebijakan ini memperhitungkan zonasi wilayah dan jenis teknologi ET, dengan harapan dapat mendorong pengembangan proyek energi bersih di daerah tertinggal. Namun, di lapangan, kebijakan ini belum sepenuhnya mengatasi tantangan keekonomian proyek, terutama di KTI. Levelized Cost of Electricity (LCOE) untuk proyek ET di KTI berada pada kisaran USD 0,10–0,12/kWh, sedangkan batas atas harga beli PLN yang ditetapkan pemerintah hanya berada pada kisaran USD 0,07–0,085/kWh (Aditya et al., 2025). Selisih ini menimbulkan dilema kebijakan, menaikkan harga beli agar proyek layak secara finansial berarti menambah beban keuangan PLN, tetapi jika harga terlalu ditekan, maka proyek-proyek ET berisiko tidak menarik bagi investor swasta (Manurung et al., 2022).

Situasi tersebut memperjelas perlunya pendekatan kebijakan yang lebih adaptif dan berbasis konteks lokal. Gap analysis terhadap literatur yang ada menunjukkan bahwa sebagian besar penelitian sebelumnya masih berfokus pada aspek teknis, seperti potensi dan jaringan distribusi, atau pada isu makro elektrifikasi nasional. Belum banyak kajian yang mengintegrasikan secara holistik dimensi keekonomian tarif, ketimpangan regional, dan efektivitas kebijakan harga pembelian listrik ET, terutama dalam konteks wilayah-wilayah tertinggal seperti KTI. Oleh karena itu, Penelitian ini bertujuan untuk memberikan dasar analisis dalam merumuskan kebijakan harga pembelian tenaga listrik dari energi terbarukan yang lebih optimal di Kawasan Timur Indonesia agar dapat mendukung pengembangan energi terbarukan yang lebih kompetitif dan berkelanjutan di Indonesia, tanpa membebani keuangan negara maupun pihak swasta.

2. Metode Penelitian

Metode penelitian yang digunakan adalah metode kuantitatif berbasis keekonomian proyek dan analisis statistik deskriptif. Analisis keekonomian menggunakan metode *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR) untuk menilai kelayakan investasi proyek pembangkit energi terbarukan (ET) yang mengacu pada harga patokan tertinggi (HPT) yang ditetapkan oleh pemerintah melalui Peraturan Presiden (Perpres) Nomor 112 Tahun 2022 tentang Percepatan Pengembangan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik. Sebuah proyek dinyatakan layak secara finansial apabila

nilai NPV positif dan IRR melebihi tingkat pengembalian minimum yang diharapkan (Ira & Setiawan, 2023). Seluruh proses pengolahan data dilakukan menggunakan Microsoft Excel dan dibagi menjadi dua tahap utama. Tahap pertama adalah penentuan harga pembelian tenaga listrik yang optimal berdasarkan uji kelayakan investasi. Tahap kedua adalah perhitungan potensi penghematan BPP PLN sebagai dampak dari penggunaan pembangkit ET oleh pihak swasta. Penentuan harga pembelian tenaga listrik yang minimum dilakukan dengan bantuan fitur *Goal Seek* pada aplikasi Microsoft Excel, yang memungkinkan penyesuaian harga jual listrik hingga mencapai titik keekonomian proyek. Setelah dilakukan evaluasi terhadap kelayakan investasi berdasarkan HPT dan penentuan harga minimum, harga pembelian tenaga listrik yang optimal ditentukan dengan menghitung rata-rata antara harga patokan tertinggi dan harga minimum keekonomian proyek. Harga optimal ini kemudian menjadi dasar untuk menghitung potensi penghematan biaya pokok penyediaan (BPP) listrik bagi PLN. Perhitungan penghematan dilakukan dengan membandingkan *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) dari pembangkit ET swasta (IPP) pada harga optimal tersebut, dengan LCOE pembangkit berbahan bakar minyak (BBM) yang saat ini masih digunakan secara luas, terutama di wilayah Indonesia timur. Selisih antara kedua LCOE tersebut menggambarkan potensi efisiensi biaya yang dapat diperoleh PLN apabila melakukan substitusi energi dari BBM ke EBT. Dengan pendekatan ini, penelitian ini tidak hanya menghasilkan rekomendasi harga pembelian yang adil dan kompetitif, tetapi juga menunjukkan potensi penguatan kondisi keuangan PLN dalam jangka panjang melalui penghematan biaya operasional.

3. Data Finansial Investasi dan Asumsi Keekonomian

Data finansial investasi pembangkit listrik ET untuk setiap jenis pembangkit berbeda-beda, sedangkan untuk asumsi keekonomian cenderung sama. Pada penelitian ini menggunakan 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. Untuk menghitung besar penghematan PLN menggunakan data produksi listrik dan Biaya Pokok Pembangkitan (BPP) yang bersumber dari data statistik PLN 2024 yang diterbitkan tahun 2025. BPP PLTD secara agregat nasional sebesar Rp 4.791/kWh, dan produksi listrik PLTD masing-masing wilayah adalah Sulawesi 1.138 GWh, Nusa Tenggara 1.262 GWh, Maluku 821 GWh, dan Papua 731 GWh. Asumsi keekonomian yang digunakan dalam penelitian ini seperti pada Tabel 1 dan data finansial investasi pembangkit EBT untuk setiap jenis pembangkit pada Tabel 2 berikut:

Tabel. 1
 Asumsi Keekonomian

Deskripsi Asumsi	Keterangan
Kapasitas dari setiap pembangkit	1 MW
Nilai tukar rupiah terhadap US Dolar (JISDOR 30 April 2025)	Rp. 16.679,-
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>	10% per tahun
Pajak badan usaha	22%
<i>Interest During Construction</i> (IDC)	1 tahun

Tabel. 2
 Data Finansial (Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2021), Diolah

Data Finansial	PLTA	PLTS	PLTB	PLTBm	PLTBg	PLTP
<i>Nominal Investment</i> (M\$/MW)	2,5	0,96	1,65	2,28	1,8	5,5
<i>Fixed O&M</i> (\$/MW/tahun)	47.800	7.500	40.000	54.000	110.580	145.000
<i>Variable O&M</i> (\$/MWh)	0,87	0	0	3,4	0,13	0,39
<i>Fuel Cost</i> (\$/MWh)	0	0	0	25	15	0
<i>Capacity Factor</i> (%)	55	20,5	36	70	70	80
Masa Kontrak (tahun)	25	25	25	20	20	30
<i>Inflation/O&M Growth Rate</i> (%/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

4. Hasil dan Pembahasan

4.1. Analisis Pembangkit Listrik Tenaga Air Skala Kecil (PLTA)

Dari hasil perhitungan keekonomian menggunakan metode *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR) untuk menilai kelayakan investasi proyek pembangkit PLTA skala kecil yang mengacu pada harga patokan tertinggi (HPT) yang ditetapkan oleh pemerintah melalui Peraturan Presiden (Perpres) Nomor 112 Tahun 2022, diperoleh hasil seperti pada Tabel 3 berikut:

Tabel 3.
Hasil Perhitungan Keekonomian dan Potensi Penghematan untuk PLTA

Parameter	Satuan	Sulawesi	Nusa Tenggara	Maluku	Papua
Investasi Awal	Rp. ribu	41.697.500	41.697.500	41.697.500	41.697.500
Pendapatan	Rp. ribu	210.353.716	225.396.902	232.918.495	270.526.462
O&M Cost	Rp. ribu	31.574.419	31.574.419	31.574.419	31.574.419
Bunga Pinjaman	Rp. ribu	20.015.567	20.015.567	20.015.567	20.015.567
Depresiasi	Rp. ribu	43.990.257	43.990.257	43.990.257	43.990.257
Pendapatan Sebelum Pajak	Rp. ribu	114.773.472	129.816.659	137.338.252	174.946.218
Pajak	Rp. ribu	25.250.164	28.559.665	30.214.415	38.488.168
Laba Bersih	Rp. ribu	89.523.308	101.256.994	107.123.837	136.458.050
NPV	Rp. ribu	11.128.057	15.388.342	17.518.485	28.169.198
IRR	%	13,24%	14,43%	15,02%	17,89%
HPT (levelized)	¢/kWh	10,63	11,39	11,77	13,67
Harga Min	¢/kWh	8,65	8,65	8,65	8,65
Harga Optimal	¢/kWh	9,64	10,02	10,21	11,16
Potensi Penghematan	Rp. Juta	3.622.827	3.937.574	2.535.583	2.141.769

Dari tabel 3 diatas dapat dilihat bahwa harga patokan tertinggi Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) yang ditetapkan pemerintah dalam Perpres 112 tahun 2022 untuk seluruh wilayah di Kawasan Timur Indonesia masih memenuhi kriteria layak untuk dikembangkan dimana nilai NPV positif dan IRR berkisar 13,24% - 17,89%. Untuk harga pembelian tenaga listrik optimal yang menguntungkan kedua belah pihak baik PLN maupun pengembang swasta (IPP) berkisar antara 9,64 - 11,16 ¢/kWh. Wilayah Papua menjadi wilayah yang memiliki nilai IRR yang paling tinggi, hal ini karena faktor pengaruh lokasi harga pembelian tenaga listrik yang lebih tinggi dari wilayah lain. Terlihat juga bahwa jika PLN mengganti pembangkit berbahan bakar BBM dengan pembelian listrik dari PLTA IPP, potensi penghematan berkisar 2,1 – 3,9 triliun rupiah dalam setahun.

4.2. Analisis Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS)

Dari hasil perhitungan keekonomian menggunakan metode *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR) untuk menilai kelayakan investasi proyek pembangkit PLTS yang mengacu pada harga patokan tertinggi (HPT) yang ditetapkan oleh pemerintah melalui Peraturan Presiden (Perpres) Nomor 112 Tahun 2022, diperoleh hasil seperti pada Tabel 4 berikut:

Tabel 4.
Hasil Perhitungan Keekonomian dan Potensi Penghematan untuk PLTS

Parameter	Satuan	Sulawesi	Nusa Tenggara	Maluku	Papua
Investasi Awal	Rp. ribu	16.011.840	16.011.840	16.011.840	16.011.840
Pendapatan	Rp. ribu	79.389.091	85.115.926	87.979.343	102.296.431
O&M Cost	Rp. ribu	4.272.880	4.272.880	4.272.880	4.272.880
Bunga Pinjaman	Rp. ribu	7.685.978	7.685.978	7.685.978	7.685.978
Depresiasi	Rp. ribu	16.892.259	16.892.259	16.892.259	16.892.259
Pendapatan Sebelum Pajak	Rp. ribu	50.537.974	56.264.809	59.128.226	73.445.314
Pajak	Rp. ribu	11.118.354	12.378.258	13.008.210	16.157.969
Laba Bersih	Rp. ribu	39.419.620	43.886.551	46.120.017	57.287.345
NPV	Rp. ribu	5.861.988	7.483.849	8.294.779	12.349.430
IRR	%	14,34%	15,49%	16,06%	18,86%
HPT (levelized)	¢/kWh	10,76	11,54	11,93	13,87
Harga Min	¢/kWh	7,96	7,96	7,96	7,96
Harga Optimal	¢/kWh	9,36	9,75	9,94	10,91
Potensi Penghematan	Rp. Juta	3.675.594	3.994.381	2.571.983	2.171.702

Dari tabel 4 diatas dapat dilihat bahwa harga patokan tertinggi PLTS yang ditetapkan pemerintah dalam Perpres 112 tahun 2022 untuk seluruh wilayah di Kawasan Timur Indonesia masih memenuhi kriteria layak untuk dikembangkan dimana nilai NPV positif dan IRR berkisar 14,34% - 18,86%. Untuk harga pembelian tenaga listrik yang menguntungkan kedua belah pihak baik PLN maupun pengembang swasta (IPP) berkisar antara 9,36 – 10,91 ¢/kWh. Wilayah Papua menjadi wilayah yang memiliki nilai IRR yang paling tinggi, hal ini karena faktor pengali lokasi harga pembelian tenaga listrik yang lebih tinggi dari wilayah lain. Terlihat juga bahwa jika PLN mengganti pembangkit berbahan bakar BBM dengan pembelian listrik dari PLTS IPP, potensi penghematan berkisar 2,1 – 3,9 triliun rupiah dalam setahun.

4.3. Analisis Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB)

Dari hasil perhitungan keekonomian menggunakan metode *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR) untuk menilai kelayakan investasi proyek pembangkit PLTB yang mengacu pada harga patokan tertinggi (HPT) yang ditetapkan oleh pemerintah melalui Peraturan Presiden (Perpres) Nomor 112 Tahun 2022, diperoleh hasil seperti pada Tabel 4 berikut:

Tabel 5.
 Hasil Perhitungan Keekonomian dan Potensi Penghematan untuk PLTB

Parameter	Satuan	Sulawesi	Nusa Tenggara	Maluku	Papua
Investasi Awal	Rp. ribu	27.520.350	27.520.350	27.520.350	27.520.350
Pendapatan	Rp. ribu	136.376.118	146.213.800	151.132.640	175.726.844
O&M Cost	Rp. ribu	22.788.694	22.788.694	22.788.694	22.788.694
Bunga Pinjaman	Rp. ribu	13.210.274	13.210.274	13.210.274	13.210.274
Depresiasi	Rp. ribu	29.033.570	29.033.570	29.033.570	29.033.570
Pendapatan Sebelum Pajak	Rp. ribu	71.343.580	81.181.262	86.100.102	110.694.306
Pajak	Rp. ribu	15.695.588	17.859.878	18.942.023	24.352.747
Laba Bersih	Rp. ribu	55.647.993	63.321.384	67.158.080	86.341.559
NPV	Rp. ribu	6.156.574	8.942.642	10.335.675	17.300.843
IRR	%	12,74%	13,93%	14,51%	17,38%
HPT (levelized)	¢/kWh	10,53	11,29	11,67	13,57
Harga Min	¢/kWh	8,85	8,85	8,85	8,85
Harga Optimal	¢/kWh	9,69	10,07	10,26	11,21
Potensi Penghematan	Rp. Juta	3.613.079	3.926.836	2.528.620	2.135.672

Dari tabel 5 diatas dapat dilihat bahwa harga patokan tertinggi PLTB yang ditetapkan pemerintah sesuai Perpres 112 tahun 2022 untuk seluruh wilayah di Kawasan Timur Indonesia masih memenuhi kriteria layak untuk dikembangkan dimana nilai NPV positif dan IRR berkisar 12,74% - 17,89%. Untuk harga pembelian tenaga listrik optimal yang menguntungkan kedua belah pihak baik PLN maupun pengembang swasta (IPP) berkisar antara 9,69 - 11,21 ¢/kWh. Wilayah Papua menjadi wilayah yang memiliki nilai IRR yang paling tinggi, hal ini karena faktor pengali lokasi harga pembelian tenaga listrik yang lebih tinggi dari wilayah lain. Terlihat juga bahwa jika PLN mengganti pembangkit berbahan bakar BBM dengan pembelian listrik dari PLTB IPP, potensi penghematan berkisar 2,1 – 3,9 triliun rupiah dalam setahun.

4.4. Analisis Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa (PLTBm)

Dari hasil perhitungan keekonomian menggunakan metode *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR) untuk menilai kelayakan investasi proyek pembangkit PLTBm yang mengacu pada harga patokan tertinggi (HPT) yang ditetapkan oleh pemerintah melalui Peraturan Presiden (Perpres) Nomor 112 Tahun 2022, diperoleh hasil seperti pada Tabel 6 berikut:

Tabel 6.
Hasil Perhitungan Keekonomian dan Potensi Penghematan untuk PLTBm

Parameter	Satuan	Sulawesi	Nusa Tenggara	Maluku	Papua
Investasi Awal	Rp. ribu	38.028.120	38.028.120	38.028.120	38.028.120
Pendapatan	Rp. ribu	236.557.630	253.353.414	261.751.306	303.740.764
O&M Cost	Rp. ribu	129.003.953	129.003.953	129.003.953	129.003.953
Bunga Pinjaman	Rp. ribu	18.254.197	18.254.197	18.254.197	18.254.197
Depresiasi	Rp. ribu	40.119.115	40.119.115	40.119.115	40.119.115
Pendapatan Sebelum Pajak	Rp. ribu	49.180.366	65.976.149	74.374.041	116.363.500
Pajak	Rp. ribu	10.819.681	14.514.753	16.362.289	25.599.970
Laba Bersih	Rp. ribu	38.360.686	51.461.397	58.011.752	90.763.530
NPV	Rp. ribu	2.453.232	8.029.919	10.818.263	24.759.980
IRR	%	10,97%	13,09%	14,11%	18,94%
HPT (levelized)	¢/kWh	11,74	12,57	12,99	15,08
Harga Min	¢/kWh	11,37	11,37	11,37	11,37
Harga Optimal	¢/kWh	11,56	11,97	12,18	13,22
Potensi Penghematan	Rp. Juta	3.258.520	3.525.845	2.265.218	1.889.854

Dari tabel 6 diatas dapat dilihat bahwa harga patokan tertinggi PLTBm yang ditetapkan Pemerintah sesuai Perpres 112 tahun 2022 untuk seluruh wilayah di Kawasan Timur Indonesia masih memenuhi kriteria layak untuk dikembangkan dimana nilai NPV positif dan IRR berkisar 10,97% - 18,94%. Untuk harga pembelian tenaga listrik optimal yang menguntungkan kedua belah pihak baik PLN maupun pengembang swasta (IPP) berkisar antara 11,56 - 13,22 ¢/kWh. Wilayah Papua menjadi wilayah yang memiliki nilai IRR yang paling tinggi, hal ini karena faktor pengali lokasi harga pembelian tenaga listrik yang lebih tinggi dari wilayah lain. Terlihat juga bahwa jika PLN mengganti pembangkit berbahan bakar BBM dengan pembelian listrik dari PLTBm IPP, potensi penghematan berkisar 1,8 – 3,5 triliun rupiah dalam setahun.

4.5. Analisis Pembangkit Listrik Tenaga Biogas (PLTBg)

Dari hasil perhitungan keekonomian menggunakan metode *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR) untuk menilai kelayakan investasi proyek pembangkit PLTBg yang mengacu pada harga patokan tertinggi (HPT) yang ditetapkan oleh pemerintah melalui Peraturan Presiden (Perpres) Nomor 112 Tahun 2022, diperoleh hasil seperti pada Tabel 7 berikut:

Tabel 7.
 Hasil Perhitungan Keekonomian dan Potensi Penghematan untuk PLTBg

Parameter	Satuan	Sulawesi	Nusa Tenggara	Maluku	Papua
Investasi Awal	Rp. ribu	30.022.200	30.022.200	30.022.200	30.022.200
Pendapatan	Rp. ribu	197.094.803	211.898.359	219.300.138	256.309.028
O&M Cost	Rp. ribu	103.583.037	103.583.037	103.583.037	103.583.037
Bunga Pinjaman	Rp. ribu	14.411.208	14.411.208	14.411.208	14.411.208
Depresiasi	Rp. ribu	31.672.985	31.672.985	31.672.985	31.672.985
Pendapatan Sebelum Pajak	Rp. ribu	47.427.573	62.231.129	69.632.907	106.641.798
Pajak	Rp. ribu	10.434.066	13.690.848	15.319.240	23.461.196
Laba Bersih	Rp. ribu	36.993.507	48.540.281	54.313.668	83.180.603
NPV	Rp. ribu	4.834.351	9.749.561	12.207.165	24.495.190
IRR	%	12,39%	14,67%	15,77%	21,02%
HPT (levelized)	¢/kWh	9,78	10,52	10,88	12,72
Harga Min	¢/kWh	9,06	9,06	9,06	9,06
Harga Optimal	¢/kWh	9,42	9,79	9,97	10,89
Potensi Penghematan	Rp. Juta	3.664.033	3.985.951	2.567.927	2.174.449

Dari tabel 7 diatas dapat dilihat bahwa harga patokan tertinggi PLTBg yang ditetapkan pemerintah sesuai Perpres 112 tahun 2022 untuk seluruh wilayah di Kawasan Timur Indonesia masih memenuhi kriteria layak untuk dikembangkan dimana nilai NPV positif dan IRR berkisar 12,39% - 21,02%. Untuk harga pembelian tenaga listrik optimal yang menguntungkan kedua belah pihak baik PLN maupun pengembang swasta (IPP) berkisar antara 9,42 - 10,89 ¢/kWh. Wilayah Papua menjadi wilayah yang memiliki nilai IRR yang paling tinggi, hal ini karena faktor pengali lokasi harga pembelian tenaga listrik yang lebih tinggi dari wilayah lain. Terlihat juga bahwa jika PLN mengganti pembangkit berbahan bakar BBM dengan pembelian listrik dari PLTBg IPP, potensi penghematan berkisar 2,1 – 3,9 triliun rupiah dalam setahun.

4.6. Analisis Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP)

Dari hasil perhitungan keekonomian menggunakan metode *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR) untuk menilai kelayakan investasi proyek pembangkit PLTP yang mengacu pada harga patokan tertinggi (HPT) yang ditetapkan oleh pemerintah melalui Peraturan Presiden (Perpres) Nomor 112 Tahun 2022, diperoleh hasil seperti pada Tabel 8 berikut:

Tabel 8.
Hasil Perhitungan Keekonomian dan Potensi Penghematan untuk PLTP

Parameter	Satuan	Sulawesi	Nusa Tenggara	Maluku	Papua
Investasi Awal	Rp. ribu	91.734.500	91.734.500	91.734.500	91.734.500
Pendapatan	Rp. ribu	341.524.431	363.497.622	374.484.217	429.417.195
O&M Cost	Rp. ribu	108.678.382	108.678.382	108.678.382	108.678.382
Bunga Pinjaman	Rp. ribu	44.034.248	44.034.248	44.034.248	44.034.248
Depresiasi	Rp. ribu	96.778.566	96.778.566	96.778.566	96.778.566
Pendapatan Sebelum Pajak	Rp. ribu	92.033.235	114.006.426	124.993.022	179.925.999
Pajak	Rp. ribu	20.247.312	25.081.414	27.498.465	39.583.720
Laba Bersih	Rp. ribu	71.785.923	88.925.012	97.494.557	140.342.279
NPV	Rp. ribu	(29.030.465)	(23.644.841)	(20.952.029)	(7.487.969)
IRR	%	6,02%	6,81%	7,19%	9,03%
HPT (levelized)	¢/kWh	9,89	10,52	10,84	12,43
Harga Optimal	¢/kWh	>13,32	>13,32	>13,32	>13,32
Penghematan	Rp. Juta	2.924.660	3.243.340	2.109.970	1.878.670

Dari tabel 8 diatas dapat dilihat bahwa harga patokan tertinggi Pembangkit PLTP yang ditetapkan pemerintah sesuai Perpres 112 tahun 2022 untuk seluruh wilayah di Kawasan Timur Indonesia tidak memenuhi kriteria layak untuk dikembangkan karena nilai NPV negatif dan IRR dibawah *discount rate*. Untuk harga pembelian tenaga listrik optimal yang menguntungkan kedua belah pihak baik PLN maupun pengembang swasta (IPP) maka harga harus diatas 13,32 ¢/kWh. Terlihat juga bahwa dengan harga yang seharusnya, potensi penghematan PLN jika mengganti pembangkit berbahan bakar BBM dengan pembelian listrik dari PLTP IPP berkisar 1,8 – 3,2 triliun rupiah dalam setahun.

5. Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis keekonomian terhadap proyek pembangkit energi terbarukan di Kawasan Timur Indonesia dengan mengacu pada skema harga pembelian tenaga listrik sesuai Peraturan Presiden Nomor 112 Tahun 2022, ditemukan bahwa secara umum sebagian besar jenis pembangkit menunjukkan kelayakan investasi, kecuali Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP). PLTP dinilai belum layak secara finansial karena memiliki nilai *Net Present Value* (NPV) negatif dan *Internal Rate of Return* (IRR) yang lebih rendah dari tingkat diskonto. Hal ini mengindikasikan bahwa pada harga beli saat ini, investasi pada PLTP belum memberikan imbal hasil yang memadai bagi investor.

Untuk menjadikan proyek PLTP layak secara ekonomi, diperlukan harga pembelian tenaga listrik yang lebih tinggi, yaitu di atas 13,32 sen dolar AS per kilowatt-jam (¢/kWh). Perhitungan ini didasarkan pada total biaya investasi dan operasional, meskipun belum mempertimbangkan eskalasi tarif selama periode kontrak. Sebaliknya, pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) muncul sebagai opsi paling menarik dari sisi keekonomian. PLTS memiliki IRR tertinggi di antara pembangkit lainnya, dan harga optimal yang mendekati harga patokan tertinggi pemerintah, yaitu berkisar antara 9,36 ¢/kWh di Sulawesi hingga 10,91 ¢/kWh di Papua.

Lebih lanjut, jika PLN menggantikan pembangkit berbahan bakar minyak seperti PLTD dengan membeli listrik dari pengembang PLTS menggunakan skema harga optimal, maka potensi penghematan yang dapat dicapai sangat signifikan. Estimasi penghematan tahunan mencapai antara 2,17 hingga 3,99 triliun rupiah. Temuan ini menegaskan bahwa strategi transisi energi yang didukung dengan penetapan harga pembelian yang tepat tidak hanya dapat meningkatkan daya tarik investasi energi terbarukan di wilayah timur, tetapi juga membantu mengurangi beban fiskal PLN secara substansial.

Daftar Pustaka

- 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/ijeba/572>
- 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/ijep.17380>
- 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.
- 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>
- 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/ijep.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 Energi dan Sumber Daya Mineral. (2021). *Technology Data for the Indonesian Power Sector*. February, 1–215. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/technology_data_for_the_indonesian_power_sector_-_final.pdf
- Kementerian ESDM. (2023). Laporan Kinerja Laporan Kinerja. <Http://Kemdikbud.Go.Id/>, 4(Mei), 197. <https://www.menpan.go.id/site/publikasi/unduh-dokumen-2/akuntabilitas-kinerja/laporan-kinerja/file/6647-laporan-kinerja-lakip-2021>
- Madin, 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.
- 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/ijep.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.
- 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.
- 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.

Republik Indonesia. (2022). Presidential Regulation Number 112 of 2022 (The Acceleration of Renewable Energy Development for Electricity). *The Government of Indonesia*, 135413, 1–37. <https://peraturan.bpk.go.id/Details/225308/perpres-no-112-tahun-2022>

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>