

FINANCIAL FEASIBILITY ANALYSIS OF RENEWABLE ENERGY SYSTEM USING RETSCREEN EXPERT IN ARCHIPELAGO AREAS

Ferdy Hidayatullah^{1*}, Arnawan Hasibuan², Widyana Verawaty Siregar³, Rizki Julia
Utama⁴, M. Bayu Wibawa⁵

^{1,4}Fakultas Sosial Sains dan Ilmu Pendidikan, Universitas Ubudiyah Indonesia, Banda Aceh 23114, Indonesia

²Fakultas Teknik, Universitas Malikussaleh, Lhokseumawe 24355, Indonesia

³Fakultas Ekonomi dan Bisnis, Universitas Malikussaleh, Lhokseumawe 24355, Indonesia

*Korespondensi Penulis: ferdyhidayatullah@uui.ac.id

Abstrak

Wilayah Kepulauan Banyak mengalami peningkatan konsumsi energi sebesar 6% setiap tahun, sementara pasokan listriknya masih bergantung pada Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) yang berbiaya tinggi dan menghasilkan emisi karbon yang besar. Kondisi geografis kepulauan menyebabkan integrasi jaringan listrik menjadi sulit, sehingga distribusi listrik belum merata di seluruh pulau. Untuk mengurangi ketergantungan terhadap energi fosil dan mendukung transisi menuju energi berkelanjutan, penelitian ini mengeksplorasi potensi energi terbarukan di Kepulauan Banyak dengan menggunakan analisis RETScreen Expert. Studi kelayakan ekonomi antara Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) dilakukan dengan tiga skenario umur proyek, yaitu 20, 30, dan 40 tahun. Hasil analisis menunjukkan bahwa energi angin memiliki kelayakan finansial dan potensi teknis tertinggi pada seluruh skenario, serta mampu memenuhi kebutuhan energi di wilayah tersebut secara berkelanjutan. Temuan ini mengungkap potensi energi terbarukan yang dapat dimanfaatkan untuk pengembangan pembangkit listrik hijau di kepulauan. Hasil penelitian ini diharapkan dapat menjadi acuan bagi pemerintah dalam perencanaan tata ruang energi dan penentuan lokasi pembangunan yang efisien secara finansial, sekaligus memperkuat ketahanan energi, mendorong pembangunan rendah karbon, dan mempercepat transisi energi berkelanjutan.

Kata Kunci: Solar Fotovoltaik, Turbin Angin, Kelayakan Finansial, Kepulauan, RETScreen Expert

FINANCIAL FEASIBILITY ANALYSIS OF RENEWABLE ENERGY SYSTEM USING RETSCREEN EXPERT IN ARCHIPELAGO AREAS

Abstract

The Kepulauan Banyak region experiences a steady 6% annual increase in energy consumption, while its electricity supply remains dependent on costly and carbon-intensive diesel power plants. Due to the geographical dispersion of islands, integrating electricity distribution networks is difficult, resulting in uneven power availability. To reduce fossil fuel dependence and support the shift toward sustainable energy, this study explores the renewable energy potential of the region using RETScreen Expert analysis. An economic feasibility comparison between solar and wind power plants was conducted under three project lifespans of 20, 30, and 40 years. The analysis reveals that wind energy demonstrates the highest financial viability and technical potential across all scenarios, capable of reliably meeting regional energy demand. These findings uncover substantial renewable energy prospects in the archipelago, which can be optimized for green power generation. The results provide essential insights for government agencies in formulating energy policies, identifying cost-efficient locations for renewable projects, and guiding spatial energy planning. Overall, the study underscores the importance of expanding renewable-based electricity supply in archipelago regions to strengthen energy security, promote low-carbon development, and accelerate the transition toward a sustainable energy future.

Keywords: Solar Photovoltaic, Wind Turbine, Financial Feasibility, Archipelago, RETScreen Expert

PENDAHULUAN

Permintaan listrik di Indonesia terus meningkat seiring dengan pertumbuhan penduduk dan ekspansi sektor industri. Pada

tahun 2021, kapasitas terpasang nasional telah mencapai sekitar 74 GW, dengan pembangkit listrik berbasis batu bara masih mendominasi bauran energi nasional, sementara energi

terbarukan hanya berkontribusi sekitar 15% (EDSM, 2022). Ketergantungan yang berkelanjutan terhadap bahan bakar fosil tersebut telah menyebabkan peningkatan emisi gas rumah kaca (GRK) dan menimbulkan ancaman terhadap ketahanan energi nasional. Konsumsi listrik per kapita melampaui 1.100 kWh pada tahun 2018 (ESDM, 2021) dan diproyeksikan meningkat sekitar 23% pada tahun 2025, seiring dengan industrialisasi, transformasi digital, serta meningkatnya kebutuhan akan standar hidup modern (Siregar et al., 2021). Kondisi ini menegaskan urgensi percepatan integrasi energi terbarukan ke dalam jaringan listrik nasional untuk memastikan keberlanjutan, ketahanan, dan perlindungan lingkungan bagi generasi mendatang (Hasibuan et al., 2021).

Sebagai respons terhadap tantangan tersebut, pemerintah Indonesia telah menetapkan prioritas pengembangan energi terbarukan melalui Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) 2010–2025 dan Kebijakan Energi Nasional (KEN), yang menjadi langkah strategis menuju pembangunan energi berkelanjutan. Namun demikian, penguatan visi energi hijau yang layak secara ekonomi, ramah lingkungan, dan andal sebagai pengganti bahan bakar fosil tetap menjadi aspek penting (Hasibuan et al., 2022). Di antara berbagai sumber energi terbarukan, energi surya dan energi angin menjadi alternatif yang paling potensial, terutama di wilayah pesisir seperti Provinsi Aceh, yang memiliki kecepatan angin rata-rata 5,15 m/s dan radiasi matahari sebesar 4,5 kWh/m²/hari dengan variasi bulanan yang kecil (Syuhada et al., 2019). Oleh karena itu, pengembangan energi terbarukan menjadi langkah krusial dalam menghadapi penurunan cadangan energi fosil dan pemenuhan kebutuhan listrik secara berkelanjutan (Hasibuan et al., 2022).

Di Kepulauan Banyak, Kabupaten Aceh Singkil, konsumsi energi terus meningkat sekitar 6% per tahun (BPS, 2021). Ketergantungan terhadap Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) menyebabkan tingginya biaya operasional, beban fiskal, serta keterbatasan akses energi akibat tantangan logistik antar-pulau (Waspada, 2022). Oleh karena itu, diperlukan studi kelayakan komprehensif untuk mengidentifikasi sumber energi terbarukan alternatif yang mampu menyediakan listrik secara andal dan berkelanjutan bagi komunitas pesisir dan kepulauan (Hidayatullah et al., 2024).

Data pelanggan listrik menunjukkan bahwa pada periode 2017–2019 terjadi

peningkatan jumlah pelanggan, namun menurun sebesar 11% pada tahun 2020 akibat keterbatasan pasokan listrik, yang memaksa sebagian rumah tangga beralih menggunakan sistem tenaga surya mandiri (Hidayatullah, 2023). Karakteristik geografis kepulauan yang terdiri atas pulau-pulau kecil di Samudra Hindia memiliki potensi besar untuk energi surya dan angin, dengan kecepatan angin tahunan rata-rata 10 m/s dan tingkat radiasi matahari sebesar 6,73 kWh/m²/hari (NASA, 2022). Kondisi ini menjadikan pengembangan energi terbarukan sebagai strategi yang tepat untuk meningkatkan akses energi dan mendukung aktivitas sosial ekonomi masyarakat.

Namun demikian, agar layak untuk diinvestasikan, Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) di wilayah tersebut perlu melalui analisis kelayakan menyeluruh yang mencakup aspek teknis, lingkungan, dan ekonomi (Hasibuan et al., 2023). Di antara ketiga aspek tersebut, analisis finansial memiliki peran penting dalam menentukan profitabilitas dan keberlanjutan proyek (KESDM, 2018). Pendekatan evaluasi ekonomi seperti tingkat pengembalian investasi (IRR), dan analisis siklus hidup (LCA) menjadi alat prediktif yang penting untuk menilai kinerja proyek energi terbarukan sebelum penerapan (Ly et al., 2024; Paradongan et al., 2024).

Penelitian terdahulu telah menyoroti kelayakan energi terbarukan di berbagai konteks. Misalnya, proyek PLTS atap di Jakarta menunjukkan kelayakan finansial meskipun memiliki keterbatasan lahan (Khairunnisya & Pradana, 2022), sementara proyek tenaga angin di Turki dan Senegal terbukti efektif di wilayah pedesaan dan pesisir dengan potensi angin yang kuat (Nematollahi & Kim, 2017 dan Bilal et al., 2021). Namun, studi yang membahas kelayakan ekonomi energi terbarukan di wilayah kepulauan masih sangat terbatas, terutama yang membandingkan antara PLTS dan PLTB pada sistem kelistrikan pulau kecil yang terisolasi.

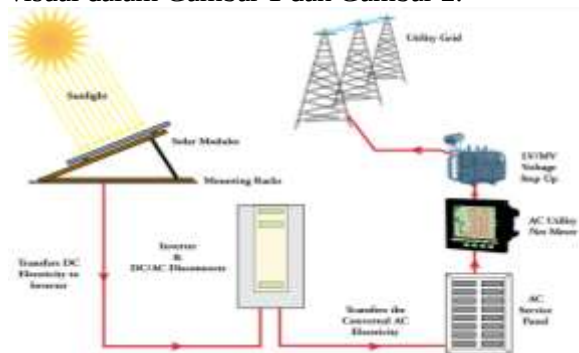
Penelitian ini bertujuan untuk memberikan informasi komprehensif mengenai potensi sumber energi terbarukan untuk pembangkitan listrik di Kepulauan Banyak. Hasil penelitian ini juga diharapkan dapat mendukung pengembangan kebijakan pemerintah, khususnya Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM), dalam perencanaan tata ruang energi serta penentuan lokasi pembangkit listrik yang efisien secara finansial. Pada akhirnya, penelitian ini bertujuan untuk meningkatkan pasokan listrik berbasis energi terbarukan di wilayah kepulauan

sekalius memperkuat transisi menuju energi berkelanjutan di Indonesia.

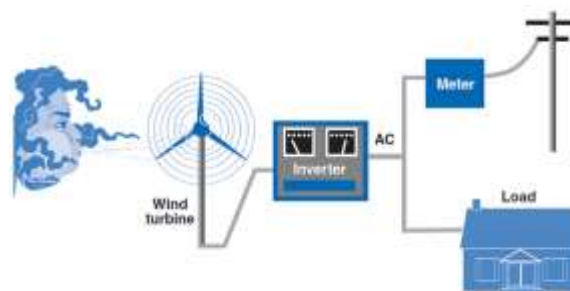
METODE

Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi pengembangan pemanfaatan energi terbarukan dalam mencapai kemandirian energi dan memastikan pasokan listrik yang stabil di wilayah kepulauan. Pendekatan kuantitatif digunakan untuk menganalisis variabel-variabel penelitian serta menelusuri hubungan antarfenomena dan isu yang muncul. Metode ini dinilai tepat untuk penelitian dengan populasi besar, sehingga hasilnya dapat digeneralisasi pada populasi yang lebih luas di wilayah kepulauan Aceh, khususnya Kepulauan Banyak sebagai lokasi utama penelitian. Data mengenai kecepatan angin dan radiasi matahari diperoleh melalui perangkat lunak RETScreen Expert, sedangkan data investasi mengikuti standar studi kelayakan pembangunan pembangkit listrik energi terbarukan yang ditetapkan oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM, 2019). RETScreen Expert digunakan untuk menilai kelayakan ekonomi dari penerapan PLTS dan PLTB

RETScreen Expert berfungsi sebagai alat analisis untuk melakukan evaluasi kelayakan proyek energi terbarukan berdasarkan berbagai skenario yang ditentukan pengguna. Setiap skenario menggambarkan kondisi sistem energi yang diproyeksikan berdasarkan parameter tertentu yang diatur dalam lembar kerja RETScreen. Lembar kerja tersebut mencakup data iklim, kinerja energi, biaya, emisi, aspek keuangan, serta potensi risiko yang terkait. Kerangka keseluruhan analisis kelayakan untuk proyek PLTS dan PLTB berkapasitas 1 MW yang diusulkan di Kepulauan Banyak dijelaskan secara visual dalam Gambar 1 dan Gambar 2.



Gambar 1. Konfigurasi PLTS



Gambar 2. Konfigurasi PLTB

1. Pengumpulan Data

Penelitian ini dilaksanakan di wilayah Kepulauan Banyak, dengan fokus pada dua lokasi utama, yaitu Pulau Baguk yang terletak pada koordinat ($2^{\circ}18'12.6''$ LU, $97^{\circ}24'32.2''$ BT) dan Pulau Balai pada koordinat ($2^{\circ}20'04.9''$ LU, $97^{\circ}23'22.9''$ BT). Pemilihan kedua lokasi ini didasarkan pada kesesuaian geografis dan relevansinya terhadap tujuan penelitian, khususnya terkait potensi energi surya dan energi angin. Sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 4, pemetaan spasial dan data iklim diperoleh dari basis data NASA yang telah terintegrasi dalam platform RETScreen Expert (2024). Analisis lapangan serta evaluasi berbasis simulasi dalam penelitian ini dilaksanakan pada tahun 2025.

Tabel 1. Data Iklim

Month	Daily Solar Radiation (kWh/m ² /d)	Wind Speed (kPa)
Jan	4.85	2.7
Feb	4.53	2.9
Mar	5.11	3.0
Apr	4.48	3.5
May	4.92	3.2
Jun	4.26	2.6
Jul	4.45	3.2
Aug	4.92	3.0
Sep	5.08	2.9
Oct	4.91	3.3
Nov	4.82	3.4
Dec	4.77	3.4
Annual	4.76	3.1

Perencanaan yang efisien untuk Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) di Kepulauan Banyak memerlukan data yang andal mengenai potensi radiasi surya dan kecepatan angin, sebagaimana disajikan pada Tabel 1. Rincian lebih lanjut mengenai parameter teknologi yang diproyeksikan untuk kedua sistem pembangkit listrik tersebut dijelaskan pada Tabel 2. Sementara itu, komponen biaya dan kebutuhan investasi didasarkan pada Standar Studi

Kelayakan Pembangkit Listrik Energi Terbarukan Terpusat (KESDM, 2019). Gambaran menyeluruh mengenai biaya investasi serta parameter finansial yang terkait dengan kedua sistem energi terbarukan tersebut disajikan pada Tabel 3.

Tabel 2. Parameter Teknis

Resource Assessment	PLTS	PLTB
Average Annual Energy	4,76 kWh/m ² /d	3,1 m/s
Electricity Exported to Grid	1.272 MWh	1.664 MWh
Capacity Type	1 MW <i>Monocrystalline-silicon</i>	1 MW HF-1MW
Area	6,349 m ²	2,290 m ²
Miscellaneous Losses	1%	6%
Inverter Efficiency	95%	95%
Capacity Factor	14.5%	19%
GHG Emission Factor	0.755 tCO ₂ /MWh	0.755 tCO ₂ /MWh
Base Case (GHG Emission)	1,032.3 tCO ₂	1,349.8 tCO ₂
Proposed Case (GHG Emission)	72.3 tCO ₂	94.5 tCO ₂
Gross Annual GHG Emission Reduction	960.1 tCO ₂ (93%)	1,255.3 tCO ₂ (93%)

Tabel 3. Parameter Keuangan

Financial Data	PLTS	PLTB
Initial cost	\$ 1,598,574	\$ 986,111
O&M cost	\$ 136,751	\$ 89,679
Discount rate	9%	9%
Inflation rate	2%	2%
Base Project life	20 year	20 year
Debt ratio	70%	70%
Debt term	15 year	15 year
Debt interest rate	7%	7%
Electricity tariff	\$ 0.3/kWh	\$ 0.3/kWh

Dalam penelitian ini, umur proyek ditetapkan selama 20 tahun, yang merepresentasikan durasi operasional standar untuk Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB). Tingkat inflasi diperkirakan berdasarkan rata-rata dua dekade terakhir sebagaimana dilaporkan oleh Bank Indonesia, (2023), guna memastikan kesesuaian dengan kondisi makroekonomi

nasional. Rasio utang terhadap ekuitas (debt-to-equity ratio) ditetapkan sebesar 70%, sesuai dengan tolok ukur yang umum digunakan dalam studi infrastruktur energi di kawasan Asia (Pan et al., 2017 and Rifansyah & Hakam, 2024). Suku bunga pinjaman diambil dari tingkat bunga kredit korporasi yang diterbitkan oleh Otoritas Jasa Keuangan (OJK, 2023). Karena tarif listrik nasional di Indonesia bersifat tetap, maka kenaikan tarif (tariff escalation) tidak dimasukkan dalam analisis. Data finansial dan teknis tambahan diperoleh dari basis data RETScreen, laporan tahunan PLN (PLN, 2021), Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM, 2019), serta literatur pendukung yang relevan.

Analisis risiko dilakukan menggunakan simulasi Monte Carlo, yang merupakan pendekatan probabilistik andal untuk meningkatkan akurasi estimasi dalam evaluasi proyek energi (Rubinstein & Kroese, 2016). Analisis ini dijalankan melalui perangkat lunak RETScreen guna menilai implikasi ketidakpastian pada parameter input utama. Sensitivitas indikator finansial, meliputi *Simple Payback Period (S-PP)*, *Equity Payback Period (E-PP)*, *Net Present Value (NPV)*, *Net Benefit-Cost Ratio (Net B-C)*, *Internal Rate of Return (IRR)*, dan *Levelized Cost of Energy (LCoE)*, dianalisis untuk memperkirakan distribusi probabilitas keberhasilan proyek di bawah berbagai kondisi risiko.

2. Aspek Teknis

Wilayah Kepulauan Banyak di Aceh Singkil memiliki potensi yang kuat untuk pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB). Secara geografis, gugusan pulau ini berhadapan langsung dengan Samudra Hindia, sehingga menerima intensitas radiasi matahari yang tinggi serta kecepatan angin yang relatif konstan, menjadikannya sangat ideal untuk pemanfaatan energi terbarukan (Hasibuan et al., 2023), sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 1.

Analisis teknologi yang komprehensif dilakukan untuk mengidentifikasi sistem energi terbarukan yang paling sesuai dengan potensi alam wilayah tersebut. Evaluasi ini mencakup kelayakan teknis serta kebutuhan infrastruktur dari proyek PLTS dan PLTB yang berpotensi dikembangkan, dengan tujuan menentukan konfigurasi optimal yang dapat diterapkan di gugusan Kepulauan Banyak. Ringkasan hasil analisis teknis tersebut disajikan pada Tabel 2.

3. Aspek Keuangan

Aspek keuangan merupakan elemen fundamental dalam perencanaan proyek atau bisnis karena secara langsung memengaruhi hasil finansial yang menentukan apakah suatu proyek layak dilaksanakan atau tidak. Penilaian kelayakan finansial terhadap rencana pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) di Kepulauan Banyak bertujuan untuk mengevaluasi secara sistematis dan objektif kekuatan, kelemahan, serta kelayakan investasi dari kedua proyek tersebut. Proses evaluasi ini juga memungkinkan dilakukan perbandingan antaralternatif investasi untuk mengidentifikasi pilihan yang paling menguntungkan dan berkelanjutan bagi pengembangan energi terbarukan di wilayah tersebut (Hidayatullah, 2023).

Untuk menilai kelayakan finansial PLTS dan PLTB, penelitian ini memperkirakan total investasi modal, biaya operasi dan pemeliharaan (O&M), serta parameter keuangan penting lainnya sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 6. Beberapa rasio dan indikator keuangan utama digunakan untuk menentukan kelayakan proyek. Profitabilitas dianalisis menggunakan Net Present Value (NPV) sebagaimana dirumuskan pada Persamaan (1), sementara biaya produksi listrik total diwakili oleh Levelized Cost of Electricity (LCOE) yang dijelaskan pada Persamaan (2). Selain itu, pengembalian investasi proyek dievaluasi melalui dua pendekatan, yaitu Simple Payback Period (S-PP) sebagaimana ditunjukkan pada Persamaan (3), dan Equity Payback Period (E-PP) sebagaimana diberikan pada Persamaan (4). Sementara itu, Internal Rate of Return (IRR)—yaitu tingkat diskonto saat nilai NPV sama dengan nol—ditentukan menggunakan Persamaan (5). Untuk melengkapi analisis, indikator pendukung seperti Net Benefit-Cost Ratio dan Annual Life Cycle Savings juga diperhitungkan sebagaimana direpresentasikan pada Persamaan (6) dan Persamaan (7). (Hidayatullah, 2023).

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+r)^n} - IC \quad (1)$$

$$LCOE = \frac{\text{Total Life Cycle Cost (Current)}}{\text{Total Lifetime Energy Production (kWh)}} \quad (2)$$

$$S - PP = \frac{IC - IG}{(C_{ener} + CS + GRR) - (O\&MC + C_{fuel})} \quad (3)$$

$$E - PP = \sum_{n=0}^{NPCF} C_n \quad (4)$$

$$IRR = 0 = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+IRR)^n} \quad (5)$$

$$Net\ B - C = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+r)^n}}{IC} \quad (6)$$

$$ALCS = \frac{NPV}{\frac{1}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^N} \right)} \quad (7)$$

Dengan N mewakili umur proyek dalam tahun, r menunjukkan tingkat diskonto, IC adalah biaya investasi awal, dan IG mengacu pada insentif dan hibah yang diterima. C_{fuel} menunjukkan biaya bahan bakar, yang sama dengan nol untuk proyek fotovoltaik (PV) dan turbin angin. PCF mewakili arus kas positif, B menunjukkan manfaat yang dihasilkan dari proyek, dan C mengacu pada total biaya yang dikeluarkan selama operasional proyek. Ringkasan data masukan keuangan yang digunakan dalam studi ini disajikan pada Tabel 3.

4. Aspek Iklim

Pembangkit listrik energi terbarukan yang dianalisis dalam penelitian ini terdiri dari Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) berkapasitas 1 MW dan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) berkapasitas 1 MW, yang direncanakan untuk dibangun di wilayah Kepulauan Banyak, Aceh Singkil. Pemodelan energi dilakukan dengan mempertimbangkan variasi data iklim, meliputi suhu udara, kelembapan relatif, curah hujan, radiasi matahari harian, tekanan atmosfer, kecepatan angin, dan suhu permukaan tanah sebagaimana dijelaskan pada Tabel 1. Analisis kelayakan dilakukan menggunakan perangkat lunak RETScreen, yang memerlukan input parameter yang komprehensif untuk menghasilkan hasil analisis yang akurat. Adapun koordinat geografis lokasi penelitian terletak pada 2°18'12.6"LU, 97°24'32.2"BT dan 2°20'04.9"LU, 97°23'22.9"BT.

Integrasi sistem energi terbarukan, baik PLTS maupun PLTB, diproyeksikan memberikan dampak signifikan terhadap pengurangan emisi di wilayah kepulauan tersebut, sekaligus berkontribusi pada tujuan nasional menuju net zero emission. Oleh karena itu, analisis emisi diintegrasikan sebagai komponen utama dalam mengevaluasi dampak lingkungan dari sistem yang diusulkan. Hasil analisis menunjukkan bahwa Faktor Emisi Gas Rumah Kaca (GRK) adalah sebesar 0,755 tCO₂/MWh, sebagaimana ditampilkan pada Tabel 2.

Selanjutnya, biaya pengurangan GRK (Greenhouse Gas Reduction Cost / GRC) digunakan sebagai indikator penting untuk menilai efisiensi ekonomi dalam mitigasi emisi karbon dioksida (CO₂) dan gas rumah kaca lainnya. Pengurangan emisi GRK dihitung menggunakan Persamaan (8), sedangkan pendapatan yang diperoleh dari reduksi emisi GRK diestimasi melalui Persamaan (9). Adapun biaya pengurangan GRK (GRC) diturunkan menggunakan Persamaan (10) (Paradongan et al., 2024).

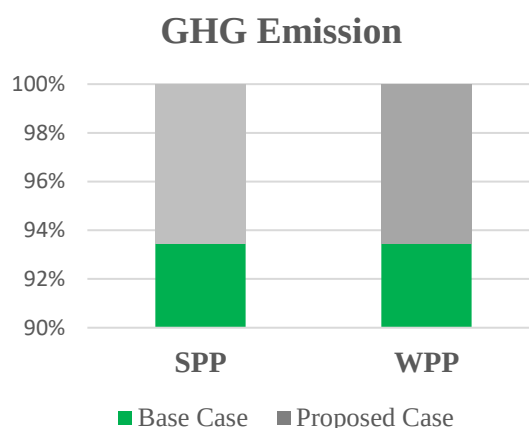
$$\Delta GHG = ABCE - APCE \quad (8)$$

$$GRR = \Delta GHG \times GHG \text{ emission incentives} \quad (9)$$

$$GRC = \frac{NPV}{\Delta GHG} \quad (10)$$

Simbol ΔGHG merepresentasikan total pengurangan emisi yang dicapai, ABCE menunjukkan emisi tahunan pada kondisi dasar (base case), sedangkan APCE menunjukkan emisi tahunan pada kondisi usulan (proposed case). Insentif emisi gas rumah kaca (GHG) mengacu pada nilai moneter yang diberikan per ton pengurangan CO₂ yang berhasil dicapai. Data dasar (baseline) yang digunakan untuk perhitungan ini disajikan pada Tabel 2. Analisis emisi memiliki peran penting dalam mencapai target penurunan emisi pada proses produksi energi. Dalam penelitian ini, analisis dilakukan melalui simulasi menggunakan model RETScreen Expert, yang memungkinkan perbandingan sistematis antara tingkat emisi pada kondisi dasar dan kondisi usulan. Pendekatan ini memfasilitasi identifikasi potensi pendapatan dari pengurangan emisi serta menyediakan kerangka penilaian berbasis bukti dalam mengukur manfaat lingkungan.

Hasil analisis emisi menunjukkan adanya variasi kinerja antara Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) di bawah kondisi iklim yang berbeda. Secara spesifik, estimasi pengurangan emisi gas rumah kaca (GHG) tahunan bruto mencapai 960,1 ton CO₂ untuk PLTS dan 1.255,3 ton CO₂ untuk PLTB, sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 5. Ilustrasi perbandingan tingkat emisi GHG antara kedua sistem energi terbarukan tersebut dapat dilihat pada Gambar 3.



Gambar 3. Analisis Emisi

5. Analisis Skenario Kelayakan

Berdasarkan parameter dan rincian finansial yang telah dijelaskan sebelumnya, analisis kelayakan ekonomi dilakukan untuk menilai tingkat kelayakan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) dengan kapasitas 1 MW. Analisis ini menggunakan tiga skenario umur proyek 20 tahun, 30 tahun, dan 40 tahun guna mengeksplorasi proyeksi alternatif antara potensi keuntungan dan kerugian sebelum implementasi aktual proyek PLTS dan PLTB di Kepulauan Banyak, Aceh Singkil.

Penilaian kelayakan ekonomi dilakukan menggunakan perangkat lunak RETScreen Expert, dengan melibatkan beberapa indikator finansial utama seperti Simple Payback Period (S-PP), Equity Payback Period (E-PP), Net Present Value (NPV), Net Benefit–Cost Ratio (Net B–C), Internal Rate of Return (IRR), serta Levelized Cost of Energy (LCoE). Menurut Hidayatullah (2023), penerapan analisis kelayakan multi-skenario berdasarkan umur proyek berfungsi untuk menggambarkan sejauh mana proyek pembangkit listrik energi terbarukan dapat mempertahankan keberlanjutan ekonominya dalam jangka panjang. Selain itu, pendekatan ini juga memungkinkan identifikasi konfigurasi optimal dan efisiensi ekonomi yang paling mendukung implementasi energi terbarukan di wilayah kepulauan.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Rencana pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan Pembangkit Listrik Tenaga Angin (PLTA Angin) diusulkan dengan konfigurasi proyek berkapasitas 1 MW dalam Skenario 1, yang mengasumsikan umur proyek selama 20 tahun. Potensi energi

terbarukan untuk sumber daya surya dan angin masing-masing tercatat sebesar 4,76 kWh/m²/hari dan 3,1 m/s. Nilai potensi ini kemudian dikonversi menjadi keluaran listrik dengan mempertimbangkan karakteristik teknis dari masing-masing sistem. Berdasarkan kondisi tersebut, sistem fotovoltaik dan turbin angin mampu menghasilkan keluaran tahunan sebesar 1,272 MWh dan 1,664 MWh secara berurutan.

Hasil pemodelan energi juga menunjukkan bahwa proyek PLTS memerlukan sekitar 5.000 panel surya, dengan efisiensi inverter sebesar 95%, faktor kapasitas 14,5%, dan luas lahan total 6.349 m². Sebaliknya, proyek PLTAngin hanya membutuhkan satu unit turbin angin dengan efisiensi inverter yang sama (95%), faktor kapasitas lebih tinggi sebesar 19%, serta jejak lahan yang lebih kecil yaitu 2.290 m².

Dari sisi kinerja lingkungan, hasil analisis emisi menunjukkan bahwa kedua sistem energi terbarukan tersebut mampu mencapai tingkat pengurangan emisi gas rumah kaca (GRK) tahunan bruto sebesar 93%. Namun demikian, total emisi GRK yang berhasil dihindari berbeda secara signifikan, yaitu 960,1 tCO₂ untuk PLTS dan 1.255,3 tCO₂ untuk PLTAngin. Temuan ini menegaskan pentingnya melakukan proyeksi terhadap parameter material dan teknologi, serta menilai dampak lingkungan masing-masing sistem, guna memastikan evaluasi kelayakan yang komprehensif. Ringkasan parameter dan hasil terkait disajikan pada Tabel 2.

1. Analisis Skenario 1: Proyek 20 Tahun

Perbandingan kelayakan ekonomi pada Skenario 1, yang mengevaluasi Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) dengan umur proyek selama 20 tahun, dilakukan melalui analisis kelayakan ekonomi menggunakan simulasi RETScreen Expert. Hasil analisis rinci dari evaluasi tersebut disajikan pada Tabel 4.

Tabel 4. Kelayakan Keuangan Skenario 1

Rasio	PLTS		PLTB	
IRR	4,2%	x	30,7%	✓
S-PP	14,1 thn	✓	6,5 thn	✓
E-PP	17,1 thn	✓	3,5 thn	✓
NPV	\$-256.235	x	\$725.912	✓
Net B/C	0,47	x	3,5	✓
LCoE	\$0,139 kWh	✓	\$0,07 kWh	✓
Potensi	Tidak Layak		Layak	

Berdasarkan hasil perhitungan kelayakan ekonomi pada Skenario 1 (20 tahun) yang membandingkan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB), simulasi rasio keuangan dilakukan menggunakan model RETScreen Expert, sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 7. Nilai Internal Rate of Return (IRR) untuk PLTS sebesar 4,2%, lebih rendah dibandingkan suku bunga acuan bank sebesar 7%, yang menunjukkan bahwa proyek PLTS tidak layak secara finansial. Sebaliknya, IRR PLTB mencapai 30,7%, jauh melampaui tingkat suku bunga acuan, yang menandakan bahwa proyek PLTB layak secara finansial dan lebih menarik untuk mendapatkan pendanaan melalui pinjaman atau kredit investasi.

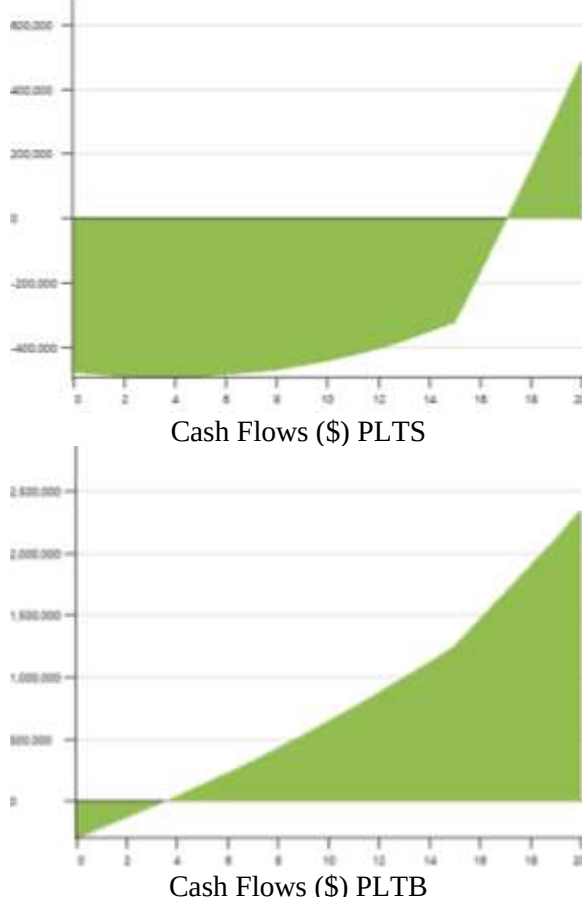
Analisis Payback Period (PP) juga mendukung hasil tersebut, di mana PLTS memiliki Simple Payback Period (S-PP) selama 14 tahun dan Equity Payback Period (E-PP) selama 17,1 tahun. Kedua nilai tersebut masih berada di bawah umur proyek 20 tahun, yang menunjukkan kelayakan bersyarat. Sementara itu, PLTB mencatat nilai S-PP sebesar 6,5 tahun dan E-PP sebesar 3,5 tahun, yang menegaskan potensi pengembalian investasi yang lebih cepat dan efisiensi modal yang lebih tinggi.

Dari sisi Net Present Value (NPV), PLTS menunjukkan nilai sebesar –US\$256.235, berada di bawah nol, sehingga dinilai tidak layak karena menghasilkan profitabilitas negatif. Sebaliknya, PLTB menghasilkan NPV sebesar US\$725.912, yang melebihi nol dan mengonfirmasi kelayakan finansial yang kuat. Hasil serupa juga terlihat pada Net Benefit–Cost Ratio (Net B/C), di mana PLTS memiliki nilai 0,47 (kurang dari 1), menandakan bahwa biaya lebih besar dibandingkan manfaatnya. Sebaliknya, PLTB menunjukkan nilai 3,5, yang berarti proyek tersebut menghasilkan manfaat yang jauh lebih besar dibandingkan biaya yang dikeluarkan.

Dari perspektif Levelized Cost of Energy (LCoE), PLTS mencatat nilai US\$0,139/kWh, sementara PLTB sebesar US\$0,07/kWh. Keduanya lebih rendah dibandingkan tarif listrik nasional Indonesia sebesar US\$0,3/kWh, yang menunjukkan efisiensi biaya dalam produksi listrik.

Secara keseluruhan, hasil perbandingan menunjukkan bahwa pada Skenario 1 dengan umur proyek 20 tahun, proyek PLTS tidak layak secara finansial, sedangkan proyek PLTB sangat layak untuk dikembangkan di wilayah Kepulauan Banyak. Analisis arus kas selama periode operasi

20 tahun, sebagaimana diilustrasikan pada Gambar 4, juga memperlihatkan perbedaan yang signifikan antara arus masuk dan arus keluar antara PLTS dan PLTB, yang semakin menegaskan kinerja finansial unggul serta efisiensi investasi PLTB sepanjang siklus hidup proyek.



Gambar 4. Kumulatif Cash Flows (20 Tahun)

Analisis ini secara jelas menunjukkan bahwa selama umur proyek 20 tahun, Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) gagal menghasilkan arus kas kumulatif yang cukup untuk menutup investasi awalnya. Sebaliknya, Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) menunjukkan kinerja keuangan yang kuat dengan mampu mencapai arus kas positif dalam empat tahun pertama dan menghasilkan total pengembalian kumulatif lebih dari dua kali lipat dari investasi awalnya. Hal ini menegaskan bahwa PLTB memiliki kelayakan ekonomi yang jauh lebih unggul dibandingkan PLTS pada Skenario 1.

2. Analisis Skenario 2: Proyek 30 Tahun

Perbandingan kelayakan ekonomi pada Skenario 2, yang mengevaluasi Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan Pembangkit

Listrik Tenaga Bayu (PLTB) dengan umur proyek selama 30 tahun, dilakukan melalui analisis kelayakan ekonomi menggunakan simulasi RETScreen Expert. Hasil analisis rinci dari evaluasi tersebut disajikan pada Tabel 5.

Tabel 5. Kelayakan Keuangan Skenario 2

Rasio	PLTS		PLTB	
IRR	8,5%	✓	31%	✓
S-PP	14,1 thn	✓	6,5 thn	✓
E-PP	17,1 thn	✓	3,5 thn	✓
NPV	\$-43.829	x	\$1.011.657	✓
Net B/C	0,91	x	4,4	✓
LCoE	\$0,126 kWh	✓	\$0,063 kWh	✓
Potensi		Netral		Layak

Berdasarkan hasil analisis kelayakan ekonomi untuk Skenario 2 (30 tahun) antara Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB), dengan menggunakan simulasi rasio keuangan melalui RETScreen Expert sebagaimana disajikan pada Tabel 8, diperoleh hasil bahwa Internal Rate of Return (IRR) untuk PLTS mencapai 8,5%, yang lebih tinggi dari suku bunga acuan bank sebesar 7%, sehingga proyek PLTS dinyatakan layak secara finansial. Sementara itu, PLTB menghasilkan IRR sebesar 31%, juga jauh di atas tingkat suku bunga acuan, yang menegaskan bahwa proyek PLTB sangat layak secara ekonomi. Temuan ini menunjukkan bahwa proyek PLTB memiliki kekuatan finansial yang lebih besar dan prospek pendanaan yang lebih menjanjikan dibandingkan proyek PLTS dalam hal bankability dan akses pembiayaan.

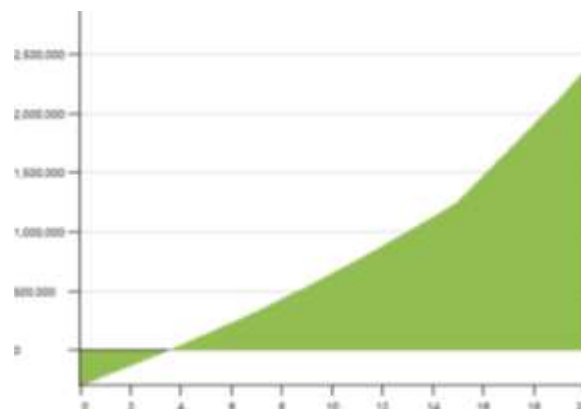
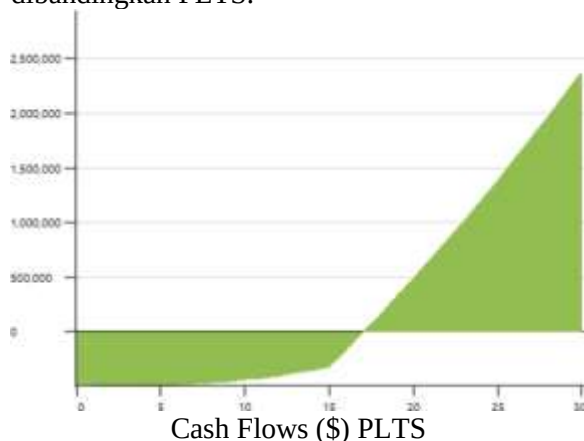
Dari aspek Payback Period (PP), PLTS menunjukkan Simple Payback Period (S-PP) selama 14 tahun dan Equity Payback Period (E-PP) selama 17,1 tahun, keduanya masih berada dalam rentang umur proyek 30 tahun, sehingga dikategorikan layak. Sebaliknya, PLTB menunjukkan tingkat pengembalian modal yang jauh lebih cepat, dengan S-PP sebesar 6,5 tahun dan E-PP sebesar 3,5 tahun, yang keduanya jauh di bawah umur proyek. Dengan demikian, proyek PLTB terbukti memiliki kapasitas pemulihan investasi dan efisiensi finansial yang lebih unggul, menjadikannya pilihan yang lebih menguntungkan untuk diimplementasikan.

Dari sisi profitabilitas investasi, PLTS menghasilkan Net Present Value (NPV) sebesar -US\$43.829, yang bernilai negatif (kurang dari nol), sehingga dinyatakan tidak layak secara finansial. Sebaliknya, PLTB menghasilkan NPV sebesar US\$1.011.657, bernilai positif (lebih dari

nol), yang menunjukkan kelayakan ekonomi yang kuat. Perbedaan signifikan ini memperlihatkan bahwa proyek PLTB memberikan tingkat pengembalian investasi dan efisiensi modal yang lebih baik dibandingkan PLTS. Selain itu, rasio Net Benefit–Cost (Net B/C) untuk PLTS sebesar 0,91, di bawah ambang batas kelayakan (1), menandakan bahwa manfaat yang dihasilkan belum mampu menutupi seluruh biaya. Sebaliknya, PLTB menunjukkan nilai Net B/C sebesar 4,4, jauh di atas 1, yang mengindikasikan tingkat keuntungan yang tinggi dan efisiensi investasi yang solid.

Dari perspektif Levelized Cost of Energy (LCoE), PLTS menghasilkan biaya produksi listrik sebesar US\$0,126/kWh, yang lebih rendah dari tarif listrik nasional Indonesia sebesar US\$0,3/kWh, sehingga tergolong efisien. Namun demikian, PLTB menunjukkan kinerja yang lebih unggul dengan nilai LCoE sebesar US\$0,063/kWh, juga berada di bawah tarif nasional, menandakan efisiensi biaya yang lebih tinggi. Oleh karena itu, pada skenario umur proyek 30 tahun ini, PLTS menunjukkan kelayakan moderat, sedangkan PLTB terbukti sangat layak dan potensial untuk dikembangkan lebih lanjut di wilayah Kepulauan Banyak.

Berdasarkan pola arus kas masuk dan keluar kedua proyek energi terbarukan selama periode operasi 30 tahun yang ditunjukkan pada Gambar 5, terlihat perbedaan yang cukup signifikan. PLTS menunjukkan laju pengembalian modal yang lebih lambat dengan periode arus kas negatif yang lebih panjang, sedangkan PLTB memperlihatkan stabilisasi keuangan yang lebih cepat serta profitabilitas yang berkelanjutan. Variasi ini mencerminkan perbedaan kinerja ekonomi antara kedua sistem, di mana PLTB secara konsisten menunjukkan ketahanan finansial dan potensi pengembalian yang lebih tinggi sepanjang durasi proyek dibandingkan PLTS.



Cash Flows (\$) PLTB

Gambar 5. Kumulatif Cash Flows (30 Tahun)

Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5, terdapat perbedaan yang jelas antara kinerja keuangan kedua pembangkit listrik berdasarkan proyeksi arus kas kumulatif selama periode proyek 30 tahun. Untuk Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS), arus kas tetap negatif dari tahun 0 hingga tahun 17, mencerminkan periode kesulitan keuangan yang panjang dan tertundanya pemulihan modal. Proyek mulai menunjukkan pemulihan pada tahun ke-18 dengan arus kas positif sebesar \$153,001. Pada akhir Skenario 2 (30 tahun), arus kas kumulatif PLTS mencapai \$2,367,601, berhasil menutupi investasi awal sebesar \$1,612,464 dan menegaskan kelayakan finansial jangka panjangnya.

Sebaliknya, Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) mengalami arus kas negatif hanya selama tiga tahun pertama, kemudian memasuki fase pemulihan cepat mulai tahun ke-4 dengan arus kas sebesar \$42,006. Pada akhir skenario 30 tahun, PLTB mencapai kinerja keuangan yang kuat dengan arus kas kumulatif sebesar \$4,876,497, jauh melebihi investasi awal sebesar \$1,000,001. Oleh karena itu, berdasarkan hasil arus kas kumulatif untuk Skenario 2, dapat disimpulkan bahwa PLTS mencapai kelayakan finansial dalam jangka panjang, sementara PLTB menunjukkan keberhasilan dan keberlanjutan finansial yang lebih unggul sepanjang siklus hidup proyek.

3. Analisis Skenario 3: Proyek 40 Tahun

Perbandingan kelayakan ekonomi pada Skenario 3, yang mengevaluasi Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) dengan umur proyek selama 40 tahun, dilakukan melalui analisis kelayakan ekonomi menggunakan

simulasi RETScreen Expert. Hasil analisis rinci dari evaluasi tersebut disajikan pada Tabel 6.

Tabel 6. Kelayakan Keuangan Skenario 3

Rasio	PLTS		PLTB	
IRR	9,6%	✓	63,6%	✓
S-PP	14,1 thn	✓	3,9 thn	✓
E-PP	17,1 thn	✓	1,6 thn	✓
NPV	\$65.558	✓	\$2.487.754	✓
Net B/C	1,1	✓	9,4	✓
LCoE	\$0,121 kWh	✓	\$0,039 kWh	✓
Potensi	Layak		Layak	

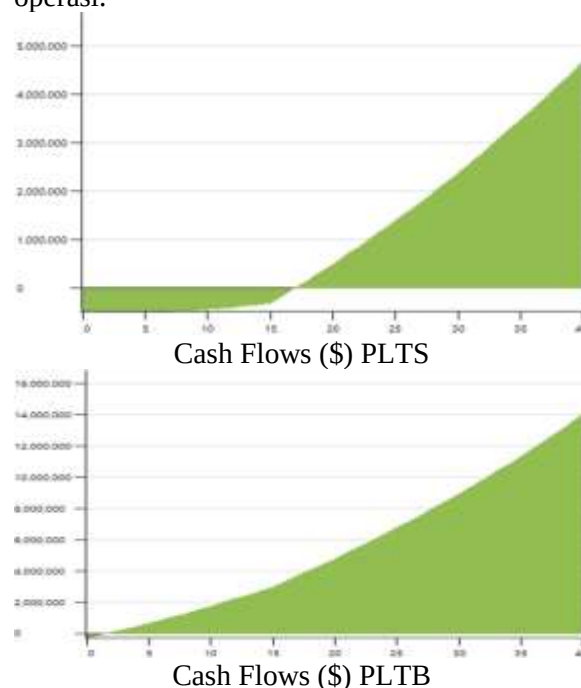
Berdasarkan perhitungan potensi kelayakan ekonomi untuk Skenario 3 (40 tahun) yang membandingkan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB), menggunakan rasio keuangan yang disimulasikan melalui RETScreen Expert seperti terlihat pada Tabel 8, terlihat perbedaan yang mencolok dalam kelayakan finansial keduanya. Tingkat pengembalian internal (IRR) untuk PLTS mencapai 9,6%, melebihi suku bunga bank sebesar 7%, sehingga PLTS dikategorikan layak secara finansial. Sementara itu, IRR PLTB mencapai 63,6%, juga lebih tinggi dari 7%, menunjukkan kelayakan finansial yang sangat kuat. Hal ini menunjukkan bahwa proyek PLTB jauh lebih menarik dibandingkan PLTS dalam menarik investasi atau memperoleh pembiayaan bank.

Rasio Payback Period (PP) untuk PLTS menunjukkan simple payback period selama 14 tahun dan equity payback period selama 17,1 tahun—keduanya lebih kecil dari umur proyek 40 tahun, menegaskan kelayakannya. Sedangkan PLTB memiliki simple dan equity payback period masing-masing hanya 3,9 dan 1,6 tahun, jauh di bawah umur proyek, sehingga lebih menguntungkan dalam hal pemulihan modal cepat dan profitabilitas jangka panjang.

Analisis Net Present Value (NPV) memperkuat kesimpulan ini, dengan PLTS menghasilkan \$65,558 ($NPV > 0$), menandakan kelayakan, sementara PLTB mencapai NPV jauh lebih tinggi sebesar \$2,487,754, menunjukkan kinerja ekonomi superior. Rasio Net Benefit-Cost (Net B/C) PLTS sebesar 1,1 (>1) menandakan layak, sedangkan PLTB mencapai rasio 9,4 (>1), menunjukkan profitabilitas dan manfaat relatif terhadap biaya yang jauh lebih tinggi. Dari sisi biaya energi, Levelized Cost of Energy (LCoE) PLTS sebesar \$0,126/kWh, masih di bawah tarif listrik nasional \$0,3/kWh, menegaskan efisiensi

biaya. PLTB bahkan lebih kompetitif dengan LCoE \$0,039/kWh, menunjukkan keberlanjutan jangka panjang yang lebih kuat.

Secara keseluruhan, metrik keuangan ini menegaskan bahwa meskipun kedua proyek layak secara ekonomi, PLTB secara signifikan lebih unggul dibanding PLTS dalam pemulihan modal, profitabilitas, dan efisiensi biaya, menjadikannya opsi yang lebih strategis untuk pengembangan energi terbarukan di Kepulauan Banyak. Mengacu pada pola arus kas masuk dan keluar selama 40 tahun proyek, seperti terlihat pada Gambar 6, terlihat kontras yang jelas, menekankan ketahanan finansial dan kinerja superior PLTB dibanding PLTS sepanjang masa operasi.



Gambar 6. Kumulatif Cash Flows (40 Tahun)

Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 11, terdapat perbedaan yang signifikan antara kedua pembangkit listrik ketika dianalisis berdasarkan arus kas kumulatif selama masa proyek 40 tahun. Untuk Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS), arus kas tetap negatif dari tahun 0 hingga tahun 17, menunjukkan periode kesulitan finansial yang panjang di mana proyek belum mampu memulihkan investasi awalnya. Pemulihan mulai terjadi pada tahun ke-18 dengan arus kas positif sebesar \$153.001, dan terus meningkat seiring waktu. Pada akhir Skenario 3 (40 tahun), arus kas kumulatif PLTS mencapai \$4.660.601, menunjukkan bahwa proyek mampu sepenuhnya memulihkan investasi awal sebesar \$1.612.464 sekaligus menghasilkan keuntungan yang signifikan.

Sebaliknya, Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) menunjukkan periode pemulihan yang jauh lebih singkat. Hanya pada tahun pertama arus kas negatif tercatat, sementara pemulihan terjadi dengan cepat pada tahun ke-2 dengan arus kas positif sebesar \$68.864. Pada akhir Skenario 3 (40 tahun), PLTB mencapai keberhasilan finansial yang luar biasa, dengan arus kas kumulatif sebesar \$14.004.984, jauh melebihi total investasi sebesar \$1.000.001.

Hasil ini menunjukkan bahwa meskipun kedua sistem menjadi layak secara ekonomi dalam jangka panjang, PLTB memiliki efisiensi finansial yang jauh lebih tinggi dan periode pengembalian modal yang lebih cepat dibandingkan PLTS.

Pembahasan

Berdasarkan analisis kelayakan ekonomi untuk Skenario 1 (20 tahun) pada proyek Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) di Kepulauan Banyak, meskipun investasi dapat dipulihkan dalam waktu yang relatif singkat, proyek mengalami kesulitan dalam menghasilkan keuntungan yang memadai untuk menutupi belanja modal. Berdasarkan perhitungan Payback Period, investasi memerlukan waktu yang cukup panjang untuk pulih, sementara Net Present Value (NPV) tetap negatif sebesar -\$256.235. Hal ini menunjukkan bahwa meskipun Levelized Cost of Electricity (LCoE) lebih rendah dibandingkan tarif listrik nasional, potensi finansial proyek tetap terbatas karena tidak mampu menghasilkan keuntungan yang cukup untuk menutup total investasi selama 20 tahun. Analisis arus kas kumulatif menunjukkan bahwa PLTS mengalami 17 tahun tekanan finansial, dengan hanya 3 tahun menghasilkan arus kas positif. Pola serupa ditemukan pada proyek PLTS di Ghana, yang dinyatakan tidak layak secara finansial dengan NPV negatif sebesar \$9.856.990 dan Payback Period yang terlalu panjang, menunjukkan kesulitan dalam mencapai profitabilitas (Agyekum et al., 2020).

Sebaliknya, Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) di Kepulauan Banyak menunjukkan hasil yang lebih menguntungkan. Proyek ini memiliki Payback Period lebih pendek dan NPV positif sebesar \$725.912, menunjukkan bahwa investasi dapat dipulihkan relatif cepat sekaligus menghasilkan keuntungan signifikan. Biaya produksi listrik yang lebih rendah dibandingkan tarif nasional semakin memperkuat kelayakan finansial dan keberlanjutan jangka panjang. Analisis arus kas kumulatif

menunjukkan PLTB hanya mengalami tiga tahun tekanan finansial, yang masih berada dalam batas normal operasional. Temuan serupa dilaporkan pada proyek PLTB di Libya, di mana proyek mencapai NPV positif sebesar \$1.798.379 dan Payback Period yang lebih pendek, memperkuat argumen untuk pengembangan pembangkit listrik berbasis angin (Kassem et al., 2023).

Pada Skenario 2 (30 tahun), proyek PLTS menunjukkan peningkatan marginal. Meski Payback Period menunjukkan investasi dapat dipulihkan sebelum akhir umur proyek, NPV tetap negatif sebesar -\$43.829. Hal ini menandakan bahwa meskipun proyek berpotensi memulihkan modal, profitabilitasnya masih belum mencukupi untuk menutupi biaya jangka panjang. Biaya produksi tetap di bawah tarif listrik nasional, namun proyek gagal menghasilkan margin keuntungan yang berkelanjutan. Analisis arus kas kumulatif menunjukkan PLTS mengalami 17 tahun tekanan finansial dan 13 tahun arus kas positif. Pola serupa ditemukan pada proyek PLTS di Ghana dengan Payback Period panjang dan NPV negatif -\$4.564.445, menegaskan keterbatasan kelayakan finansialnya (Hidayatullah, 2023).

Sebaliknya, PLTB di Kepulauan Banyak menunjukkan stabilitas finansial lebih tinggi dan profitabilitas lebih besar. Dengan Payback Period yang lebih cepat dan NPV positif sebesar \$1.011.657, proyek ini menunjukkan kemampuan pemulihan investasi yang kuat sekaligus menghasilkan keuntungan signifikan. Biaya produksi yang relatif rendah dibandingkan tarif nasional memberi keunggulan kompetitif, memastikan keberlanjutan ekonomi jangka panjang. Data arus kas kumulatif menunjukkan PLTB hanya mengalami tiga tahun tekanan finansial, tetap berada dalam batas operasional yang layak. Temuan sebanding terlihat pada proyek PLTB di Libya, dengan NPV \$5.640.383 dan Payback Period lebih pendek, menegaskan daya tarik ekonomi yang superior (Hasibuan et al., 2024).

Dalam Skenario 3 (40 tahun), proyek PLTS berhasil mencapai NPV positif sebesar \$65.558, mencerminkan peningkatan kinerja finansial meskipun keuntungan relatif kecil selama umur proyek yang diperpanjang. Hal ini menunjukkan bahwa proyek mampu menghasilkan arus kas stabil dan memulihkan investasi sebelum umur proyek selesai, namun masih terbatas dalam menghasilkan profit signifikan. Analisis arus kas kumulatif menunjukkan PLTS mengalami 17 tahun tekanan

finansial, diikuti 23 tahun arus kas positif, menandakan stabilisasi finansial secara bertahap. Peningkatan serupa tercatat pada proyek PLTS di Siprus, dengan NPV positif \$52.338.408 dan Payback Period relatif singkat, menegaskan meningkatnya kelayakan energi surya pada jangka waktu operasi yang lebih panjang (Kassem et al., 2023).

Sementara itu, proyek PLTB pada Skenario 3 menunjukkan hasil finansial yang jauh lebih kuat. Proyek ini memiliki Payback Period sangat pendek dan NPV positif sebesar \$2.487.754, menunjukkan pengembalian investasi yang tinggi dan daya tahan ekonomi yang kuat. Investasi modal pulih dengan cepat, sekaligus menghasilkan keuntungan yang melebihi total biaya, menegaskan kelayakan finansial dan potensi ekspansi jangka panjang. Analisis arus kas kumulatif menunjukkan PLTB hanya mengalami satu tahun tekanan finansial, menandai pemulihan tercepat di antara semua skenario dan sistem energi yang dianalisis. Kasus serupa ditemukan pada proyek PLTB di Pakistan, dengan NPV positif CAD 460.816 dan Payback Period lebih pendek, menegaskan profitabilitas dan daya tarik investasi energi angin yang lebih tinggi dibandingkan alternatif surya (Khan et al., 2022).

KESIMPULAN

Berdasarkan temuan penelitian, dapat disimpulkan bahwa pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) di Kepulauan Banyak secara finansial lebih layak dibandingkan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) pada seluruh skenario umur proyek yang dievaluasi. Pada Skenario 1 (20 tahun), meskipun PLTS menunjukkan potensi untuk memulihkan investasinya dalam jangka waktu yang wajar, analisis finansial mengungkapkan risiko signifikan dengan Net Present Value (NPV) negatif dan rasio manfaat-biaya (B/C) rendah, menandakan profitabilitas terbatas dan kerentanan finansial. Sebaliknya, PLTB menunjukkan pemulihan investasi lebih cepat dan efisien, didukung oleh NPV positif, B/C tinggi, serta biaya produksi lebih rendah dibandingkan tarif listrik nasional, menunjukkan kinerja finansial superior dan risiko investasi yang lebih rendah.

Pada Skenario 2 (30 tahun), PLTB tetap unggul dibanding PLTS, dengan Payback Period lebih cepat, NPV lebih tinggi, dan Levelized Cost

of Electricity (LCoE) lebih rendah, memperkuat keberlanjutan finansial jangka panjang. Meskipun PLTS menunjukkan perbaikan dengan sebagian investasi dapat dipulihkan, rasio finansialnya masih lemah, menandakan tantangan berkelanjutan dalam mencapai profitabilitas. Analisis arus kas kumulatif juga memperlihatkan bahwa PLTB pulih lebih cepat dan mempertahankan profitabilitas stabil dibandingkan PLTS.

Pada Skenario 3 (40 tahun), keunggulan jangka panjang PLTB semakin menonjol. Proyek ini mempertahankan NPV positif yang tinggi dan arus kas kumulatif paling cepat, sementara PLTS, meskipun berhasil memulihkan investasinya, masih kesulitan menghasilkan keuntungan signifikan akibat surplus arus kas yang terbatas. Dengan demikian, PLTB menunjukkan efisiensi finansial lebih tinggi, periode pengembalian modal lebih cepat, dan kinerja ekonomi yang lebih andal sepanjang umur proyek dibandingkan PLTS.

Secara keseluruhan, analisis menunjukkan bahwa pembangkit listrik tenaga angin menawarkan kelayakan ekonomi lebih kuat dan pengembalian investasi lebih tinggi dibandingkan pembangkit surya dalam kondisi investasi yang sama di Kepulauan Banyak. Oleh karena itu, penelitian ini merekomendasikan prioritas pengembangan proyek PLTB sebagai opsi strategis untuk memperluas infrastruktur energi terbarukan. Adopsi PLTB di wilayah kepulauan ini diharapkan meningkatkan ketahanan energi lokal, mengurangi ketergantungan pada bahan bakar fosil, mendukung pembangunan rendah karbon, dan membuka peluang ekonomi baru bagi masyarakat setempat.

DAFTAR PUSTAKA

- Agyekum, E. B., Aforu, B. K., & Ansah, M. N. S. (2020). *Effect of Solar Tracking on the Economic Viability of a Large-Scale PV Power Plant*.
- Bank Indonesia. (2023). Data Inflasi. <https://www.bi.go.id/Id/Statistik/Ekonomi-Keuangan/Spip/Default.aspx?indikator/Dat-a-Inflasi.aspx>, 1.
- EDSM. (2022). *Statistik Ketenagalistrikan Tahun 2021*.
- ESDM. (2021). Kuartal III 2021, Konsumsi Listrik Per Kapita Meningkat Capai 1.109

- kWh. <https://www.esdm.go.id/en/berita-unit/directorate-general-of-electricity/kuartal-iii-2021-konsumsi-listrik-per-kapita-meningkat-capai-1109-kwh#:~:Text=Pemerintah%20mencatat%20konsumsi%20listrik%20meningkat,III%202021%20per%20September%202021.,1>.
- Hasibuan, A., Isa, M., Mohd, I. Y., Siti, R. A. R., & Hadi, S. (2021). Evaluation of 20 kV Distribution Network Losses In Radial Distribution Systems Due to Distributed Generation Penetration. *Journal of Physics: Conference Series*, 2129(1), 12085.
- Hasibuan, A., Mursalin, Daud, M., Kurniawan, R., Siregar, W. V., & Safna, P. A. (2022). Comparison Analysis Of Electricity Use By State Electricity Company With Renewable Energy Sources In Household Type 54. *2022 6th International Conference on Electrical, Telecommunication and Computer Engineering (ELTICOM)*, 24–29. <https://doi.org/10.1109/ELTICOM57747.2022.10037828>
- Hasibuan, A., Sayuti, M., Siregar, W. V., Daud, M., Hidayatullah, F., & Fahroji, R. (2022). Analysis of Selection of Wind Turbine as a Source Of Additional Electricity in the Tourism Area Banyak Island, Indonesia. *Doi*, 10, 633–645.
- Hasibuan, A., Sayuti, M., Siregar, W. V., Daud, M., Hidayatullah, F., Kurniawan, R., & Fachroji, R. (2024). Economic Comparison of Renewable Energy Potential for Lighting in the Banyak Islands, Indonesia. *International Journal on Energy Conversion*, 12(5).
- Hasibuan, A., Sayuti, M., Siregar, W. V., Hidayatullah, F., Kurniawan, R., & Fahroji, R. (2023). Optimizing Renewable Energy Potential for Tourism in Banyak Area, Aceh Singkil, Indonesia, Using Analytical Hierarchy Process as Alternative Energy. *2023 2nd International Conference on Computer System, Information Technology, and Electrical Engineering (COSITE)*, 19–24.
- Hidayatullah, F. (2023). Efisiensi Potensi Ekonomis Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Dan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) Dalam Pemanfaatan Energi Terbarukan di Kepulauan Banyak Aceh Singkil Menggunakan RETScreen Expert. Universitas Malikussaleh.
- Hidayatullah, F., Hasibuan, A., Siregar, W. V., Isa, M., Sayuti, M., & Daud, M. (2024). Estimating Economic Potential for Renewable Energy Using the Retscreen Expert Method in Archipelago Areas. Available at SSRN 5149783.
- Kassem, Y., Camur, H., & Mosbah, A. A. S. (2023). Feasibility Analysis of the Wind Energy Potential in Libya using the RETScreen Expert. *Engineering, Technology & Applied Science Research*, 13(4), 11277–11289.
- KESDM. (2018). PANDUAN STUDI KELAYAKAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA (PLTS) TERPUSAT.
- KESDM. (2019). Panduan Studi Kelayakan Pembangkit Listrik Energi Terbarukan Terpusat.
- Khairunnisyah, P., & Pradana, A. E. (2022). Analisa Studi Kelayakan Pembangunan PLTS 10 kWp di Graha YPK PLN. *13(03)*, 160–165. <https://doi.org/10.22441/jte.2022.v13i3.006>
- Khan, M. M., Shafi, M. A., Akram, B., Tariq, M. U., Sarmad, R., Mahmood, H. A. M., & Soucase, B. M. (2022). Financial Analysis of PV-Wind Cogeneration for a Remote Village in Gwadar-Pakistan. *South. J. Res*, 2, 145–152.
- Ly, T. B., Pham, C. D., Nguyen, A. N., Nguyen, A. N. B., Nguyen, N. T., Nguyen, L. V., Nguyen, Q. D., Pham, K. Q., Nguyen, M. D., & Le, P. K. (2024). Techno-economic analysis case study of energy production utilizing cashew shell agro-waste in Vietnam. *Energy for Sustainable Development*, 80, 101423.
- Nasa. (2022). Nasa Power Data Access Viewer Classic. <https://Power.Larc.Nasa.Gov>, 1–10.
- Nematollahi, O., & Kim, K. C. (2017). A feasibility study of solar energy in South Korea. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77, 566–579.
- OJK. (2023). Suku Bunga Dasar Kredit, 2023. <https://ojk.go.id/id/kanal/perbankan/pa>

- ges/Suku-Bunga-Dasar.Aspx., 1.
- Pan, Y., Liu, L., Zhu, T., Zhang, T., & Zhang, J. (2017). Feasibility analysis on distributed energy system of Chongming County based on RETScreen software. *Energy*, 130, 298–306.
- Paradongan, H. T., Hakam, D. F., Wiryono, S. K., Prahastono, I., Aditya, I. A., Banjarnahor, K. M., Sinisuka, N. I., & Asekomeh, A. (2024). Techno-economic feasibility study of solar photovoltaic power plant using RETScreen to achieve Indonesia energy transition. *Heliyon*, 10(7).
- PLN. (2021). Statistik PLN 2021. <https://Web.Pln.Co.Id/Stakeholder/Laporan-Statistik>, 2021, 1.
- Rifansyah, M., & Hakam, D. F. (2024). Techno economic study of floating solar photovoltaic project in Indonesia using RETScreen. *Cleaner Energy Systems*, 9, 100155.
- Rubinstein, R. Y., & Kroese, D. P. (2016). *Simulation and the Monte Carlo method*. John Wiley & Sons.
- Siregar, W. V., Hasibuan, A., Khairawati, Setiawan, D., & Widarjo, W. (2021). Households carbon emissions in aceh, indonesia: Regulator perspective. *Quality - Access to Success*, 22(184), 111–114. <https://doi.org/10.47750/QAS/22.184.14>
- Syuhada, A., Fuadi, Z., & Satari, B. A. (2019). Analisa Potensi Energi Surya untuk Energi Listrik Banda Aceh dan Sekitarnya. *Jurnal Teknik Mesin Unsyiah*, 7(1), 15–20.