

Techno-Economic Evaluation of a Bagasse Gasification Biomass Power Plant in the Sugar Industry

Article History:

Received

10 February 2026

Revised

12 April 2026

Accepted

20 April 2026

**DIMAS SURYA FIRMANSYAH, ROYB FATKHUR RIZAL,
MISBAHUL MUNIR**

Fakultas Vokasi, Universitas Negeri Malang

Email: fatkhurizal.fv@um.ac.id**ABSTRAK**

Pemanfaatan ampas tebu untuk pembangkit listrik di pabrik gula masih didominasi boiler konvensional yang kurang efisien. Studi ini menilai kelayakan ekonomi sistem pembangkit *hybrid* gasifikasi ampas tebu menggunakan perangkat lunak HOMER Pro. Model mencakup gasifier biomassa, generator diesel, dan koneksi jaringan, dengan data operasional Pabrik Gula Krebet. Empat skenario sensitivitas menguji variasi biaya investasi, biaya operasional, dan harga biomassa. Sistem *hybrid* menghasilkan *Net Present Cost* 14,2 juta USD dan *Levelized Cost of Electricity* 0,088 USD/kWh, secara signifikan mengungguli sistem eksisting dengan NPC 21,1 juta USD dan LCOE 0,203 USD/kWh. Kelayakan investasi didukung *Internal Rate of Return* 12% dan periode pengembalian 4,8 tahun. Analisis sensitivitas membuktikan ketahanan ekonomi meskipun terjadi kenaikan biaya 20% dan harga biomassa lebih tinggi.

Kata kunci: ampas tebu, gasifikasi, HOMER Pro, tekno-ekonomi, pembangkit

ABSTRACT

Bagasse utilization for power generation in sugar mills remains dominated by inefficient conventional boilers. This study assesses economic feasibility of a hybrid bagasse gasification power system using HOMER Pro software. The model includes a biomass gasifier, diesel generator, and grid connection, using operational data from Krebet Sugar Factory. Four sensitivity scenarios examined variations in investment cost, operational cost, and biomass price. The hybrid system yields a Net Present Cost of 14.2 million USD and Levelized Cost of Electricity of 0.088 USD/kWh, substantially outperforming the existing system with NPC 21.1 million USD and LCOE 0.203 USD/kWh. Investment viability is supported by an Internal Rate of Return of 12% and payback period of 4.8 years. Sensitivity analysis verifies economic resilience despite 20% cost escalation and elevated biomass prices.

Keywords: bagasse, gasification, HOMER Pro, techno-economic, power plant

This is an open access article under the [CC BY-SA](https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/) license



1. PENDAHULUAN

Pemanfaatan biomassa sebagai sumber energi terbarukan semakin relevan dengan transisi energi rendah karbon, terutama untuk sektor industri yang banyak menghasilkan residu biomassa internal. Industri gula termasuk dalam sektor agroindustri dan memiliki karakteristik khusus dengan banyaknya limbah berupa *bagasse* yang dihasilkan saat proses penggilingan. Dalam pendekatan konvensional, *bagasse* digunakan sebagai bahan bakar boiler untuk pembangkitan listrik uap. Metode ini masih memiliki keterbatasan dalam konversi dan efisiensi dan operasi sistem pembangkitannya **(Pradana, 2023)(Guerrero, dkk, 2023)**.

Perkembangan teknologi gasifikasi memberikan pilihan konversi biomassa yang lebih efisien dengan proses termokimia yang mengubah biomassa menjadi gas sintesis, yang kemudian bisa digunakan pada mesin bakar gas untuk menghasilkan listrik **(Safarian, dkk, 2020), (Saputro, dkk, 2023)**. Sistem gasifikasi bisa meningkatkan efisiensi energi dan mengurangi emisi lebih baik dibandingkan pembakaran langsung, asalkan diatur dengan parameter operasi yang tepat. Selain itu, teknologi ini memungkinkan penggunaan sistem pembangkit tenaga dengan kapasitas menengah yang sesuai dengan kebutuhan beban industri gula **(Muthia & Putro, 2025)**.

Dari sudut pandang ekonomi, penerapan pembangkit biomassa tidak hanya bergantung pada kemampuan teknisnya, tetapi juga pada beberapa indikator keuntungan investasi seperti Biaya *Net Present* (NPC), Biaya Listrik Rata-rata (LCOE), Tingkat Pengembalian Internal (IRR), dan Periode Pengembalian Dana (PBP) **(Nuryadi & Nuryani, 2024)**. Beberapa penelitian menunjukkan bahwa perubahan harga biomassa dan tingkat diskonto sangat memengaruhi nilai LCOE serta masa kembali investasi. Oleh karena itu, analisis tekno-ekonomi yang terpadu menjadi syarat penting sebelum mengambil keputusan investasi.

Safarian et al. (2020) menunjukkan bahwa dalam sistem gasifikasi berbasis limbah biomassa, biaya modal awal (*capital cost*) memiliki dampak besar terhadap nilai NPC total proyek tersebut **(Safarian, dkk, 2020)**. Temuan tersebut diperkuat oleh analisis Gian, yang menyatakan bahwa kelayakan proyek pembangkit biomassa sangat bergantung pada stabilitas harga bahan bakar dan kebijakan insentif energi terbarukan **(Gian, 2025)**. Dengan demikian, analisis tekno-ekonomi yang komprehensif menjadi krusial dalam meminimalkan risiko investasi.

Untuk meminimalkan risiko dan ketidakpastian saat merencanakan sistem energi, banyak ahli mengandalkan pendekatan pemodelan dan simulasi. Seperti yang diungkapkan dalam studi Elwan dan Habibuddin (2021), penggunaan *software* optimasi seperti HOMER sangat membantu kita dalam mengevaluasi berbagai rancangan sistem untuk mencari opsi yang paling hemat biaya, sekaligus menyeimbangkan aspek teknis dan ekonominya **(Elwan & Habibuddin, 2021)**. Temuan ini sejalan dengan riset Hiranobe et al. (2024) yang menyebutkan bahwa simulasi dengan HOMER sangat efektif untuk menemukan konfigurasi sistem energi terbarukan terbaik, terutama dengan mencocokkan berbagai komponen pembangkit dan fluktuasi beban Listrik **(Hiranobe, dkk, 2024)**.

Di Indonesia, riset mengenai gasifikasi biomassa umumnya masih berfokus pada limbah seperti sekam padi atau bahan non-tebu lainnya. Kajian yang secara khusus membahas pemanfaatan ampas tebu untuk pembangkit listrik di pabrik gula nyatanya masih cukup terbatas. Sebagai perbandingan, Harnowo dan Yunaidi, (2021) menemukan bahwa gasifikasi sekam padi bisa menguntungkan secara ekonomi pada skala tertentu, asalkan manajemen logistik dan kontinuitas pasokannya terjamin **(Harnowo & Yunaidi, 2021)**. Hal ini sejalan dengan pandangan Larasati et al. (2019), yang menyebutkan bahwa tantangan utama implementasi

biomassa di tanah air terletak pada keekonomian dan skala industri, khususnya dalam menjaga stabilitas biaya produksi energi (**Larasati, dkk, 2019**). Di sisi lain, laporan IRENA (2023) menggarisbawahi bahwa jika industri mau mengoptimalkan sumber energi lokalnya melalui analisis kelayakan yang matang, mereka bisa memperkuat ketahanan energi sekaligus memangkas biaya operasional jangka Panjang (**IRENA, 2023**). Mengingat setiap jenis biomassa memiliki karakteristik teknis dan ekonomi yang unik sehingga menghasilkan performa yang berbeda, ampas tebu di industri gula tentu membutuhkan evaluasi yang lebih spesifik dan sesuai konteks.

Berdasarkan uraian tersebut, permasalahan utama dalam penelitian ini berfokus pada analisis kelayakan tekno-ekonomi implementasi pembangkit listrik berbasis gasifikasi ampas tebu dibandingkan dengan sistem *genset-grid* konvensional, serta kajian sensitivitas kelayakan ekonomi terhadap fluktuasi biaya investasi, operasional, dan harga biomassa. Oleh karena itu, penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi kelayakan tekno-ekonomi dari pembangkit listrik gasifikasi berbahan bakar ampas tebu melalui pendekatan simulasi optimasi, dengan menganalisis indikator utama seperti *Net Present Cost* (NPC), *Levelized Cost of Electricity* (LCOE), *Internal Rate of Return* (IRR), dan *Payback Period* (PBP). Selain itu, dilakukan pula analisis sensitivitas terhadap berbagai parameter ekonomi kunci guna menghasilkan evaluasi yang lebih komprehensif, realistis, serta dapat menjadi dasar yang kuat dalam pengambilan keputusan investasi di sektor agroindustri.

2. METODA

2.1 Kerangka Analisis Penelitian

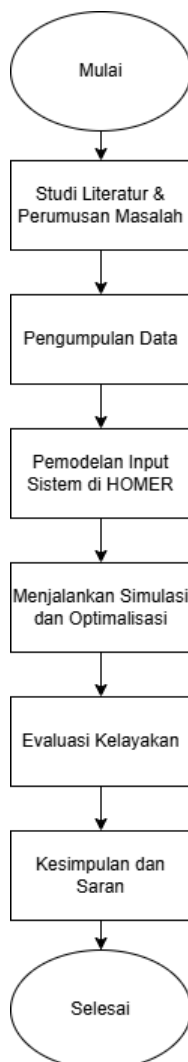
Alur penelitian yang dilakukan secara sistematis terlihat pada Gambar 1 Diagram alir ini menunjukkan langkah-langkah dalam penelitian, mulai dari identifikasi masalah hingga menyimpulkan hasil berdasarkan simulasi dan evaluasi kelayakan.

Penelitian dimulai dengan studi literatur dan perumusan masalah untuk mengidentifikasi kesenjangan penelitian serta menentukan parameter analisis yang relevan. Tahap berikutnya adalah pengumpulan data, yang terdiri atas data teknis (profil beban listrik dan potensi ampas tebu) serta data ekonomi (CAPEX, OPEX, *discount rate*, dan tarif listrik) (**Adi, dkk, 2025**). Data yang telah diperoleh kemudian dimasukkan ke dalam perangkat lunak HOMER Pro untuk dilakukan pemodelan sistem. Pada tahap ini ditentukan konfigurasi komponen, kapasitas sistem, serta parameter ekonomi yang digunakan dalam simulasi.

Tahap selanjutnya adalah menjalankan simulasi dan proses optimisasi. HOMER akan mengevaluasi berbagai konfigurasi sistem dan menentukan solusi optimal berdasarkan nilai *Net Present Cost* (NPC) minimum. Hasil simulasi kemudian dianalisis pada tahap evaluasi kelayakan menggunakan indikator *Net Present Cost* (NPC), *Internal Rate of Return* (IRR), *Levelized Cost of Electricity* (LCOE), dan *Payback Period* (PBP). Tahap akhir adalah penyusunan kesimpulan dan rekomendasi berdasarkan hasil analisis tersebut.

Penelitian ini menggunakan pendekatan analisis tekno-ekonomi (TEA) berdasarkan simulasi numerik untuk mengevaluasi apakah pembangkit listrik berbahan bakar biomassa berupa gasifikasi ampas tebu di industri gula layak secara teknis dan ekonomis. Analisis dilakukan pada sistem terhubung ke jaringan dengan mempertimbangkan interaksi antara produksi energi, konsumsi internal, dan ekspor listrik ke jaringan. Umur proyek diasumsikan 25 tahun dengan pendekatan *discounted cash flow* (DCF), yang umum digunakan dalam evaluasi proyek

energi terbarukan. Tingkat diskonto ditetapkan berdasarkan *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) yang merepresentasikan risiko investasi sektor energi di Indonesia.

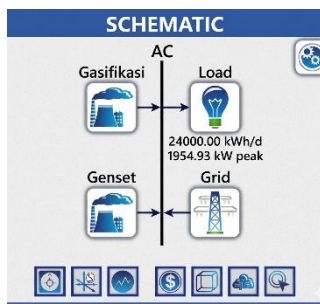


Gambar 1. Diagram Alur Penelitian

2.2 Konfigurasi Sistem Pembangkit

Dalam penelitian ini, sistem pembangkit listrik dimodelkan dengan menggunakan perangkat lunak HOMER Pro untuk mengevaluasi kemampuan teknis dan aspek ekonomi dari pembangkit listrik biomassa berbasis gasifikasi limbah tebu di industri gula. Sistem yang ditunjukkan pada Gambar 2 terdiri dari beberapa komponen utama, yaitu *biomass gasifier generator*, *diesel generator*, *grid*, dan beban listrik industri. Gambar tersebut menunjukkan hubungan antar komponen sistem yang terdiri dari sumber energi biomassa, generator listrik, sistem pembangkit cadangan *diesel*, serta koneksi dengan *grid* untuk memenuhi kebutuhan beban listrik industri gula.

Gasifier biomassa berperan sebagai sumber tenaga utama dengan memanfaatkan limbah tebu sebagai bahan bakar. Energi dari proses gasifikasi kemudian digunakan untuk menghasilkan listrik melalui *generator*. Selain itu, sistem juga memiliki *genset diesel* sebagai sumber energi cadangan yang digunakan ketika produksi energi dari biomassa tidak cukup untuk memenuhi kebutuhan listrik. *Grid* dianggap sebagai sumber energi tambahan yang bisa memberikan listrik ketika dibutuhkan.



Gambar 2. Schematic HOMER

2.3 Data Input Simulasi

Penelitian ini menggunakan data simulasi yang diperoleh dari data operasional Pabrik Gula Krebet serta data sekunder dari literatur yang terkait dengan sistem pembangkit listrik berbasis biomassa. Data tersebut digunakan sebagai acuan dalam proses membuat model sistem pembangkit listrik yang memanfaatkan ampas tebu dengan bantuan perangkat lunak HOMER Pro.

Parameter utama yang digunakan dalam simulasi mencakup potensi biomassa dari ampas tebu, sifat-sifat generator, nilai kalor dari biomassa, serta durasi operasi sistem pembangkit. Pemanfaatan tebu sebagai sumber energi untuk memenuhi kebutuhan listrik di lingkungan pabrik gula memiliki potensi yang tinggi.

Tabel 1. Data produksi tebu dan ampas tebu

Parameter	Nilai	Satuan
Rata-rata produksi ampas tebu	16,53	ton/hari
Produksi ampas tebu	57,83	ton/hari
Rasio ampas tebu	29	%
Periode Giling	Mei - November	Bulan

Tabel 2. Karakteristik energi ampas tebu

Parameter	Nilai
Jenis biomassa	Ampas Tebu
Nilai kalor (LHV)	5.500 kJ/ kg
Kadar air	40%

2.3.1 Data Produksi dan Karakteristik Ampas Tebu

Produksi tebu dan ampas tebu digunakan untuk mengetahui berapa besar potensi energi biomassa yang ada selama masa penggilingan (**Kabeyi & Olanrewaju, 2023**). Rata-rata

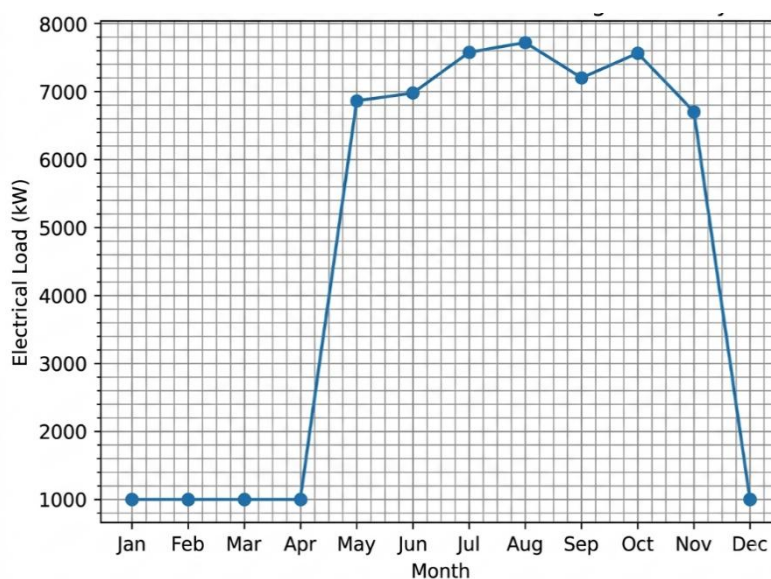
produksi ampas tebu di Pabrik Gula Kreet selama musim giling bulan Mei hingga November seperti yang ditunjukkan pada Tabel 1 adalah sekitar 16,53 ton per hari dengan rasio ampas terhadap tebu sebesar 29%. Nilai rasio tersebut diperoleh dari perbandingan antara massa ampas tebu yang dihasilkan dengan jumlah tebu yang digiling selama periode operasi.

Pada Tabel 2 Nilai kalor biomassa digunakan untuk menentukan jumlah energi yang dapat dihasilkan dari bahan bakar ampas tebu. Nilai kalor ampas tebu sangat dipengaruhi oleh kadar air dan karakteristik bahan bakar. Berdasarkan literatur, nilai kalor bawah (*Lower Heating Value/LHV*) ampas tebu berada pada kisaran 5.500 kJ/kg.

2.3.2 Data Beban Listrik

Data kebutuhan listrik industri gula seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3 adalah untuk digunakan sebagai dasar dalam membuat model sistem pembangkit listrik dari biomassa. Beban listrik itu menunjukkan jumlah energi listrik yang dibutuhkan untuk mendukung berjalannya aktivitas pabrik selama musim giling.

Profil beban menunjukkan perbedaan yang cukup besar antara masa musim giling dan bukan musim giling. Pada periode non-musim giling (Januari–April dan Desember), kebutuhan listrik relatif rendah dengan nilai sekitar 1 MW. Sebaliknya, pada musim giling (Mei sampai November) kebutuhan listrik naik secara signifikan hingga mencapai 6,8 hingga 7,7 MW. Kondisi ini terjadi karena peningkatan kegiatan pemrosesan tebu yang membutuhkan energi listrik untuk berbagai tahap produksi seperti menggiling, memanaskan, dan memompa.



Gambar 3. Profil Beban Listrik

2.4 Parameter Ekonomi Simulasi

Evaluasi kelayakan ekonomi sistem pembangkit listrik biomassa berbasis gasifikasi yang ditunjukkan pada Tabel 3 dilakukan menggunakan simulasi pada perangkat lunak HOMER Pro. Analisis ekonomi bertujuan untuk menilai kelayakan investasi sistem berdasarkan indikator ekonomi utama seperti *Net Present Cost (NPC)*, *Levelized Cost of Electricity (LCOE)*, *Internal Rate of Return (IRR)*, dan *Payback Period (PBP)* (Larasati, dkk, 2019). Parameter ekonomi yang digunakan dalam penelitian ini mengacu pada pedoman investasi pembangkit bioenergi serta beberapa studi tekno-ekonomi pembangkit biomassa pada industri gula. Sistem yang dimodelkan memiliki kapasitas pembangkit sekitar 10 MW, sehingga asumsi biaya investasi dan biaya operasi disesuaikan dengan kapasitas tersebut.

Biaya investasi awal (*capital cost*) untuk pembangkit listrik biomassa berbasis gasifikasi diasumsikan sebesar 1,72 juta USD untuk 10MW, sesuai dengan pedoman investasi bioenergi untuk pembangkit biomassa skala menengah. Biaya operasi dan pemeliharaan (*Operation and Maintenance / O&M*) diasumsikan sebesar 1,1 juta USD per tahun (**DJEPTKE, 2021**) Dalam simulasi menggunakan HOMER Pro, biaya tersebut dikonversi ke dalam bentuk biaya operasi per jam sebesar sekitar 125 USD/jam, sesuai dengan kebutuhan input pada perangkat lunak simulasi.

Selain itu, parameter ekonomi lain seperti umur proyek dan tingkat diskonto juga ditentukan untuk menggambarkan kondisi investasi yang realistis pada sistem pembangkit listrik biomassa. Mengacu pada pedoman investasi bioenergi, Umur proyek diasumsikan selama 25 tahun, sedangkan tingkat diskonto digunakan sebesar 10%, dengan tingkat inflasi sebesar 3% yang umum digunakan dalam analisis investasi energi terbarukan (**Langer, dkk, 2021**).

Tabel 3. Parameter Ekonomi Simulasi pada HOMER

Parameter Ekonomi	Satuan	Nilai	Keterangan
Kapasitas pembangkit	MW	10	Sistem gasifikasi biomassa
<i>Capital cost</i>	USD	1.720.000	Pedoman investasi PLTBm 10 MW
<i>Operation & Maintenance</i>	USD/tahun	1.100.000	Pedoman Biaya O&M PLTBm tahunan
O&M dalam simulasi	USD/jam	125	<i>Input</i> pada HOMER
Umur proyek	Tahun	25	Umur ekonomis pembangkit
<i>Discount rate</i>	%	10	Tingkat diskonto investasi
Harga bahan bakar biomassa	USD/ton	2	Ampas tebu diasumsikan beli
<i>Inflation rate</i>	%	3	Tingkat inflasi

2.5 Skenario Base Case dan Analisis Sensitivitas

Simulasi sistem energi dalam penelitian ini menggunakan perangkat lunak HOMER Pro, dengan menganalisis dua pendekatan utama, yaitu skenario base case dan analisis sensitivitas. Penelitian ini dilakukan untuk mengevaluasi kinerja teknis dan ekonomi sistem pembangkit listrik biomassa berbasis gasifikasi dibandingkan dengan kondisi sistem yang sudah ada.

2.5.1 Skenario Base Case

Skenario base case merepresentasikan kondisi sistem kelistrikan yang digunakan sebagai pembandingan dalam penelitian ini. Pada skenario ini, kebutuhan energi listrik industri dipenuhi oleh jaringan listrik (*grid*) serta genset sebagai pembangkit cadangan untuk menjaga keandalan suplai listrik.

Generator set (*genset*) dimodelkan dalam simulasi untuk menggambarkan sistem pembangkit konvensional yang umum digunakan pada sektor industri. Parameter teknis dan ekonomi diesel generator yang ditunjukkan pada Tabel 4 dimasukkan ke dalam model simulasi untuk merepresentasikan karakteristik operasional generator secara realistis.

Harga listrik *grid* diasumsikan sebesar 1 USD/kWh seperti pada Tabel 4. Penetapan nilai ini merupakan asumsi analitis yang diberlakukan untuk kedua skenario (*base case* dan *hybrid*) guna mengevaluasi kelayakan intrinsik sistem gasifikasi biomassa. Mengingat tarif listrik industri riil di Indonesia yang berada pada kisaran 0,06–0,07 USD/kWh, penggunaan tarif riil akan menyebabkan algoritma optimasi HOMER Pro secara otomatis memilih suplai dari grid

100% karena biayanya yang paling rendah, sehingga menghilangkan pilihan komponen gasifikasi dalam hasil optimasi. Dengan menaikkan harga grid menjadi 1 USD/kWh dalam simulasi, penelitian ini menciptakan kondisi *ceteris paribus* yang memungkinkan perbandingan adil antara biaya pembangkitan sistem gasifikasi *hybrid* dengan biaya pembelian dari jaringan, sehingga potensi daya saingnya dapat dianalisis secara valid. Pendekatan ini sejalan dengan praktik umum dalam analisis sistem energi berbasis HOMER, di mana parameter ekonomi seperti harga listrik diperlakukan sebagai variabel dalam analisis sensitivitas untuk mengevaluasi kinerja sistem pada berbagai kondisi skenario. *Sensitivity analysis* memungkinkan pengguna untuk memvariasikan input seperti biaya energi atau bahan bakar guna menghindari bias hasil optimasi dan memperoleh evaluasi kelayakan yang lebih komprehensif (Rana & Grof, 2024). Selain itu, pengujian sistem pada berbagai kondisi ekonomi juga merupakan pendekatan yang umum digunakan dalam studi kelayakan untuk menilai daya saing teknologi secara lebih objektif.

Tabel 4. Parameter Genset

Parameter	Besaran	Satuan
Kapasitas genset	2,2	MW
<i>Capital cost</i>	0	USD
<i>Replacement cost</i>	200.000	USD
<i>Operation & Maintenance cost</i>	15	USD/Jam
<i>Minimum load ratio</i>	20	%
<i>Fuel price</i>	1,1	USD/Liter
<i>Grid price</i>	1	USD/kWh

Parameter teknis dan ekonomi dari genset dimasukkan ke dalam model simulasi untuk merepresentasikan karakteristik operasional pembangkit cadangan yang umum digunakan pada sistem kelistrikan industri. Nilai *capital cost* dianggap 0 karena genset sebagai *base case* atau sistem yang sudah ada, sementara *replacement cost*, dan biaya operasi dan pemeliharaan (O&M) genset mengacu pada parameter standar yang banyak digunakan dalam studi sistem energi berbasis simulasi.

Selain itu, harga bahan bakar juga dimasukkan sebagai parameter penting dalam simulasi karena berpengaruh langsung terhadap biaya operasional sistem. Pada penelitian ini, harga bahan bakar diasumsikan sebesar 1,1 USD/liter. Nilai tersebut dipilih untuk merepresentasikan kisaran harga bahan bakar pada sektor industri serta untuk memastikan proses simulasi pada HOMER dapat berjalan secara optimal. Penggunaan harga bahan bakar yang terlalu rendah dapat menyebabkan sistem genset menjadi terlalu dominan dalam simulasi sehingga mempengaruhi proses optimasi konfigurasi sistem.

2.5.2 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan untuk melihat dampak perubahan beberapa parameter ekonomi terhadap hasil kerja sistem pembangkit listrik biomassa yang menggunakan teknologi gasifikasi. Parameter yang dianalisis meliputi biaya investasi gasifier, biaya operasi dan pemeliharaan, serta harga bahan bakar biomassa berupa ampas tebu.

Nilai-nilai parameter yang berbeda digunakan untuk mengevaluasi perubahan pada hasil optimasi sistem yang diperoleh dari simulasi dengan menggunakan HOMER Pro. Dalam penelitian ini, biaya investasi gasifier diubah dengan variasi biaya 1 dan 1,2 (+20%) berdasarkan harga dasar yang digunakan dalam simulasi. Biaya operasi dan pemeliharaan (O&M) disesuaikan dengan variasi biaya 1 dan 1,2 (+20%) dari harga dasar.

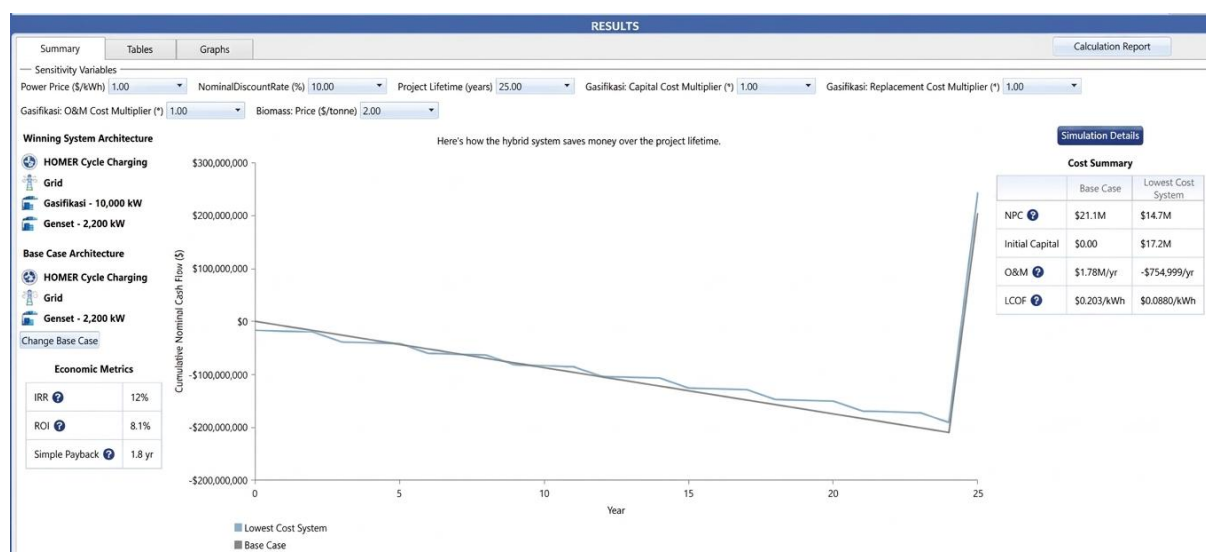
Harga rata-rata ampas tebu sebagai bahan bakar biomassa yang dianalisis memiliki variasi sebesar 2 USD/ton dan 3 USD/ton, yang mencerminkan fluktuasi biaya yang mungkin terjadi.

Dengan mengubah berbagai parameter tersebut, simulasi HOMER menghasilkan berbagai macam bentuk konfigurasi sistem yang bisa dianalisis lebih lanjut untuk menentukan sistem yang paling baik secara teknis dan ekonomis.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Hasil Simulasi Skenario 1

Pada skenario pertama, tidak ada perubahan yang dilakukan terhadap parameter sensitivitas, sehingga seluruh parameter sistem tetap menggunakan nilai dasar (baseline) yang telah ditetapkan sebelumnya. Parameter tersebut mencakup tingkat diskonto sebesar 10%, durasi proyek selama 25 tahun, serta nilai *capital cost*, *replacement cost*, dan *operation and maintenance* (O&M) yang tetap menggunakan nilai awalnya. Harga biomassa yang digunakan dalam skenario ini adalah 2 USD/ton. Simulasi sistem selanjutnya dijalankan dengan menggunakan software HOMER Pro agar dapat mengetahui konfigurasi sistem pembangkit yang terbaik.



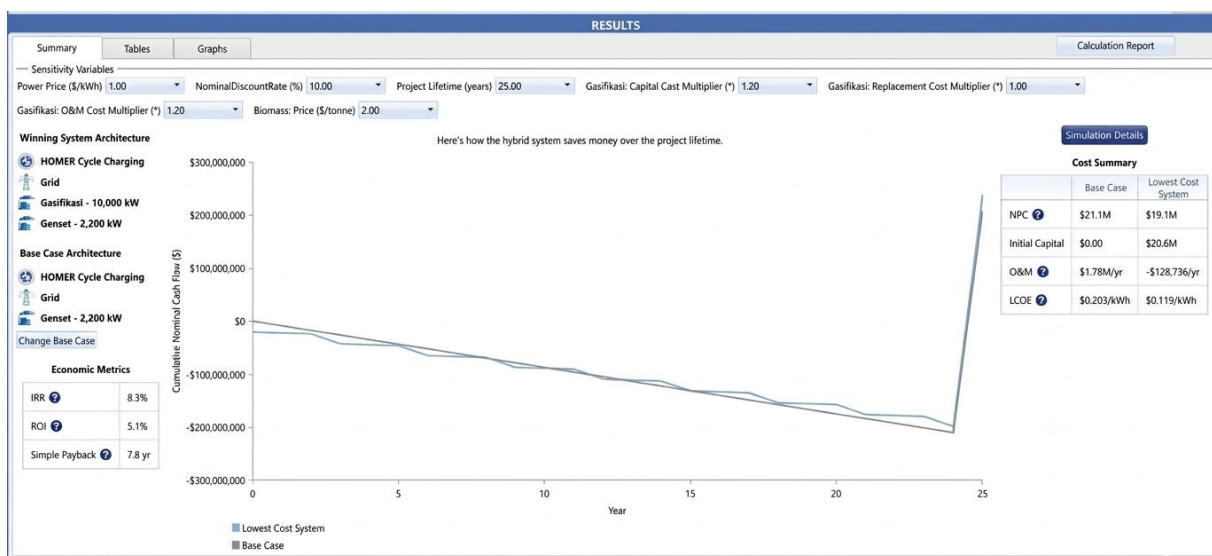
Gambar 4. Hasil Skenario pertama

Hasil simulasi pada Gambar 4 menunjukkan bahwa konfigurasi sistem terbaik terdiri dari gasifier biomassa dengan kapasitas 10.000 kW yang digabungkan dengan generator diesel berkapasitas 2.200 kW serta jaringan listrik (*grid*) yang menggunakan strategi operasi cycle charging. Dari analisis ekonomi, diperoleh nilai NPC sebesar 14,2 juta USD, yang lebih rendah dibandingkan base case dengan NPC sebesar 21,1 juta USD. Selain itu, nilai *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) pada sistem optimal tercatat sebesar 0,088 dolar per kWh, sedangkan base case memiliki LCOE sebesar 0,203 dolar per kWh. Evaluasi kelayakan ekonomi menunjukkan *Internal Rate of Return* (IRR) sebesar 12%, *Return on Investment* (ROI) sebesar 8.1%, dan periode pengembalian investasi (*simple payback period*) sekitar 4.8 tahun. Hasil ini

membuktikan bahwa memasukkan teknologi gasifikasi biomassa ke dalam sistem pembangkit tenaga *hybrid* bisa membuat sistem tersebut lebih menguntungkan secara ekonomi dibandingkan dengan sistem pembangkit yang biasa digunakan.

3.2 Hasil Simulasi Skenario 2

Dalam skenario kedua, dilakukan analisis sensitivitas dengan mengubah beberapa parameter biaya dalam sistem gasifikasi biomassa. Parameter yang diubah meliputi capital cost multiplier sebesar 1.20 dan *operation and maintenance (O&M) cost multiplier* sebesar 1.20, sedangkan replacement cost multiplier tetap sebesar 1.00. Parameter lainnya seperti tingkat diskonto 10%, durasi proyek 25 tahun, serta harga biomassa 2 dolar per ton tetap menggunakan nilai dasar. Simulasi sistem dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak HOMER Pro untuk menilai dampak kenaikan biaya investasi dan operasional terhadap prestasi ekonomi sistem pembangkit hybrid.



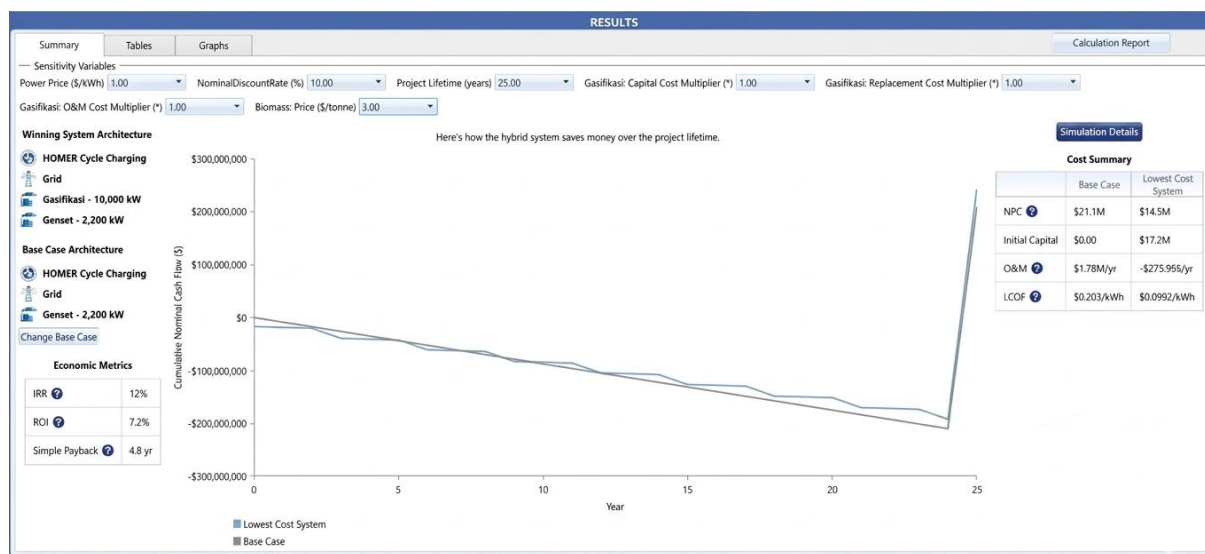
Gambar 5. Hasil Skenario kedua

Hasil simulasi pada Gambar 5 menunjukkan bahwa meskipun ada kenaikan dalam biaya investasi dan operasional pada unit gasifikasi, sistem *hybrid* tetap memberikan hasil ekonomi yang lebih baik dibandingkan sistem yang tidak menggunakan *hybrid*. Nilai biaya bersih sekarang (NPC) pada sistem yang optimal adalah 19,1 juta USD, lebih rendah dibandingkan sistem dasar yang memiliki NPC sebesar 21,1 juta USD. Nilai *Levelized Cost of Electricity (LCOE)* pada sistem optimal adalah 0.119 USD/kWh, yang lebih rendah dibandingkan dengan LCOE sistem dasar sebesar 0.203 USD/kWh.

Dari segi indikator kelayakan investasi, sistem dalam skenario ini menghasilkan *Internal Rate of Return (IRR)* sebesar 8,3%, *Return on Investment (ROI)* sebesar 5,4%, serta periode payback sederhana selama 7,8 tahun. Meskipun nilai indikator ekonomi terlihat lebih rendah dibandingkan skenario sebelumnya karena kenaikan biaya investasi dan operasional, hasilnya menunjukkan bahwa mengintegrasikan teknologi gasifikasi biomassa ke dalam sistem pembangkit hybrid tetap memberi manfaat ekonomi dan mampu mengurangi biaya produksi listrik dibandingkan sistem konvensional yang hanya menggunakan jaringan listrik dan generator diesel.

3.3 Hasil Simulasi Skenario 3

Pada skenario ketiga dilakukan analisis sensitivitas dengan memodifikasi parameter harga biomassa yang digunakan dalam sistem pembangkit. Dalam skenario ini, harga biomassa dianggap naik menjadi 3 USD per ton, sedangkan parameter lainnya tetap menggunakan nilai dasar, yaitu tingkat diskonto sebesar 10%, usia proyek 25 tahun, serta nilai *capital cost*, *replacement cost*, dan *operation and maintenance* (O&M) untuk unit gasifikasi yang masing-masing menggunakan *multiplier* sebesar 1.00. Simulasi dilakukan menggunakan perangkat lunak HOMER Pro untuk mengevaluasi pengaruh perubahan harga bahan bakar biomassa terhadap kinerja ekonomi sistem pembangkit *hybrid*.



Gambar 6. Hasil Skenario ketiga

Hasil simulasi seperti yang ditunjukkan pada Gambar 6 menunjukkan bahwa peningkatan harga biomassa pada skenario ini tidak mengubah konfigurasi sistem optimal yang dipilih oleh model.

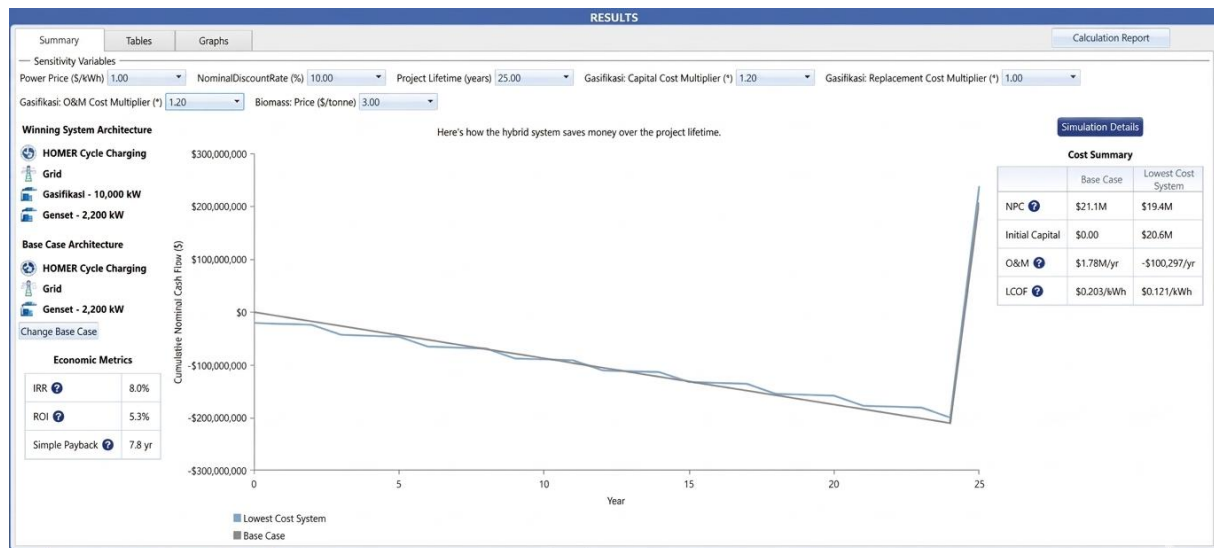
Dari sisi ekonomi, sistem optimal menghasilkan nilai NPC sebesar 14.5 juta USD, yang masih lebih rendah dibandingkan dengan sistem dasar (*base case*) yang memiliki NPC sebesar 21.1 juta USD. Selain itu, nilai *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) yang diperoleh adalah sebesar 0.0902 USD/kWh, yang juga lebih rendah dibandingkan dengan sistem dasar dengan LCOE sebesar 0.203 USD/kWh.

Indikator kelayakan investasi pada skenario ini menunjukkan IRR sebesar 12%, ROI sebesar 7.9%, serta simple payback period selama 4.8 tahun. Hasil tersebut menunjukkan bahwa meskipun terjadi peningkatan harga biomassa, sistem pembangkit hybrid berbasis gasifikasi biomassa masih mampu memberikan kinerja ekonomi yang baik serta tetap lebih ekonomis dibandingkan dengan sistem konvensional yang hanya mengandalkan jaringan listrik dan generator diesel.

3.4 Hasil Simulasi Skenario 4

Pada skenario keempat dilakukan analisis sensitivitas dengan memodifikasi beberapa parameter biaya pada sistem gasifikasi biomassa. Pada skenario ini, *capital cost multiplier* dan *operation and maintenance* (O&M) *cost multiplier* diasumsikan meningkat menjadi 1.20, sementara *replacement cost multiplier* tetap sebesar 1.00. Selain itu, harga biomassa juga diasumsikan sebesar 3 USD/ton. Parameter lainnya seperti tingkat diskonto sebesar 10% dan umur proyek selama 25 tahun tetap menggunakan nilai dasar. Simulasi sistem dilakukan

menggunakan perangkat lunak HOMER Pro untuk mengevaluasi dampak kenaikan biaya investasi, biaya operasional, serta harga bahan bakar biomassa terhadap kinerja ekonomi sistem pembangkit hybrid.



Gambar 7. Hasil Skenario keempat

Hasil simulasi menunjukkan bahwa dari sudut pandang ekonomi, sistem yang optimal menghasilkan biaya sebesar 19,4 juta USD dalam bentuk *Net Present Cost* (NPC), yang lebih kecil dibandingkan dengan sistem dasar (*base case*) yang memiliki NPC sebesar 21,1 juta USD.

Nilai *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) pada sistem optimal tercatat sebesar 0.121 USD/kWh, yang lebih rendah dibandingkan dengan LCOE sistem dasar sebesar 0.203 USD/kWh.

Hasil ini menunjukkan bahwa sistem *hybrid* yang menggunakan gasifikasi biomassa tetap bisa mengurangi biaya membuat listrik meskipun ada peningkatan biaya investasi, biaya operasional, dan harga bahan baku biomassa.

Dalam skenario ini, indikator kelayakan investasi menunjukkan nilai *Internal Rate of Return* (IRR) sebesar 8.0%, *Return on Investment* (ROI) sebesar 5.3%, serta periode payback sederhana sepanjang 7.8 tahun. Nilai dari indikator ekonomi tersebut menunjukkan bahwa proyek tersebut tetap memiliki tingkat pengembalian investasi yang cukup baik, meskipun sedikit lebih rendah dibandingkan dengan skenario yang menggunakan biaya lebih rendah. Sistem pembangkit hybrid berbasis gasifikasi biomassa tetap layak secara ekonomi dan mampu memberikan penghematan biaya dibandingkan sistem konvensional dalam kondisi peningkatan biaya investasi dan harga bahan bakar.

3.5 Hasil Analisis Sensitivitas

Untuk Memudahkan Perbandingan, Tabel 5 berikut merangkum hasil utama dari keempat skenario yang telah di simulasikan. Berdasarkan Tabel 5, hasil analisis sensitivitas menunjukkan bahwa sistem pembangkit berbasis biomassa memiliki kinerja ekonomi yang lebih baik dibandingkan dengan sistem eksisting (*base case*), yang ditunjukkan oleh penurunan nilai *Net Present Cost* (NPC) dari 21,1 juta USD menjadi sekitar 14,2–14,5 juta USD serta penurunan *Levelized Cost of Energy* (LCOE) dari 0,203 USD/kWh menjadi sekitar 0,088–0,090 USD/kWh pada skenario 1 dan 3. Pada kondisi baseline, sistem menghasilkan *Internal Rate of Return* (IRR) sebesar 12,0% dengan *payback period* sekitar 4,8 tahun, yang mengindikasikan kelayakan investasi yang cukup baik. Namun, ketika terjadi peningkatan

biaya investasi dan operasional sebesar 20% (skenario 2 dan 4), terlihat adanya penurunan kinerja ekonomi, ditandai dengan kenaikan NPC hingga sekitar 19,1–19,4 juta USD dan LCOE menjadi 0,119–0,121 USD/kWh, serta penurunan IRR menjadi sekitar 8,0–8,3% dan waktu pengembalian modal yang lebih lama, yaitu 7,8 tahun. Sementara itu, kenaikan harga biomassa dari 2 USD/ton menjadi 3 USD/ton tidak memberikan dampak signifikan terhadap kelayakan sistem, yang terlihat dari nilai IRR dan *payback period* yang relatif tetap. Secara keseluruhan, hasil ini menunjukkan bahwa variabel CAPEX/OPEX memiliki pengaruh yang lebih dominan terhadap kelayakan ekonomi dibandingkan dengan variasi harga bahan bakar biomassa.

Tabel 5. Rekapitulasi Hasil Analisis Sensitivitas

Skenario	Variabel Perubahan	NPC (juta USD)	LCOE (USD/kWh)	IRR (%)	Payback Period (tahun)
Base Case	Sistem eksisting (grid + genset)	21,1	0,203	–	–
1	<i>Baseline</i> (biomassa 2 USD/ton)	14,2	0,088	12,0	4,8
2	CAPEX/OPEX +20%	19,1	0,119	8,3	7,8
3	Biomassa 3 USD/ton	14,5	0,090	12,0	4,8
4	CAPEX/OPEX +20% & biomassa 3 USD/ton	19,4	0,121	8,0	7,8

3.6 Keterbatasan Studi

Penelitian ini masih memiliki beberapa keterbatasan yang perlu dipahami. Dari sisi teknis, analisis yang dilakukan hanya berbasis simulasi menggunakan HOMER Pro, sehingga belum ada pengujian langsung di lapangan untuk melihat bagaimana performa gasifier bekerja dalam kondisi nyata. Selain itu, data yang digunakan untuk harga bahan bakar, listrik, dan biaya operasional masih mengacu pada sumber sekunder, sehingga nilainya bisa berbeda jika diterapkan pada pabrik gula dengan kondisi yang tidak sama. Penelitian ini juga belum mempertimbangkan aspek lingkungan, seperti perhitungan emisi karbon atau analisis siklus hidup, yang sebenarnya cukup penting dalam menilai kelayakan energi terbarukan secara menyeluruh. Oleh karena itu, penelitian lanjutan masih diperlukan, terutama untuk menguji performa teknis gasifikasi ampas tebu secara langsung serta menambahkan analisis lingkungan yang lebih komprehensif.

4. KESIMPULAN

Berdasarkan analisis tekno-ekonomi dengan menggunakan simulasi HOMER Pro, sistem pembangkit listrik campuran yang menggabungkan gasifikasi biomassa dari ampas tebu, genset, dan koneksi ke jaringan listrik terbukti lebih baik secara ekonomi dibandingkan sistem konvensional yang hanya menggunakan jaringan listrik dan genset. Pada skenario dasar, sistem *hybrid* ini mampu menurunkan *Net Present Cost* (NPC) secara signifikan menjadi 14,2 juta USD dan *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) menjadi 0,088 USD/kWh, jauh lebih rendah dibandingkan *base case* yang memiliki NPC sebesar 21,1 juta USD dan LCOE 0,203 USD/kWh. Indikator kelayakan investasi dalam kondisi dasar menunjukkan hasil yang sangat baik, dengan tingkat pengembalian internal (IRR) sebesar 12%, tingkat pengembalian investasi (ROI) sebesar 8,1%, serta jangka waktu pengembalian modal (*simple payback period*) sekitar 4,8 tahun.

Hasil analisis sensitivitas lebih lanjut menunjukkan bahwa sistem *hybrid* berbasis gasifikasi biomassa ini memiliki ketahanan ekonomi yang tinggi. Proyek ini tetap menguntungkan secara ekonomi meskipun menghadapi peningkatan biaya investasi (*cost*) dan biaya operasional (O&M) sebesar 20%, serta kenaikan harga bahan bakar biomassa menjadi 3 USD/ton. Dalam kondisi tersebut, sistem tetap mampu menghasilkan NPC sebesar 19,4 juta USD dan LCOE sebesar 0,121 USD/kWh, serta menawarkan tingkat pengembalian investasi yang cukup baik, yaitu IRR 8,0%, ROI 5,3%, dan masa pengembalian investasi sekitar 7,8 tahun. Penggunaan pembangkit listrik berbasis gasifikasi ampas tebu di industri gula sangat layak dilaksanakan untuk meningkatkan efisiensi energi dan menurunkan biaya kelistrikan jangka panjang.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis menyampaikan terima kasih kepada Bapak Royb Fatkhur Rizal, M.Eng. dan rekan-rekan yang tidak bisa disebutkan satu persatu oleh penulis yang telah membimbing dan berkontribusi dalam penelitian ini.

DAFTAR RUJUKAN

- Adi, T., Teknologi, J., Bioproses, R., Terbarukan, E., Padang, A., & Barat, S. (2025). Pemanfaatan Limbah Biomassa Ampas Tebu sebagai Energi Terbarukan Pada Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa (PLTBM) di PG. Glenmore. *Edisi Januari-Maret, 02*(01), 8–14.
- DJEBTKE. (2021). *Pedoman Investasi Pembangkit listrik tenaga bioenergi* (Edisi Pert).
- Elwan, A. A., & Habibuddin, M. H. (2021). Techno-economic analysis of a grid-connected waste to energy gasification plant: A case study. *Energy Engineering: Journal of the Association of Energy Engineering, 118*(6), 1681–1701. <https://doi.org/10.32604/EE.2021.016291>
- Gian, B. (2025). Biomassa Sebagai Solusi Energi Terbarukan Untuk Pembangkit Listrik Tenaga Uap : Kajian Penggunaan. *SINERGI Polmed: Jurnal Ilmiah Teknik Mesin, 06*(02), 50–57.
- Guerrero, J., Fresneda-cruz, A., Jarauta-c, C., Bolea, I., & Carmona-mart, A. A. (2023). *Techno-Economic Feasibility of Biomass Gasification for the Decarbonisation of Energy-Intensive Industries*.
- Harnowo, S., & Yunaidi. (2021). Kinerja Boiler dengan Sistem Pembakaran Bersama antara Ampas Tebu dengan Sekam Padi dan Cangkang Kelapa Sawit. *Semesta Teknika, 24*(2), 102–110.
- Hiranobe, C. T., Gomes, A. S., Paiva, F. F. G., Tolosa, G. R., Paim, L. L., Dognani, G., Cardim, G. P., Cardim, H. P., dos Santos, R. J., & Cabrera, F. C. (2024). Sugarcane Bagasse: Challenges and Opportunities for Waste Recycling. *Clean Technologies, 6*(2), 662–699. <https://doi.org/10.3390/cleantechnol6020035>
- IRENA. (2023). *Global landscape of renewable energy finance 2023*.
- Kabeyi, M. J. B., & Olanrewaju, O. A. (2023). Bagasse Electricity Potential of Conventional Sugarcane Factories. *Journal of Energy, 2023*, 1–25.

<https://doi.org/10.1155/2023/5749122>

- Langer, J., Astuti, A., Chalkiadakis, C., Quist, J., Hoes, O., & Blok, K. (2021). Plant siting and economic potential of ocean thermal energy conversion in Indonesia a novel GIS-based methodology. *Energy*, *224*, 1–14. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120121>
- Larasati, S., Abidin, Z., & Endaryanto, T. (2019). *Analisis Finansial Pemanfaatan Ampas Tebu (Bagasse) Sebagai Bahan Bakar Pembangkit Listrik Di PT Gunung Madu Plantations (Analysis)*. *λ(3)*, 314–322.
- Muthia, R., & Putro, M. R. A. W. (2025). Techno-Economic Analysis of Electricity Generation From Rice Husk Based On Demand For Electric Vehicle: A Case Study In Surabaya City, Indonesia. *Jurnal Rekayasa Kimia & Lingkungan*, *20(1)*, 1–12. <https://doi.org/10.23955/rkl.v20i1.36924>
- Nuryadi, H., & Nuryani, H. (2024). Techno-Economic Analysis Perhitungan Lcoe Mesin Gasifikasi Biomassa Skala Micro-Grid Menggunakan Wolfram Mathematica. *Jurnal Informatika Teknologi Dan Sains (JINTEKS)*, *6(3)*, 737–747.
- Pradana, M. R. (2023). Techno-Economic Analysis of Gasification Technology With Various Types of Biomass in Mobile Biomass Gasifier P2. *International Journal Islamic Education, Research and Multiculturalism*, *5(3)*, 712–730.
- Rana, A., & Grof, G. (2024). Prosumer potential assessment and techno-economic feasibility analysis of rural electrification. *Energy Conversion and Management: X*, *22*, 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2024.100542>
- Safarian, S., Unnthorsson, R., & Richter, C. (2020). *Techno-Economic Analysis of Power Production by Using Waste Biomass Gasification*. 1–8. <https://doi.org/10.4236/jpee.2020.86001>
- Saputro, M. A., Syamsiro, M., Megaprastio, B., & Laksana, F. F. (2023). *Kajian Teknologi Gasifikasi Biomassa/Sampah Untuk Produksi Syngas dan Listrik Berkelanjutan*. *11(2)*.