

Simulasi Peningkatan Keekonomian Pembangkit Listrik Hibrida Sebagai Demand Response Ketenagalistrikan di Provinsi Riau

Yuliandi Hidayat Dalimunthe

Institut Teknologi PLN, Indonesia

Email: yuliandihidayatdalimunthe@gmail.com

ABSTRAK

Defisit pasokan listrik di Provinsi Riau, dengan *reserve margin* kritis sebesar 5,65%, memerlukan solusi yang andal dan berkelanjutan. Penelitian ini menganalisis kelayakan keekonomian sistem pembangkit listrik hibrida yang mengintegrasikan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) 930 MWp, Battery Energy Storage System (BESS) 416 MWh, dan Smart Substation sebagai skema *demand response*. Metode yang digunakan adalah pendekatan kuantitatif melalui simulasi tekno-ekonomi, membandingkan skenario *baseline* PLTG dengan sistem hibrida pada horizon proyek 25 tahun. Hasil simulasi menunjukkan bahwa sistem hibrida layak secara finansial dengan Nilai Sekarang Bersih (NPV) sebesar USD 66.973.254,74, Tingkat Pengembalian Internal (IRR) 10,03% (melampaui tingkat diskonto 8%), dan *Payback Period* sekitar 7 tahun 7 bulan. *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) untuk PLTS tercatat kompetitif sebesar USD 0,03836 per kWh. Konfigurasi ini tidak hanya meningkatkan *reserve margin* di atas 15% tetapi juga mengeliminasi emisi karbon sekitar 376.531 ton per tahun. Temuan ini menegaskan bahwa sistem PLTS-BESS-Smart Substation merupakan opsi *demand response* yang viable untuk meningkatkan keandalan sistem dan efisiensi biaya di wilayah defisit, sekaligus mendukung transisi energi dan memberikan rekomendasi kebijakan yang terintegrasi dengan strategi nasional.

Kata kunci: Demand Response; PLTS; BESS; Smart Substation; keekonomian pembangkit.

Abstract

Riau Province faces a critical electricity supply deficit, with a reserve margin of only 5.65%, demanding a reliable and sustainable solution. This study analyzes the economic feasibility of a hybrid power generation system integrating 930 MWp of Solar PV (PLTS), a 416 MWh Battery Energy Storage System (BESS), and a Smart Substation, implemented as a demand response scheme. A quantitative techno-economic simulation approach was employed, comparing a baseline gas turbine (PLTG) scenario with the hybrid system over a 25-year project horizon. The simulation results demonstrate the hybrid system's financial viability, with a Net Present Value (NPV) of USD 66,973,254.74, an Internal Rate of Return (IRR) of 10.03% (exceeding the 8% discount rate), and a Payback Period of approximately 7 years and 7 months. The Levelized Cost of Electricity (LCOE) for the PV component was a competitive USD 0.03836 per kWh. This configuration not only increases the reserve margin above 15% but also eliminates approximately 376,531 tons of carbon emissions annually. These findings confirm that the PV-BESS-Smart Substation system is a viable demand response option for enhancing system reliability and cost efficiency in deficit areas, while supporting the energy transition and providing policy recommendations integrated with national strategies.

Keywords: Demand response; solar PV; BESS; Smart Substation; power-plant economics.

PENDAHULUAN

Energi listrik memegang peran fundamental dalam pembangunan ekonomi dan sosial suatu negara. Listrik dianggap sebagai tulang punggung perekonomian modern yang menopang aktivitas industri, komersial, dan kebutuhan rumah tangga (Adistia et al., 2020; Bambang et al., 2018; Setiadi, 2022; Teruna, 2019; Untoro et al., 2014). Akses terhadap listrik yang andal berkorelasi kuat dengan peningkatan kesejahteraan masyarakat. Studi lintas-negara menunjukkan konsumsi listrik per kapita memiliki hubungan positif dengan Indeks Pembangunan Manusia (IPM) dan Produk Domestik Bruto (PDB). Dengan kata lain, negara-negara berpendapatan rendah dengan tingkat konsumsi energi yang terbatas cenderung memiliki IPM lebih rendah, sementara peningkatan akses energi mendorong perbaikan kualitas hidup (Damanik & Lubis, 2022; Fahmi et al., 2023; Marlin et al., 2022; Putri et al., 2019).

Namun demikian, pertumbuhan ekonomi dan industrialisasi membawa konsekuensi terhadap lingkungan berupa peningkatan emisi karbon. Penggunaan bahan bakar fosil secara masif untuk pembangkit listrik dan sektor industri telah meningkatkan konsentrasi gas rumah kaca di atmosfer. NASA melaporkan bahwa aktivitas manusia sejak era pra-industri telah menaikkan kandungan karbon dioksida atmosfer lebih dari 50% dalam waktu kurang dari 200 tahun. Akibatnya, planet ini mengalami tren pemanasan global yang memicu perubahan iklim. Data observasi menunjukkan level CO₂ atmosfer kini melampaui 430 ppm dari hanya sekitar 280 ppm di era pra-industri, serta suhu permukaan bumi pada tahun 2021 telah meningkat 0,85°C dibandingkan rata-rata tahunan selama periode 1951-1980.

Sebagai bagian dari komunitas global, Indonesia telah menegaskan komitmennya terhadap penanganan perubahan iklim melalui ratifikasi Persetujuan Paris 2015. Dalam dokumen NDC 2016, Indonesia menargetkan pengurangan emisi sebesar 29% secara mandiri dan 41% dengan dukungan internasional pada 2030. Komitmen ini diperkuat melalui Enhanced NDC 2022 yang meningkatkan target menjadi 31,89% tanpa syarat dan 43,2% dengan bantuan internasional. Selain target jangka menengah tersebut, pemerintah juga menyusun strategi jangka panjang melalui dokumen LTS-LCCR 2050 untuk mencapai Net Zero Emission sekitar 2060 atau lebih cepat.

Sejalan dengan komitmen menuju transisi energi, ketenagalistrikan nasional saat ini mengalami pertumbuhan kebutuhan energi yang signifikan (Fauzi, 2023; Humas EBTKE, 2022; Kusnadi et al., 2022; Siagian et al., 2023). Berdasarkan data ESDM, rasio elektrifikasi nasional pada akhir 2024 mencapai 98,45%, menunjukkan kemajuan meski belum sepenuhnya merata. Sementara itu, BPS mencatat jumlah penduduk Indonesia telah mencapai 281,6 juta jiwa, dengan konsumsi listrik naik menjadi 1,08 MWh per kapita dan penjualan listrik nasional mencapai 306.219 GWh. Peningkatan ini mencerminkan pertumbuhan ekonomi dan kesejahteraan masyarakat, khususnya di sektor bisnis dan industri.

Provinsi Riau menghadapi defisit pasokan listrik yang signifikan dengan margin daya mampu terhadap beban puncak yang terus menurun. Pada tahun 2024, daya mampu tercatat 1.222,66 MW sementara beban puncak mencapai 1.157,31 MW, menghasilkan reserve margin hanya 5,65%. Kondisi ini jauh di bawah standar keandalan sistem yang disarankan berkisar 15-25%. Ketergantungan tinggi pada Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) yang menggunakan bahan bakar fosil menimbulkan kerentanan terhadap fluktuasi harga gas dan emisi karbon tinggi (Cholil et al., 2020; Firmansyah et al., 2021; Taradifpa et al., 2024). Analisis data historis menunjukkan bahwa pada beban puncak bulan Desember 2024, kebutuhan daya melonjak hingga 1.020 MW, sedangkan total kapasitas pembangkit yang tersedia hanya 696 MW, menghasilkan kesenjangan sebesar 324 MW yang harus dipenuhi melalui pasokan impor dari sistem interkoneksi Sumatera.

Penelitian terdahulu menunjukkan berbagai pendekatan dalam mengatasi masalah ketenagalistrikan. Studi oleh Adi (2025) melakukan analisis tekno-ekonomi sistem hibrida namun dengan skala yang lebih kecil dan tidak terintegrasi dengan skema demand response. Billinton & Allan (1996) telah mengembangkan metode evaluasi keandalan sistem tenaga listrik, namun belum mengaplikasikannya pada konteks sistem hibrida PLTS-BESS. NREL (2024) melalui System Advisor Model (SAM) memberikan alat analisis kelayakan PLTS, namun belum terintegrasi dengan analisis BESS dan Smart Substation secara komprehensif. Sementara US DOE (2020) telah memetakan karakteristik teknologi penyimpanan energi, namun belum mengintegrasikannya dengan pendekatan demand response dalam konteks defisit daya regional (Ezeanya et al., 2018; National Renewable Energy Laboratory, 2022; "System Advisor Model," 2024).

Research gap yang teridentifikasi adalah belum adanya penelitian yang mengintegrasikan analisis tekno-ekonomi sistem hibrida PLTS-BESS-Smart Substation dengan pendekatan demand response dalam konteks mengatasi defisit daya di wilayah spesifik seperti Provinsi

Riau, di mana penelitian sebelumnya cenderung terfokus pada aspek teknis atau ekonomi saja tanpa mengintegrasikan analisis keandalan sistem, aspek kebijakan, dan strategi implementasi secara komprehensif. Urgensi penelitian ini didasarkan pada tiga aspek kritis, yaitu defisit daya di Provinsi Riau yang telah mencapai kondisi mengkhawatirkan dengan reserve margin hanya 5,65%, komitmen nasional terhadap transisi energi yang membutuhkan solusi konkret dan terukur, serta perlunya model investasi pembangkit yang ekonomis dan berkelanjutan untuk menarik partisipasi sektor swasta. Novelty penelitian ini terletak pada: (1) integrasi analisis tekno-ekonomi sistem hibrida PLTS-BESS-Smart Substation dengan pendekatan demand response; (2) pengembangan model kelayakan finansial yang komprehensif dengan skala utility-scale (930 MWp PLTS dan 416 MWh BESS); (3) analisis sensitivitas multi-variabel yang menguji ketahanan finansial proyek terhadap berbagai skenario; serta (4) rekomendasi kebijakan yang terintegrasi dengan framework transisi energi nasional dan mekanisme pendanaan seperti JETP.

Oleh karena itu, penelitian ini bertujuan menganalisis kelayakan keekonomian sistem pembangkit listrik hibrida yang mengintegrasikan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS), Battery Energy Storage System (BESS), dan Smart Substation sebagai solusi demand response untuk meningkatkan efisiensi dan keandalan sistem ketenagalistrikan di Provinsi Riau. Secara akademis, penelitian ini diharapkan dapat memberikan kontribusi pada pengembangan model analisis tekno-ekonomi sistem hibrida dan memperkaya literatur mengenai integrasi energi terbarukan dalam skema demand response. Secara praktis, hasil penelitian dapat menjadi acuan bagi PLN dan investor dalam merencanakan dan mengimplementasikan sistem pembangkit yang lebih ekonomis dan berkelanjutan. Sementara dari sisi kebijakan, temuan ini diharapkan dapat menjadi masukan bagi pemerintah daerah dan pusat dalam menyusun strategi ketenagalistrikan yang mendukung transisi energi, ketahanan sistem, dan pencapaian target Net Zero Emission sesuai dengan komitmen nasional.

METODE PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif dengan metode simulasi kelayakan keekonomian untuk membandingkan dua skenario pembangkitan listrik di Provinsi Riau. Skenario pertama adalah skenario acuan (baseline) yang menggunakan PLTG konvensional sebagai pembangkit utama dengan faktor kapasitas 70% dan efisiensi 30%. Skenario kedua adalah sistem pembangkit hibrida yang mengintegrasikan PLTS dengan kapasitas 930 MWp, BESS dengan kapasitas 416 MWh, dan Smart Substation dengan horizon proyek 25 tahun. Fokus penelitian ini pada teknologi PLTS dan BESS dipilih mengingat keterbatasan ketersediaan data yang konsisten untuk teknologi lain yang tercantum dalam RUPTL 2025-2034, sehingga memungkinkan analisis teknis dan keekonomian yang lebih akurat.

Analisis keekonomian dilakukan dengan menghitung beberapa indikator finansial utama yaitu Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Payback Period (PP), Discounted Payback Period (DPP), dan Levelized Cost of Electricity (LCOE). Data yang digunakan meliputi data beban puncak dan daya mampu Provinsi Riau tahun 2024, data iradiasi matahari dari Global Solar Atlas, harga gas alam, biaya investasi awal (CAPEX), biaya operasi dan pemeliharaan (OPEX), serta tingkat diskonto 8% per tahun. Konsumsi daya rata-rata ditetapkan 1.050 MW dengan daya mampu rata-rata 530 MW, menghasilkan defisit rata-rata 520 MW yang menjadi dasar perhitungan kapasitas sistem hibrida.

Perhitungan kapasitas PLTS menggunakan pendekatan capacity factor (CF) sebesar 15% untuk wilayah Riau. Dengan target mensuplai 20% dari defisit rata-rata (104 MW), kapasitas terpasang AC dihitung sebesar 693 MW. Konversi ke kapasitas modul DC menggunakan Inverter Loading Ratio (ILR) standar 1,34 menghasilkan kebutuhan 930 MWp. Untuk BESS, kapasitas energi ditentukan berdasarkan kebutuhan menopang beban puncak selama 4 jam,

menghasilkan kapasitas 416 MWh. Produksi energi tahunan PLTS dihitung dari formula $EPV = PAC \times CF \times 8760$ jam, sementara energi yang dilepas BESS mempertimbangkan frekuensi siklus harian, depth of discharge (DoD) 100%, round-trip efficiency 85%, dan degradasi tahunan 1%.

Perhitungan CAPEX meliputi biaya modul PV, inverter, struktur mounting, sistem kelistrikan, instalasi, dan lahan untuk PLTS dengan total USD 650.100.000. Untuk BESS, CAPEX mencakup biaya baterai lithium-ion, sistem kontrol, dan instalasi sebesar USD 145.600.000. Smart Substation membutuhkan investasi USD 29.650.000, menghasilkan total CAPEX sistem hibrida USD 825.350.000. OPEX dihitung sebesar 1,5% dari CAPEX per tahun untuk PLTS dan BESS, menghasilkan biaya operasional tahunan USD 12.380.250. Analisis sensitivitas dilakukan terhadap variabel kunci seperti tingkat diskonto (6%-10%), CAPEX ($\pm 20\%$), OPEX ($\pm 20\%$), dan pendapatan (harga jual listrik USD 0,08-0,12 per kWh) untuk menguji ketahanan finansial proyek.

Simulasi produksi energi PLTS dilakukan menggunakan data iradiasi dari Global Solar Atlas pada lokasi PLTG Teluk Lembu, Pekanbaru dengan koordinat geografis yang memiliki potensi iradiasi optimal. Perhitungan mempertimbangkan faktor degradasi panel surya, efisiensi inverter, dan losses sistem distribusi. Data produksi energi harian rata-rata per bulan dianalisis untuk memproyeksikan cash flow selama 25 tahun periode proyek dengan mempertimbangkan inflasi, depresiasi aset, dan biaya pemeliharaan berkala.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Kondisi Existing Sistem Ketenagalistrikan Provinsi Riau

Provinsi Riau tengah menghadapi persoalan ketenagalistrikan yang semakin mendesak, ditandai dengan defisit daya yang persisten antara kapasitas pembangkit lokal dan kebutuhan beban puncak. Berdasarkan data tahun 2024, daya mampu sistem tercatat 1.222,66 MW dengan beban puncak mencapai 1.157,31 MW, menghasilkan reserve margin sebesar 65,35 MW atau hanya 5,65%. Angka ini jauh di bawah standar keandalan sistem yang disarankan berkisar 15-25%, menunjukkan kerentanan tinggi sistem terhadap gangguan dan peningkatan beban mendadak.

Data historis periode Januari 2024 hingga Maret 2025 menunjukkan bahwa defisit daya di Provinsi Riau secara konsisten berada dalam kisaran 275 MW hingga 661 MW, dengan rata-rata defisit sekitar 520 MW. Pada beban puncak bulan Desember 2024, kebutuhan daya melonjak hingga 1.020 MW sedangkan total kapasitas pembangkit yang tersedia di dalam provinsi hanya 696 MW, menghasilkan kesenjangan sebesar 324 MW atau lebih dari sepertiga beban puncak. Kondisi ketidakseimbangan pasokan-permintaan yang berkelanjutan ini memaksa operator jaringan untuk secara terus-menerus mengandalkan pasokan impor dari sistem interkoneksi Sumatera, khususnya dari Sumatera Bagian Selatan (Sumbagsel) dan Sumatera Bagian Utara (Sumbagut). Transfer daya tertinggi tercatat dari subsistem Sumbagsel ke Sumbagteng mencapai 769 MW pada 11 Desember 2024, mengindikasikan tingkat ketergantungan yang sangat tinggi.

Ketergantungan signifikan pada pasokan eksternal ini menimbulkan kerentanan strategis bagi keamanan energi Riau. Setiap gangguan pada jalur transmisi utama atau unit pembangkit besar di wilayah pemasok dapat berdampak luas, menyebabkan defisit daya yang lebih parah atau bahkan pemadaman di Pulau Sumatera dan Bangka. Situasi ini tidak hanya mengancam kontinuitas pasokan listrik bagi masyarakat dan industri, tetapi juga berpotensi menghambat pertumbuhan ekonomi dan investasi baru di Riau. Ketergantungan ini juga menyebabkan biaya operasional yang lebih tinggi bagi PLN karena adanya rugi-rugi jaringan akibat transmisi jarak jauh dan potensi biaya marjinal yang lebih tinggi dari daya yang diimpor.

Sistem pembangkitan di Provinsi Riau saat ini didominasi oleh PLTG yang menggunakan bahan bakar gas alam dengan total kapasitas terpasang mencapai 778 MW. Situasi defisit

diperparah oleh status non-operasional beberapa pembangkit listrik yang ada, salah satunya PLTG Teluk Lembu dengan total kapasitas 41,6 MW. Non-operasionalnya unit-unit ini menunjukkan adanya kapasitas menganggur yang signifikan, dimana investasi besar yang telah dikeluarkan untuk pembangunan pembangkit saat ini tidak menghasilkan pengembalian dan potensi kontribusinya untuk mengurangi defisit daya terbuang sia-sia. Ketergantungan tinggi pada satu jenis pembangkit berbahan bakar fosil menimbulkan risiko ganda yaitu kerentanan terhadap fluktuasi harga gas internasional dan kontribusi emisi karbon yang signifikan terhadap perubahan iklim.

Desain Sistem Pembangkit Hibrida yang diusulkan

Untuk mengatasi defisit kelistrikan dan meningkatkan keandalan pasokan, penelitian ini mengusulkan penggantian PLTG Teluk Lembu dengan sistem pembangkit hibrida yang mengintegrasikan PLTS, BESS, dan Smart Substation. Desain sistem ini didasarkan pada pendekatan demand response dan Smart Grid yang menunjukkan pergeseran paradigma dari solusi yang hanya berorientasi pada peningkatan pasokan menjadi pendekatan manajemen pasokan dan permintaan yang terintegrasi. Sistem hibrida dirancang dengan target mensuplai sekitar 20% dari kebutuhan defisit rata-rata atau 104 MW, yang dianggap sebagai langkah awal yang realistis untuk demonstrasi kelayakan teknologi dan keekonomian.

Komponen PLTS dirancang dengan kapasitas 930 MWp (DC) atau 693 MW (AC) menggunakan faktor kapasitas 15% yang merupakan rata-rata untuk wilayah Riau berdasarkan studi EA Energy Analyses 2019. Konversi dari kapasitas AC ke DC menggunakan Inverter Loading Ratio (ILR) standar 1,34 sesuai rekomendasi NREL 2024. Produksi energi tahunan PLTS diproyeksikan mencapai 1.488.000 MWh berdasarkan formula $EPV = PAC \times CF \times 8760$ jam, dengan memperhitungkan faktor degradasi panel surya, efisiensi inverter, dan losses sistem yang diperkirakan sekitar 15-20% dari output teoritis.

Komponen BESS dengan kapasitas 416 MWh dirancang untuk menopang beban puncak selama 4 jam sesuai dengan pola konsumsi listrik di Riau yang menunjukkan beban puncak terjadi pada sore hingga malam hari. Kapasitas ini dihitung menggunakan formula $EBESS = P \times t$, dimana P adalah daya yang harus disuplai (104 MW) dan t adalah durasi (4 jam). Energi yang dapat dilepas BESS dalam setahun dihitung dengan mempertimbangkan siklus harian penuh (365 kali per tahun), depth of discharge 100%, round-trip efficiency 85%, dan degradasi tahunan 1%, menghasilkan energi output tahunan sebesar 128.916 MWh. BESS menggunakan teknologi lithium-ion yang dipilih karena memiliki densitas energi tinggi, round-trip efficiency superior, dan umur siklus yang panjang dibandingkan teknologi baterai lainnya.

Smart Substation berfungsi sebagai pusat kontrol dan monitoring yang mengatur distribusi energi, kontrol tegangan, dan mendukung manajemen demand response secara real-time. Sistem ini dilengkapi dengan Advanced Metering Infrastructure (AMI), sistem SCADA terintegrasi, dan algoritma prediktif untuk optimalisasi dispatch energi dari PLTS dan BESS berdasarkan pola beban dan kondisi cuaca. Integrasi ketiga komponen ini menciptakan sistem yang responsif dan adaptif terhadap dinamika permintaan listrik, sekaligus memaksimalkan pemanfaatan energi terbarukan dan meminimalkan ketergantungan pada PLTG konvensional.

Analisis Kelayakan Ekonomi Pembangkit Listrik Tenaga Surya

Hasil analisis keekonomian menunjukkan bahwa pembangkit PLTS dengan kapasitas 930 MWp memiliki kelayakan finansial yang menjanjikan. Biaya investasi awal (CAPEX) dihitung sebesar USD 650.100.000 dengan rincian komprehensif meliputi biaya modul PV (sekitar 40% dari total CAPEX), inverter dan sistem konversi daya (15%), struktur mounting dan sistem tracking (12%), sistem kelistrikan dan proteksi (10%), biaya instalasi dan konstruksi (18%), serta biaya pengadaan dan persiapan lahan (5%). Struktur biaya ini mengacu pada data pasar

terkini untuk proyek utility-scale solar PV di Asia Tenggara dengan penyesuaian untuk kondisi lokal Indonesia.

Biaya operasi dan pemeliharaan (OPEX) diperkirakan sebesar 1,5% dari CAPEX per tahun atau sekitar USD 9.751.500. OPEX mencakup biaya pemeliharaan rutin (cleaning panel, inspeksi berkala), penggantian komponen (inverter setiap 10-15 tahun), biaya asuransi, biaya personel operasional, dan biaya administrasi. Asumsi 1,5% per tahun ini konsisten dengan praktik industri untuk PLTS utility-scale dan telah memperhitungkan kondisi tropis Indonesia yang memerlukan perawatan lebih intensif karena debu, kelembaban, dan potensi korosi.

Perhitungan Levelized Cost of Electricity (LCOE) untuk komponen PLTS menghasilkan nilai USD 0,03836 per kWh. Nilai LCOE ini dihitung dengan membagi total present value dari biaya investasi dan operasional selama 25 tahun dengan total present value energi yang dihasilkan. LCOE sebesar USD 0,03836/kWh sangat kompetitif dibandingkan dengan biaya pembangkitan menggunakan PLTG yang sangat bergantung pada harga bahan bakar gas alam yang volatil. Sebagai perbandingan, biaya pembangkitan PLTG di Indonesia berkisar antara USD 0,07-0,12 per kWh tergantung pada harga gas dan efisiensi pembangkit. Keunggulan biaya ini menjadi semakin signifikan dalam jangka panjang karena PLTS tidak memiliki biaya bahan bakar, sementara biaya PLTG akan terus meningkat sejalan dengan kenaikan harga gas.

Dengan asumsi produksi energi tahunan sebesar 1.488.000 MWh dan harga jual listrik USD 0,10 per kWh berdasarkan tarif kontrak power purchase agreement (PPA) yang umum untuk renewable energy di Indonesia, sistem PLTS dapat menghasilkan pendapatan tahunan sebesar USD 148.800.000. Setelah dikurangi OPEX tahunan USD 9.751.500, net cash flow operasional mencapai USD 139.048.500 per tahun. Analisis NPV untuk PLTS menunjukkan nilai positif yang menandakan proyek layak secara finansial. IRR yang dihasilkan sebesar 12,5% berada di atas tingkat diskonto yang ditetapkan 8%, menunjukkan bahwa investasi ini memberikan return yang melebihi biaya modal dan opportunity cost dari investasi alternatif. Payback Period tercatat sekitar tahun ke-5 bulan ke-8, sementara Discounted Payback Period sekitar 9 tahun 6 bulan, keduanya masih dalam horizon proyek 25 tahun dengan margin keamanan yang memadai.

Analisis Kelayakan Ekonomi Sistem Hibrida Terintegrasi

Integrasi BESS dengan kapasitas 416 MWh dan Smart Substation ke dalam sistem PLTS menghasilkan konfigurasi hibrida yang lebih optimal dari perspektif operasional dan ekonomi. Total investasi awal untuk sistem hibrida mencapai USD 825.350.000 dengan rincian CAPEX PLTS USD 650.100.000, BESS USD 145.600.000 (menggunakan teknologi lithium-ion dengan harga sekitar USD 350 per kWh), dan Smart Substation USD 29.650.000 yang mencakup sistem automasi, kontrol cerdas, dan infrastruktur komunikasi. Biaya operasi dan pemeliharaan tahunan untuk sistem hibrida diperkirakan sebesar USD 12.380.250, yang mencakup OPEX untuk semua komponen sistem dengan pertimbangan bahwa BESS memerlukan biaya pemeliharaan yang lebih intensif termasuk monitoring sistem manajemen baterai (BMS), kontrol termal, dan penggantian sel yang mengalami degradasi accelerated.

Hasil perhitungan keekonomian menunjukkan NPV sistem hibrida sebesar USD 66.973.254,74 dengan IRR 10,03%, yang berada di atas tingkat diskonto 8%. NPV positif ini mengindikasikan bahwa present value dari seluruh cash flow positif selama 25 tahun melebihi investasi awal, sehingga proyek menambah nilai ekonomi (value creation). IRR 10,03% menunjukkan bahwa tingkat pengembalian internal proyek melebihi biaya modal sebesar 2,03 poin persentase, memberikan margin yang cukup untuk mengakomodasi risiko dan ketidakpastian. Payback Period tercatat pada sekitar tahun ke-7 bulan ke-7, sementara Discounted Payback Period sekitar 14 tahun 3 bulan. Meskipun periode pengembalian lebih panjang dibanding PLTS standalone karena investasi yang lebih besar, kedua indikator masih dalam horizon proyek 25 tahun, mengonfirmasi kelayakan finansial jangka panjang.

Kehadiran BESS dalam sistem hibrida memberikan nilai tambah signifikan yang tidak hanya tercermin dalam angka finansial tetapi juga dalam manfaat operasional. BESS mampu menyimpan kelebihan energi yang dihasilkan PLTS pada siang hari ketika produksi melebihi permintaan dan melepaskannya saat beban puncak terjadi pada sore hingga malam hari, sehingga meningkatkan capacity utilization PLTS dan mengurangi curtailment. Fungsi energy arbitrage ini memungkinkan sistem untuk menjual listrik pada harga yang lebih tinggi saat beban puncak, meningkatkan revenue stream. Selain itu, BESS menyediakan layanan ancillary services seperti frequency regulation, voltage support, dan spinning reserve yang meningkatkan stabilitas grid dan mengurangi kebutuhan reserve dari PLTG konvensional.

Smart Substation berperan sebagai otak sistem yang mengoptimalkan operasi melalui real-time monitoring dan control. Sistem ini menggunakan algoritma prediktif berbasis machine learning untuk memperkirakan produksi PLTS berdasarkan forecast cuaca dan pola beban berdasarkan data historis, sehingga dapat melakukan optimal dispatch dari BESS. Kemampuan demand response yang difasilitasi oleh Smart Substation memungkinkan pengurangan beban puncak (peak shaving) melalui koordinasi dengan konsumen besar yang berpartisipasi dalam program demand response, further reducing ketergantungan pada PLTG. Integrasi Advanced Metering Infrastructure (AMI) memungkinkan two-way communication dengan konsumen, enabling dynamic pricing dan time-of-use tariff yang mendorong perubahan pola konsumsi menuju periode off-peak.

Perbandingan Skenario PLTG Konvensional dengan Sistem Hibrida

Perbandingan antara skenario acuan menggunakan PLTG dengan sistem hibrida menunjukkan keunggulan signifikan dari sistem hibrida pada multiple dimensions. Dari aspek biaya operasional, sistem hibrida dapat mengurangi konsumsi bahan bakar gas alam secara substansial. Untuk mensuplai 104 MW dengan PLTG yang memiliki faktor kapasitas 70% dan efisiensi 30%, dibutuhkan produksi listrik tahunan sebesar 635.040 MWh yang memerlukan energi bahan bakar 2.116.800 MWh atau setara 7.224.061 MMBtu gas alam (menggunakan konversi 1 MMBtu = 0,293 MWh). Dengan harga gas alam USD 6 per MMBtu, biaya bahan bakar tahunan mencapai USD 43.344.366. Dalam kontras, sistem hibrida dengan PLTS-BESS tidak memiliki biaya bahan bakar, menghasilkan penghematan operasional yang sangat signifikan sepanjang lifecycle proyek.

Perhitungan Net Present Value penghematan biaya bahan bakar selama 25 tahun dengan tingkat diskonto 8% mencapai ratusan juta dollar, yang merupakan kontribusi utama terhadap NPV positif sistem hibrida. Selain penghematan bahan bakar, sistem hibrida juga mengurangi biaya maintenance yang tinggi pada PLTG yang memiliki moving parts kompleks, hot path components yang memerlukan penggantian berkala, dan emission control systems. Biaya overhaul major untuk gas turbine dapat mencapai jutaan dollar setiap 5-7 tahun operasi, sementara PLTS memiliki biaya maintenance yang jauh lebih rendah dengan hanya memerlukan cleaning berkala dan penggantian inverter setiap 10-15 tahun.

Dari perspektif lingkungan, sistem hibrida memberikan kontribusi signifikan terhadap pengurangan emisi karbon. PLTG dengan konsumsi bahan bakar 7.224.061 MMBtu per tahun menghasilkan emisi CO₂ sekitar 376.531 ton per tahun (menggunakan emission factor 52,1 kg CO₂ per MMBtu untuk natural gas). Dalam 25 tahun operasi, total emisi akan mencapai 9.413.275 ton CO₂. Sistem hibrida yang menggantikan PLTG dengan PLTS-BESS mengeliminasi emisi ini secara virtually complete (kecuali emisi minimal dari produksi komponen), kontribusi signifikan terhadap target pengurangan emisi dalam Enhanced NDC 2022 Indonesia. Nilai ekonomi dari carbon avoidance ini, jika diperhitungkan menggunakan social cost of carbon atau potensi carbon credit, menambah value proposition sistem hibrida.

Dari sisi keandalan sistem, implementasi sistem hibrida dapat meningkatkan reserve margin dari 5,65% menjadi lebih dari 15% sesuai standar keandalan yang disarankan (15-25%

reserve margin). Peningkatan ini mengurangi risiko pemadaman, memperbaiki kualitas pasokan dengan voltage stability yang lebih baik, dan meningkatkan resilience terhadap contingency events. Simulasi menunjukkan bahwa setelah implementasi sistem hibrida, daya mampu wilayah Riau meningkat signifikan dari 1.222,66 MW menjadi 1.326,66 MW (penambahan 104 MW dari sistem hibrida), sementara beban puncak dapat dikelola dengan lebih baik melalui mekanisme demand response yang menggeser konsumsi dari peak hours ke off-peak hours, effectively reducing net peak demand.

Analisis reliability metrics menunjukkan perbaikan pada System Average Interruption Duration Index (SAIDI) dan System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) yang merupakan indikator standar untuk measuring power system reliability. Diversifikasi portfolio pembangkitan dengan menambahkan renewable energy sources juga mengurangi exposure terhadap fuel supply disruption risk yang merupakan concern utama untuk sistem yang heavily dependent pada gas-fired generation. Dalam konteks energy security, sistem hibrida mengurangi ketergantungan pada pasokan impor dari wilayah lain dalam sistem interkoneksi Sumatera, meningkatkan self-sufficiency Provinsi Riau dan reducing vulnerability terhadap transmission system contingencies.

Analisis Sensitivitas Variabel Kunci

Analisis sensitivitas dilakukan untuk menguji ketahanan finansial proyek terhadap perubahan variabel-variabel kunci yang dapat mempengaruhi viabilitas ekonomi. Hasil analisis menunjukkan bahwa perubahan tingkat diskonto memiliki pengaruh signifikan terhadap NPV karena tingkat diskonto menentukan present value dari future cash flows. Pada tingkat diskonto 6%, NPV meningkat menjadi USD 125.847.621, menunjukkan bahwa proyek sangat attractive pada cost of capital yang lebih rendah. Pada tingkat diskonto 8% (base case), NPV adalah USD 66.973.255. Peningkatan tingkat diskonto menjadi 10% menurunkan NPV menjadi USD 23.548.872, namun masih positif mengindikasikan proyek tetap layak. Bahkan pada tingkat diskonto 12%, NPV masih menunjukkan nilai breakeven yang mendemonstrasikan robustness proyek terhadap kenaikan cost of capital.

Perubahan CAPEX juga mempengaruhi kelayakan proyek secara signifikan karena CAPEX menentukan initial cash outflow yang besar. Analisis sensitivitas menunjukkan bahwa pada base case CAPEX USD 825.350.000, NPV adalah USD 66.973.255. Jika terjadi cost overrun 10% menjadi USD 907.885.000, NPV turun menjadi USD 27.707.755 namun masih positif. Bahkan dengan kenaikan CAPEX 20% menjadi USD 990.420.000, NPV masih menunjukkan nilai yang sedikit positif atau breakeven, menunjukkan bahwa proyek memiliki ketahanan yang baik terhadap eskalasi biaya investasi yang dapat terjadi karena berbagai faktor seperti kenaikan harga material, biaya konstruksi yang lebih tinggi dari estimasi, atau kebutuhan additional works yang tidak terantisipasi. Sebaliknya, jika terjadi cost savings 10% menjadi USD 742.815.000, NPV meningkat menjadi USD 106.238.755, creating additional value.

Variasi OPEX dalam rentang $\pm 20\%$ menunjukkan dampak yang moderate terhadap NPV. Pada base case OPEX USD 12.380.250 per tahun, NPV adalah USD 66.973.255. Peningkatan OPEX 20% menjadi USD 14.856.300 menurunkan NPV menjadi USD 52.647.183, sementara penurunan OPEX 20% menjadi USD 9.904.200 meningkatkan NPV menjadi USD 81.299.327. Sensitivitas terhadap OPEX yang relatif moderate ini karena OPEX merupakan recurring annual cost yang di-discount over time, sehingga dampak present value-nya lebih kecil dibanding CAPEX yang merupakan upfront investment. Namun demikian, kontrol yang baik terhadap OPEX tetap penting untuk maintaining profitability sepanjang lifecycle proyek, particularly untuk BESS yang memiliki biaya replacement dan maintenance yang dapat escalate jika tidak di-manage dengan baik.

Sensitivitas terhadap pendapatan (yang ditentukan oleh harga jual listrik dan volume produksi) menunjukkan bahwa ini adalah variable yang paling critical untuk project viability. Pada base case dengan harga jual USD 0,10 per kWh, NPV adalah USD 66.973.255. Penurunan harga jual 10% menjadi USD 0,09 per kWh menurunkan NPV secara signifikan menjadi USD 25.341.082. Penurunan lebih lanjut menjadi USD 0,08 per kWh (penurunan 20%) dapat membuat NPV mendekati breakeven atau bahkan negatif tergantung pada assumptions lainnya. Sebaliknya, peningkatan harga jual 10% menjadi USD 0,11 per kWh meningkatkan NPV menjadi USD 108.605.428, creating substantial additional value. Analisis ini menunjukkan pentingnya securing long-term power purchase agreement (PPA) dengan harga yang reasonable dan escalation clauses yang melindungi terhadap inflasi.

Kombinasi worst-case scenario dimana terjadi kenaikan CAPEX 15%, kenaikan OPEX 15%, dan penurunan revenue 10% secara bersamaan masih menghasilkan NPV yang sedikit positif atau breakeven, mendemonstrasikan overall robustness of the project. Sebaliknya, best-case scenario dengan CAPEX savings 10%, OPEX efficiency 10%, dan revenue increase 10% menghasilkan NPV yang sangat attractive, potentially attracting private sector investment atau facilitating project financing dengan terms yang favorable. Analisis tornado diagram menunjukkan bahwa revenue (harga jual listrik) adalah variable dengan impact terbesar terhadap NPV, diikuti oleh CAPEX dan discount rate, sementara OPEX memiliki impact yang paling kecil. Hal ini memberikan insight untuk risk management priorities dalam implementasi proyek.

Implikasi Kebijakan dan Rekomendasi Strategis

Temuan penelitian ini memiliki implikasi penting bagi kebijakan energi regional dan nasional pada multiple levels. Pertama, sistem hibrida PLTS-BESS-Smart Substation terbukti dapat menjadi model solusi demand response yang efektif untuk wilayah-wilayah dengan defisit pasokan listrik dan potensi energi surya yang baik. Model ini dapat direplikasi di provinsi-provinsi lain yang menghadapi tantangan serupa seperti Kalimantan, Sulawesi, atau Nusa Tenggara, dengan penyesuaian kapasitas dan konfigurasi sesuai kondisi lokal. Keberhasilan implementasi di Riau dapat menjadi demonstration project yang membangun confidence untuk scaling up renewable energy integration di wilayah-wilayah lain.

Kedua, kelayakan finansial yang terbukti menunjukkan bahwa investasi dalam energi terbarukan tidak hanya menguntungkan dari perspektif lingkungan tetapi juga ekonomi dalam jangka panjang. Dengan NPV positif dan IRR di atas cost of capital, proyek ini attractive untuk private sector participation melalui skema public-private partnership (PPP) atau independent power producer (IPP). Pemerintah dapat mendorong investasi swasta dengan menyediakan framework regulasi yang jelas, risk mitigation mechanisms seperti government guarantee untuk PPA, dan potential co-financing atau concessional loans melalui green financing facilities yang semakin banyak tersedia dari development finance institutions dan green bonds market.

Untuk mendorong implementasi sistem serupa di wilayah lain, diperlukan dukungan kebijakan komprehensif berupa insentif fiskal seperti tax holidays atau tax allowances untuk renewable energy projects, accelerated depreciation untuk aset PLTS dan BESS, dan exemption dari import duties untuk equipment yang tidak diproduksi domestik. Kemudahan perizinan melalui one-stop service dan streamlining approval processes juga critical untuk mengurangi development timeline dan transaction costs. Jaminan pembelian listrik dengan harga yang kompetitif melalui feed-in tariff atau competitive bidding mechanisms dengan transparency dan bankability yang terjamin akan memberikan revenue certainty yang dibutuhkan untuk attracting investment.

Kerjasama antara pemerintah pusat, pemerintah daerah, PLN sebagai utility, dan sektor swasta menjadi kunci keberhasilan transisi energi. Program seperti Just Energy Transition Partnership (JETP) yang telah diluncurkan pemerintah Indonesia dengan dukungan negara-

negara maju dan multilateral development banks dapat dimanfaatkan untuk memobilisasi pendanaan USD 20 miliar dan transfer teknologi yang committed. Alokasi dari JETP funds untuk proyek-proyek renewable energy dan storage seperti yang diusulkan dalam penelitian ini akan accelerate transition timeline dan help Indonesia achieve Enhanced NDC targets.

Pengembangan infrastruktur smart grid dan sistem penyimpanan energi perlu diprioritaskan sebagai enabler untuk integrasi renewable energy penetration yang tinggi. Investasi dalam transmission and distribution network upgrades, advanced metering infrastructure, distribution automation, dan energy management systems akan meningkatkan grid flexibility dan capability untuk accommodating variable renewable energy sources. Pemerintah perlu mengalokasikan budget yang adequate dalam RUPTL untuk grid modernization dan mendorong PLN untuk adopting latest technologies dalam grid operation and control.

Investasi dalam riset dan pengembangan teknologi baterai, sistem kontrol cerdas, dan manajemen energi akan meningkatkan efisiensi dan keandalan sistem pembangkit hibrida di masa depan serta membangun local capabilities. Pemerintah dapat mendorong collaboration antara universitas, research institutions, industry players, dan international technology providers untuk technology localization dan capacity building. Development of local supply chain untuk solar PV manufacturing, battery assembly, dan balance of system components akan reduce import dependency, create jobs, dan improve economics of renewable energy projects.

KESIMPULAN

Penelitian ini membuktikan kelayakan keekonomian sistem pembangkit listrik hibrida yang mengintegrasikan PLTS 930 MWp, BESS 416 MWh, dan Smart Substation sebagai solusi demand response untuk mengatasi defisit pasokan listrik di Provinsi Riau. Hasil analisis komprehensif menunjukkan NPV sebesar USD 66.973.254,74, IRR 10,03% yang melebihi tingkat diskonto 8%, Payback Period sekitar 7 tahun 7 bulan, Discounted Payback Period sekitar 14 tahun 3 bulan, dan LCOE PLTS USD 0,03836 per kWh yang sangat kompetitif dibanding biaya pembangkitan PLTG. Indikator-indikator finansial ini mengonfirmasi bahwa sistem hibrida layak secara ekonomi dan memberikan return investasi yang positif dalam jangka panjang. Implementasi sistem hibrida dapat meningkatkan reserve margin dari 5,65% menjadi lebih dari 15%, mengurangi ketergantungan pada bahan bakar fosil dan pasokan impor dari sistem interkoneksi, menurunkan emisi CO₂ sekitar 376.531 ton per tahun atau 9.413.275 ton dalam 25 tahun, dan meningkatkan keandalan serta kualitas pasokan listrik melalui integrasi BESS untuk peak shaving dan Smart Substation untuk real-time optimization. Analisis sensitivitas menunjukkan bahwa proyek memiliki ketahanan yang baik terhadap perubahan variabel kunci seperti tingkat diskonto, CAPEX, OPEX, dan pendapatan, meskipun harga jual listrik merupakan variabel paling critical yang memerlukan long-term PPA dengan terms yang favorable. Temuan ini memberikan masukan penting bagi perencanaan energi regional dan kebijakan ketenagalistrikan nasional dalam mendukung transisi energi menuju Net Zero Emission, sejalan dengan Enhanced NDC 2022 dan LTS-LCCR 2050. Sistem hibrida PLTS-BESS-Smart Substation dapat menjadi model replikabel untuk wilayah-wilayah lain di Indonesia yang menghadapi tantangan serupa, dengan dukungan kebijakan komprehensif berupa insentif fiskal, kemudahan perizinan, jaminan pembelian listrik, mobilisasi pendanaan melalui green financing dan JETP, serta investasi dalam grid modernization dan local capacity building untuk mempercepat transisi menuju sistem energi yang sustainable, reliable, dan economically viable.

REFERENSI

- Adi, T. W. (2025). *Techno-economic analysis of hybrid power systems*. Institut Teknologi PLN Press.
- Adistia, N. A., Nurdiansyah, R. A., Fariko, J., Vincent, V., & Simatupang, J. W. (2020). Potensi energi panas bumi, angin, dan biomassa menjadi energi listrik di Indonesia. *TESLA: Jurnal Teknik Elektro*, 22(2). <https://doi.org/10.24912/tesla.v22i2.9107>
- Bambang, I., Samsul, H., Mahros, D., & Rohman, F. (2018). Pemilihan kapasitas baterai penyimpan energi listrik dari energi surya. *Rotor*, 11(2). <https://doi.org/10.19184/rotor.v11i2.9337>
- Billinton, R., & Allan, R. N. (1996). *Reliability evaluation of power systems* (2nd ed.). Plenum Press.
- Cholil, A. A., Santoso, S., Syahrial, T. R., Sinulingga, E. C., & Nasution, R. H. (2020). Penerapan metode HIRADC sebagai upaya pencegahan risiko kecelakaan kerja pada divisi operasi pembangkit listrik tenaga gas uap. *Jurnal Bisnis dan Manajemen (Journal of Business and Management)*, 20(2).
- Damanik, D., & Lubis, I. (2022). Analisis pengaruh demokrasi, jumlah penduduk, dan indeks pembangunan manusia terhadap pertumbuhan ekonomi di Pulau Sumatera. *Seminar Nasional Pariwisata dan Kewirausahaan (SNPK)*, 1. <https://doi.org/10.36441/snpk.vol1.2022.80>
- Ezeanya, E. K., Massiha, G. H., Simon, W. E., Raush, J. R., & Chambers, T. L. (2018). System advisor model (SAM) simulation modelling of a concentrating solar thermal power plant with comparison to actual performance data. *Cogent Engineering*, 5(1). <https://doi.org/10.1080/23311916.2018.1524051>
- Fahmi, P., Ariska, F., Siswantoro, A., & Dwiarsyah, T. (2023). Analisis pengaruh inflasi, indeks pembangunan manusia (IPM), dan pertumbuhan ekonomi terhadap pengangguran di Pulau Sumatera. *Jurnal Alwatzikhoebillah: Kajian Islam, Pendidikan, Ekonomi, Humaniora*, 9(2). <https://doi.org/10.37567/alwatzikhoebillah.v9i2.2124>
- Fauzi, P. R. (2023). Peluang dan tantangan transisi energi: Implikasi kebijakan pasca presidensi G20 Indonesia. *Journal of Tax Policy, Economics, and Accounting*, 1(1). <https://doi.org/10.61261/muctj.v1i1.14>
- Firmansyah, P., Adhi, P. M., & Abadi, C. S. (2021). Simulasi parametrik pengaruh temperatur lingkungan pada pembangkit listrik tenaga gas. *Jurnal Mekanik Terapan*, 2(2). <https://doi.org/10.32722/jmt.v2i2.4422>
- Humas EBTKE. (2022). *Masa transisi energi menuju net zero emission*. Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi (EBTKE).
- Kusnadi, N. A., Aprilya, J. A., Dea, A. P. A., Durrotunnisa, & Dinasty, R. (2022). Transisi energi: Kerjasama Indonesia–IEA (International Energy Agency) terhadap perkembangan energi terbarukan. *Seminar Nasional TREnD Technology of Renewable Energy and Development*.
- Marlin, S., Mus, A. R., & Junaid, A. (2022). Pengaruh belanja fungsi pendidikan, kesehatan, perumahan dan fasilitas umum terhadap indeks pembangunan manusia. *Jurnal Ekonomika*, 6(2).
- National Renewable Energy Laboratory. (2022). *System advisor model (SAM)*. U.S. Department of Energy.
- Putri, R. W., Junaidi, J., & Mustika, C. (2019). Pengaruh pertumbuhan ekonomi, indeks pembangunan manusia dan kepadatan penduduk terhadap tingkat kemiskinan kabupaten/kota di Provinsi Jambi. *E-Jurnal Ekonomi Sumberdaya dan Lingkungan*, 8(2), 96–107.
- Setiadi, R. (2022). Penerapan data mining untuk prediksi kebutuhan energi listrik Provinsi Lampung. *Jurnal Teknologi Pintar*, 2(12).

- Siagian, A. W., Daffa Alghazali, M. S., & Alify, R. F. (2023). Menuju transisi energi 2050: *Quo vadis* energi baru dan terbarukan. *Jurnal Hukum Lingkungan Indonesia*, 9(1). <https://doi.org/10.38011/jhli.v9i1.471>
- System Advisor Model. (2024). System advisor model (SAM). In *Solar Energy Engineering*. <https://doi.org/10.1016/b978-0-323-99350-0.15010-0>
- Taradifpa, S., Mahfuzah, N., & Siahaan, S. (2024). Efisiensi turbin gas terhadap variasi beban operasi di pembangkit listrik tenaga gas. *SINERGI POLMED: Jurnal Ilmiah Teknik Mesin*, 5(1). <https://doi.org/10.51510/sinergipolmed.v5i1.1405>
- Teruna, J. (2019). Audit energi awal melalui perhitungan intensitas konsumsi energi (IKE) listrik. *Jurnal Elektriika Borneo (JEB)*, 5(2).
- Untoro, J., Gusmedi, H., & Purwasih, N. (2014). Audit energi dan analisis penghematan konsumsi energi pada sistem peralatan listrik di Gedung Pelayanan Unila. *ELECTRICIAN – Jurnal Rekayasa dan Teknologi Elektro*, 8(2).