

Studi Evaluasi Dampak Ekonomi Antara Rugi-Daya (Losses) Terhadap Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Tenaga Listrik Pada Sistem Kelistrikan (Studi Kasus: PT PLN UP2B KALTIMRA)

Jeffry Bahari Sihombing^{1*}, Agus Indarto²

^{1,2} Program Studi Magister Teknik Elektro, Institut Teknologi PLN, Jakarta, Indonesia
Jalan Lingkar Luar Barat, Duri Kosambi, Cengkareng, Jakarta Barat, DKI Jakarta 11750
Email: jeffrybahari.s@gmail.com, agus.indarto@itpln.ac.id

ABSTRAK

Sistem Mahakam yang dikelola PT PLN UP2B Kaltimra menghadapi dilema operasional antara memaksimalkan pembangkit batubara berbiaya rendah, yang menaikkan susut transmisi akibat aliran daya jarak jauh, dengan mengoperasikan pembangkit lokal berbiaya mahal yang menekan susut namun menaikkan biaya produksi. Penelitian ini bertujuan memetakan profil susut, menganalisis korelasi dispatch pembangkit terhadap susut dan dampak finansialnya, serta menyusun skenario optimasi dispatch yang efisien dari sisi Total Cost, yaitu biaya pembangkitan ditambah Cost of Losses. Data 12 Laporan Evaluasi Operasi Bulanan 2025 (produksi 5.497,73 GWh, susut 41,95 GWh atau 0,763%) diolah melalui simulasi aliran daya Newton-Raphson di DIGSILENT PowerFactory yang divalidasi terhadap data AMR ($r = 0,904$), dianalisis dengan korelasi Pearson, dan diuji pada enam skenario optimasi dispatch. Hasil menunjukkan BPP Sistem, bukan susut transmisi, sebagai penentu dominan Total Cost per kWh ($r = +0,992$), sementara Cost of Losses hanya berkontribusi 0,7-1,0%. Skenario dispatch yang mengoptimalkan biaya, susut, dan keandalan N-1 secara simultan menurunkan susut menjadi 0,934% dan menghemat Total Cost sekitar Rp18,1 Miliar per bulan tanpa mengorbankan keandalan sistem. Strategi dispatch yang tepat adalah memprioritaskan pembangkit dengan BPP riil terendah, bukan sekadar memaksimalkan porsi batubara.

Kata kunci: Susut Transmisi, Biaya Pokok Penyediaan, Cost Of Losses, Merit Order Dispatch, Digsilent Powerfactory

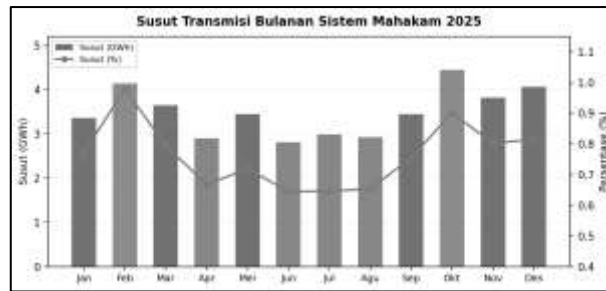
ABSTRACT

The Mahakam system managed by PT PLN UP2B Kaltimra faces an operational dilemma between maximizing low-cost coal-fired power plants, which increase transmission losses due to long-distance power flows, and operating high-cost local power plants that suppress losses but increase production costs. This study aims to map the loss profile, analyze the correlation of power plant dispatch to losses and their financial impacts, and develop efficient dispatch optimization scenarios in terms of Total Cost, namely generation costs plus Cost of Losses. Data from 12 Monthly Operation Evaluation Reports 2025 (production 5,497.73 GWh, losses 41.95 GWh or 0.763%) were processed through Newton-Raphson power flow simulations in DIGSILENT PowerFactory validated against AMR data ($r = 0.904$), analyzed with Pearson correlation, and tested on six dispatch optimization scenarios. The results show that the System BPP, not transmission losses, is the dominant determinant of Total Cost per kWh ($r = +0.992$), while Cost of Losses only contributes 0.7-1.0%. A dispatch scenario that simultaneously optimizes N-1 costs, losses, and reliability reduces losses to 0.934% and saves approximately IDR 18.1 billion per month in total costs without sacrificing system reliability. The correct dispatch strategy prioritizes generators with the lowest real cost of electricity, rather than simply maximizing coal consumption.

Keywords: Transmission Losses, Cost Of Supply, Cost Of Losses, Merit Order Dispatch, Digsilent Powerfactory

Pendahuluan

Sistem Mahakam yang dikelola oleh PT PLN (Persero) Unit Pelaksana Pengatur Beban Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara (UP2B Kaltimra) merupakan tulang punggung penyaluran tenaga listrik 150 kV untuk Samarinda, Balikpapan, Bontang, hingga kawasan Ibu Kota Nusantara (IKN). Berdasarkan rekam neraca energi 12 bulan sepanjang tahun 2025, dari 5.497,73 GWh energi yang mengalir ke jaringan transmisi, tercatat 41,95 GWh (rata-rata 0,763%) terdisipasi sebagai susut transmisi (transmission losses), dengan variasi bulanan yang cukup lebar, dari 0,644% pada Juni hingga 0,979% pada Februari, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 1 [1]



Gambar 1. Variasi Susut Transmisi Bulanan Sistem Mahakam Tahun 2025

Susut transmisi utamanya didominasi oleh rugi-rugi tembaga (I^2R losses) pada konduktor dan belitan transformator, yang besarnya berbanding lurus dengan kuadrat arus yang mengalir [2], [3]. Secara global, transformator distribusi diperkirakan menyumbang sekitar sepertiga dari total susut transmisi dan distribusi [4], sementara integrasi pembangkit energi terbarukan yang lokasinya tersebar turut mengubah pola aliran daya dan distribusi susut pada jaringan transmisi modern [5]. Fenomena ini memunculkan dilema operasional bagi dispatcher UP2B Kaltimra: memaksimalkan pembangkit batubara berbiaya pokok penyediaan (BPP) murah (Rp1.199–1.721/kWh) yang sebagian besar berlokasi jauh dari pusat beban akan mendorong aliran daya jarak jauh dan menaikkan susut I^2R , sedangkan mengoperasikan pembangkit lokal dekat beban seperti PLTD berbahan bakar minyak (BPP Rp9.589–17.725/kWh) dapat menekan susut namun membengkakkan biaya produksi per kWh. Pertanyaan mendasarnya adalah apakah penghematan dari BPP rendah masih lebih besar dari kerugian akibat susut yang ditimbulkannya, ataukah sebaliknya [6], [7]. Pada skala internasional, rasio susut tetap dan variabel bahkan lazim digunakan sebagai indikator kesehatan operasional suatu utilitas kelistrikan [8].

Data operasional menunjukkan pola yang tampak kontradiktif: pada Februari 2025, ketika dispatch PLTD dan PLTMG berbahan bakar mahal mencapai puncaknya (18,7 GWh), susut transmisi justru mencatat rekor tertinggi (0,979%); sebaliknya pada Juni–Juli, ketika dispatch BBM ditekan minimal, susut turun ke level terendah (0,644–0,646%). Hal ini terjadi karena peningkatan dispatch suatu pembangkit tidak selalu memperpendek jarak penyaluran, melainkan dapat mengubah pola aliran daya keseluruhan sistem sehingga membebani ruas transmisi tertentu secara berlebihan [9].

Evaluasi susut yang lazim dilakukan di lingkungan UP2B Kaltimra masih menggunakan pendekatan biaya rata-rata sistem (average cost) yang statis, tanpa mempertimbangkan dinamika penjadwalan pembangkit (merit order) maupun distribusi aliran daya spasial pada setiap ruas transmisi [10]. Penelitian lain membuktikan bahwa optimasi aliran daya (Optimal Power Flow) mampu menghemat biaya pembangkitan hingga 10,12%, namun belum mengintegrasikan trade-off antara biaya susut dan biaya pembangkitan secara simultan. Studi-studi lain memberikan fondasi teoritis yang relevan, mulai dari optimasi penjadwalan pembangkit termal dengan penalti susut transmisi [11], [12], analisis rugi-rugi daya dan jatuh tegangan pada SUTT 150 kV [13], pemetaan kerugian finansial akibat susut pada saluran transmisi spesifik [13], hingga mitigasi susut non-teknis pada sisi distribusi [14] dan dampak penambahan pembangkit terhadap susut tanpa rekonfigurasi jaringan [15]. Dari sisi pelanggan, kajian mengenai nilai kerugian akibat gangguan pasokan (value of lost load) menyoroti dampak downstream susut terhadap konsumen industri [16], berbeda dengan fokus penelitian ini yang menyoroti dampak upstream terhadap struktur biaya internal PLN. Kesenjangan yang belum terisi dari literatur tersebut adalah evaluasi yang menggabungkan data metering transaksi riil dengan simulasi aliran daya multi-bulan serta analisis Total Cost gabungan biaya pembangkitan dan Cost of Losses secara empiris.

Berdasarkan kesenjangan tersebut, penelitian ini bertujuan untuk: (1) memetakan profil susut teknis Sistem Mahakam melalui simulasi aliran daya dan memvalidasinya terhadap data realisasi metering transaksi; (2) menganalisis korelasi antara dispatch pembangkit dengan variasi susut serta dampak finansialnya terhadap Total Cost; dan (3) menyusun skenario optimasi dispatch yang memperhitungkan batasan teknis (kapasitas pembangkit, thermal limit saluran, profil tegangan, dan ketersediaan bahan bakar) beserta estimasi penghematan biayanya.

Metode Penelitian

Lokasi dan Sumber Data

Penelitian dilakukan pada Sistem Mahakam, subsistem transmisi 150 kV terbesar di wilayah kerja UP2B Kaltimra yang merupakan bagian dari sistem tenaga listrik interkoneksi meliputi subsistem pembangkitan, transmisi, dan distribusi yang saling terkoordinasi [17], menggunakan metode kuantitatif deskriptif dengan pendekatan studi kasus dan analisis komparatif antar-bulan. Seluruh data bersumber dari 12 Laporan Evaluasi Operasi Bulanan (EOB) periode Januari–Desember 2025, mencakup realisasi produksi netto tiap pembangkit, data serah-terima energi hasil pencatatan Automatic Meter Reading (AMR) di 27 gardu induk, serta Biaya Pokok Penyediaan (BPP) riil tiap pembangkit yang telah mencakup komponen bahan bakar, operasi-

pemeliharaan, dan kontrak PPA untuk pembangkit IPP [18], [19]. Data sekunder berupa Single Line Diagram jaringan 150 kV, parameter saluran (R, X, B), dan data nameplate ± 60 unit transformator – yang keandalannya turut mengacu pada metode penilaian kondisi transformator sebagaimana diterapkan pada unit transmisi PLN Jawa Bagian Barat [20] – serta Daya Mampu Netto (DMN) setiap pembangkit digunakan untuk membangun model simulasi di DIgSILENT PowerFactory [21].

Tahapan Analisis Data

Pengolahan data dilakukan dalam empat tahap berurutan. Tahap pertama adalah verifikasi neraca energi bulanan untuk memastikan konsistensi data mentah, dengan persentase susut teknis dihitung dari selisih energi masuk dan keluar transmisi dikurangi pemakaian sendiri gardu induk, dibagi energi masuk transmisi [22].

Tahap kedua adalah simulasi aliran daya (load flow), mengikuti pendekatan yang telah diterapkan pada berbagai studi jaringan transmisi menggunakan DIgSILENT PowerFactory [23]. Jaringan 150 kV Sistem Mahakam – sekitar 40 ruas Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) dan ± 60 unit transformator – direkonstruksi di DIgSILENT PowerFactory dengan parameter saluran dan transformator yang akurat sebagai kunci validitas hasil simulasi [24], dan diselesaikan dengan algoritma Newton-Raphson yang memiliki konvergensi kuadratik cepat [25], [26] yang melinearisasi persamaan aliran daya tiap bus:

$$P_i + jQ_i = V_i \sum Y_{ij} V_j, \text{ untuk } i = 1, 2, \dots, n \quad (1)$$

Di mana P_i dan Q_i berturut-turut adalah daya aktif dan reaktif bus i , V_i dan V_j adalah tegangan bus, serta Y_{ij} adalah elemen matriks admitansi bus. Simulasi dijalankan 12 kali (satu untuk setiap bulan) menggunakan data dispatch dan beban riil mengikuti kerangka multi-period load flow [27], kemudian hasil susut simulasi divalidasi terhadap susut realisasi AMR dengan toleransi deviasi yang dievaluasi pada Bagian 3.1. Hubungan tren keduanya, serta hubungan dispatch tiap pembangkit terhadap persentase susut, diukur menggunakan koefisien korelasi Pearson:

$$r = \frac{\sum (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum (X_i - \bar{X})^2 \sum (Y_i - \bar{Y})^2}} \quad (2)$$

Di mana X_i dan Y_i adalah nilai variabel pada bulan ke- i , serta $\bar{X}$ dan $\bar{Y}$ adalah rata-ratanya.

Tahap ketiga adalah analisis perbandingan Total Cost. Biaya pembangkitan bulanan dihitung dari perkalian produksi dan BPP riil tiap pembangkit mengikuti prinsip economic dispatch [28] dan definisi BPP pada regulasi Kementerian ESDM [29], sedangkan Cost of Losses (CoL) dihitung dari perkalian volume susut realisasi dengan BPP Sistem bulan bersangkutan. Total Cost per kWh dinormalisasi terhadap energi tersalurkan:

$$TC/kWh = (\text{Biaya Pembangkitan} + \text{CoL}) / kWh \text{ tersalurkan} \quad (3)$$

Tahap keempat adalah penyusunan skenario optimasi dispatch mengikuti strategi merit order [30], termasuk pendekatan penentuan unit pembangkit yang dinonaktifkan berdasarkan analisis ekonomi sebagaimana diterapkan pada studi load shifting menggunakan battery energy storage system pada sistem interkoneksi skala besar [31], dengan mempertimbangkan empat batasan teknis: (a) kapasitas pembangkit tidak melebihi DMN dikurangi derating dan outage; (b) arus saluran tidak melampaui thermal limit konduktor ACSR; (c) profil tegangan bus berada pada rentang $\pm 5\%$ dari nominal sesuai standar operasi PLN yang juga dapat diperbaiki melalui optimasi posisi tap changer transformator untuk menekan rugi-rugi I^2R [33]; dan (d) ketersediaan bahan bakar sesuai kontrak Take-or-Pay untuk pembangkit gas. Enam skenario dispatch disusun dengan prioritas berbeda (optimasi susut, optimasi BPP, kepatuhan capacity factor IPP, keandalan N-1, serta kombinasi ketiganya) dan disimulasikan ulang di DIgSILENT PowerFactory menggunakan beban November 2025 (650,1 MW) dan BPP rata-rata tahunan agar perbandingan antar-skenario bersifat adil.

Hasil Dan Pembahasan

Profil Susut Transmisi dan Validasi Model Simulasi

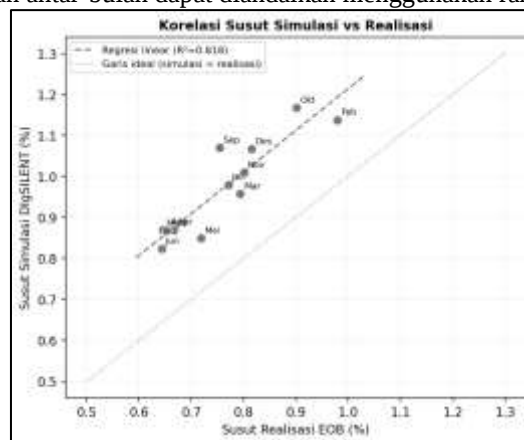
Simulasi aliran daya menghasilkan susut transmisi bulanan yang secara konsisten lebih tinggi daripada susut realisasi EOB, dengan deviasi rata-rata +25,3% (Tabel 1). Deviasi ini terutama disebabkan oleh penggunaan beban rata-rata bulanan sebagai input simulasi, meskipun beban riil berfluktuasi sepanjang hari, sehingga karena susut berbanding kuadrat terhadap arus ($P_{\text{loss}} \propto I^2$) simulasi cenderung mengalami overestimasi; faktor lain adalah cakupan pemodelan yang terbatas pada pembangkit 150 kV dan parameter jaringan yang berbasis data desain (nameplate).

Tabel 1. Perbandingan Susut Simulasi DIgSILENT vs Susut Realisasi EOB 2025

Bulan	Sim (%)	Real (%)	Deviasi
Jan	0,979	0,771	+24,4%
Feb	1,137	0,979	+13,8%
Mar	0,957	0,794	+17,5%
Apr	0,869	0,667	+27,4%
Mei	0,849	0,719	+14,6%

Bulan	Sim (%)	Real (%)	Deviasi
Jun	0,823	0,644	+24,8%
Jul	0,870	0,646	+32,3%
Agu	0,868	0,653	+31,2%
Sep	1,070	0,755	+38,3%
Okt	1,167	0,901	+26,3%
Nov	1,009	0,801	+23,6%
Des	1,066	0,815	+29,2%
Rata-rata	0,972	0,763	+25,3%

Meskipun deviasi absolut cukup besar, pola tren susut simulasi konsisten dengan realisasi, ditunjukkan oleh koefisien korelasi Pearson $r = 0,904$ ($R^2 = 0,818$) antara persentase susut simulasi dan realisasi pada 12 titik data bulanan (Gambar 2). Nilai ini mengonfirmasi bahwa model simulasi valid secara tren – bulan dengan susut realisasi tinggi (Februari, Oktober) juga menunjukkan susut simulasi tinggi – sehingga analisis korelasi dispatch-susut dan perbandingan antar-bulan dapat diandalkan menggunakan ranking relatif, bukan nilai absolut.



Gambar 2. Scatter Plot Korelasi Susut Simulasi vs Realisasi ($r = 0,904$)

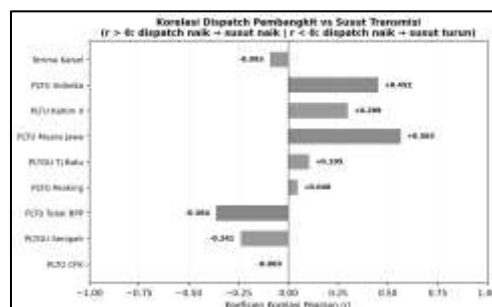
Korelasi Dispatch Pembangkit terhadap Susut Transmisi

Koefisien korelasi Pearson antara dispatch rata-rata sembilan pembangkit 150 kV dan persentase susut simulasi disajikan pada Tabel 2 dan Gambar 3.

Tabel 2. Koefisien Korelasi Pearson Dispatch Pembangkit vs Susut Transmisi

Pembangkit	BB	r	Kategori
PLTU Muara Jawa	Batubara	+0,566	Positif sedang
PLTU Indoeka	Batubara	+0,452	Positif sedang
PLTU Kaltim II (GPK)	Batubara	+0,299	Positif lemah
PLTGU Tj. Batu	Gas	+0,105	Tidak signifikan
PLTG Peaking	Gas	+0,046	Tidak signifikan
PLTU CFK	Batubara	-0,003	Tidak signifikan
Terima Kalsel	Interkoneksi	-0,094	Tidak signifikan
PLTGU Senipah	Gas	-0,241	Negatif lemah
PLTU Teluk Balikpapan	Batubara	-0,364	Negatif sedang

$n = 12$ titik data bulanan



Gambar 3. Korelasi Dispatch Pembangkit 150 kV terhadap Susut Transmisi

PLTU Muara Jawa ($r = +0,566$) dan PLTU Indoeka ($r = +0,452$) menunjukkan korelasi positif terkuat – kenaikan dispatch keduanya berkontribusi menaikkan susut karena lokasinya relatif jauh dari pusat beban Balikpapan, sehingga peningkatan produksi mendorong aliran daya jarak jauh melalui ruas SUTT Muara Jawa–Embalut–Bukuan. Sebaliknya, PLTU Teluk Balikpapan ($r = -0,364$) menunjukkan korelasi negatif karena berlokasi tepat di pusat beban terbesar Sistem Mahakam; peningkatan dispatch-nya memasok beban lokal tanpa memerlukan aliran daya jarak jauh, sehingga menurunkan arus dan susut I²R pada ruas-ruas transmisi. Temuan ini menegaskan bahwa lokasi pembangkit relatif terhadap pusat beban lebih menentukan dampaknya terhadap susut dibandingkan jenis bahan bakar atau biaya produksinya – sebuah wawasan operasional yang tidak tertangkap oleh pendekatan average cost konvensional [32]. Titik interkoneksi Terima Kalsel menunjukkan korelasi lemah dan tidak signifikan ($r = -0,094$) terhadap susut Sistem Mahakam, konsisten dengan pentingnya evaluasi teknis-ekonomi pada setiap titik sambung antarsistem, termasuk interkoneksi antar-pulau seperti kabel laut Sumatera–Bangka.

Perbandingan Total Cost: BPP Sistem vs Susut Transmisi

Disparitas BPP riil antar-pembangkit 150 kV yang mendasari perhitungan Total Cost diekstraksi dari data biaya dan produksi aktual pada sheet BPP tiap laporan EOB bulanan, sebagaimana dirangkum pada Tabel 3.

Tabel 3. BPP Riil Rata-rata per Pembangkit 150 kV Tahun 2025

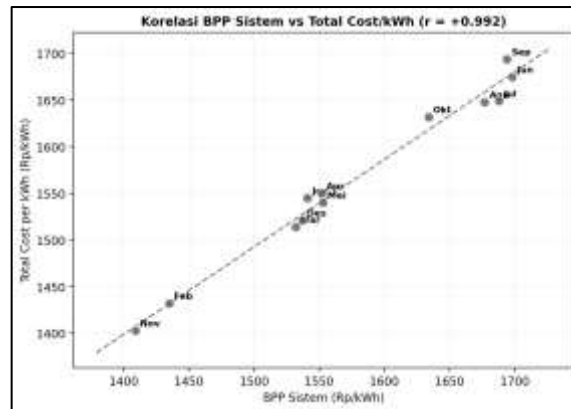
Pembangkit	BB	BPP Rata-rata (Rp/kWh)
PLTU CFK #1#2	Batubara	1.199
PLTU GPK	Batubara	1.298
PLTU Muara Jawa	Batubara	1.348
PLTU Indoeka	Batubara	1.459
PLTU CFK #3	Batubara	1.507
PLTGU Senipah	Gas	1.507
PLTU Teluk BPP	Batubara	1.721
PLTGU Tj. Batu	Gas	1.988
PLTG Peaking	Gas	2.390
PLTMG Bontang	Gas	2.641
PLTMG Wartsila	Gas	2.850

Tabel 3 menunjukkan bahwa BPP riil pembangkit batubara (Rp1.199–1.721/kWh) dan gas (Rp1.507–2.850/kWh) saling tumpang tindih – PLTU Teluk BPP (batubara, aset PLN) misalnya memiliki BPP rata-rata Rp1.721/kWh, lebih mahal dari PLTGU Senipah (gas, IPP) yang BPP-nya Rp1.507/kWh, karena BPP riil sudah mencakup komponen kapital dan kontrak PPA, bukan sekadar bahan bakar. Perhitungan Total Cost 12 bulan menggunakan BPP riil dari EOB menunjukkan bahwa bulan November merupakan bulan paling efisien (Rp1.403/kWh), sedangkan September paling mahal (Rp1.694/kWh), selisih Rp291/kWh (Tabel 4).

Tabel 4. Total Cost Bulanan Sistem Mahakam 2025 (BPP Riil EOB)

Bulan	BPP Sis (Rp/kWh)	Susut (%)	TC/kWh (Rp)	Rank
Jan	1.541	0,77	1.545	#6
Feb	1.435	0,98	1.432	#2
Mar	1.532	0,79	1.514	#3
Apr	1.552	0,67	1.550	#7
Mei	1.553	0,72	1.540	#5
Jun	1.698	0,64	1.675	#11
Jul	1.688	0,65	1.649	#10
Agu	1.677	0,65	1.648	#9
Sep	1.694	0,76	1.694	#12
Okt	1.634	0,90	1.632	#8
Nov	1.409	0,80	1.403	#1
Des	1.537	0,82	1.521	#4

Korelasi Pearson antara BPP Sistem dan Total Cost per kWh mencapai $r = +0,992$ (Gambar 4), mengonfirmasi bahwa biaya pembangkitan merupakan faktor dominan penentu Total Cost, sementara Cost of Losses hanya berkontribusi 0,7–1,0% terhadap Total Cost. Menariknya, proporsi dispatch batubara saja terbukti berkorelasi lemah terhadap efisiensi biaya ($r = +0,174$), sejalan dengan tumpang tindih BPP batubara dan gas pada Tabel 3.



Gambar 4. Korelasi BPP Sistem vs Total Cost per kWh ($r = +0.992$)

Perbandingan bulan terbaik (November) dan terburuk (September) memperjelas hal ini: selisih share batubara antar-keduanya hanya 5,4% (82,4% vs 77,0%), namun selisih BPP Sistem mencapai Rp285/kWh. Selisih biaya pembangkitan (Rp102,8 Miliar) mendominasi 99,6% dari selisih Total Cost, sedangkan selisih Cost of Losses (Rp0,45 Miliar) hanya berkontribusi 0,4% – sekitar 228 kali lebih kecil. Dengan demikian, strategi operasi yang tepat bukan sekadar memaksimalkan batubara, melainkan memprioritaskan dispatch pembangkit dengan BPP riil terendah apa pun jenis bahan bakarnya.

Skenario Optimasi Dispatch Pembangkit

Enam skenario dispatch disimulasikan ulang menggunakan beban November 2025 dan BPP rata-rata tahunan agar perbandingan antar-skenario bersifat adil (Tabel 5).

Tabel 5. Rekap Hasil Simulasi Enam Skenario Optimasi Dispatch

Skenario	BPP Sis (Rp/kWh)	Susut (%)	TC/kWh (Rp)	Cad. (MW)	Hemat (%)
Baseline	1.553	1,009	1.584	0	-
S1 Opt Susut	1.476	0,905	1.503	0	5,3
S2 Opt BPP	1.373	1,781	1.423	0	11,1
S3 IPP $\geq$ 80%	1.430	2,075	1.490	0	7,2
S4 Handal	1.525	1,106	1.559	452	1,9
S5 BPP+Handal	1.480	1,372	1.521	452	4,6
S6 Triple	1.519	0,934	1.548	452	2,5

Cad. = cadangan berputar; kebutuhan minimum N-1 = 100 MW

Skenario 2 (optimasi BPP murni) menghasilkan biaya pembangkitan termurah, namun menaikkan susut hingga 1,781% (naik 76,5% dari baseline) karena PLTU Teluk Balikpapan yang berlokasi di pusat beban dimatikan total, sehingga beban Balikpapan harus dipasok dari pembangkit di utara melalui jaringan transmisi panjang. Skenario 3 (kepatuhan capacity factor IPP $\geq$ 80%) menghasilkan susut tertinggi (2,075%, lebih dari dua kali baseline) karena PLTU Muara Jawa dan Indoeka – berkapasitas besar dan berkorelasi positif terhadap susut – di-dispatch bersamaan pada level tinggi.

Skenario 6 (Triple Optimasi biaya, susut, dan keandalan secara simultan) tampil sebagai kompromi paling rasional: menurunkan susut dari 1,009% menjadi 0,934%, menekan BPP Sistem dari Rp1.553/kWh menjadi Rp1.519/kWh, dan menghemat Total Cost sebesar Rp18,1 Miliar/bulan ($\pm$ Rp217 Miliar/tahun, setara 2,5%) sekaligus tetap memenuhi kriteria keandalan N-1 dengan cadangan berputar 452 MW, jauh melebihi kebutuhan minimum 100 MW. Rekomendasi operasional yang diusulkan adalah menerapkan Skenario 6 sebagai pola dispatch standar pada jam Waktu Beban Puncak (17.00–22.00) ketika kebutuhan keandalan tertinggi, mengeskalasi ke Skenario 5 yang lebih hemat pada jam beban rendah, serta menerapkan Skenario 3 secara periodik untuk memenuhi kewajiban capacity factor IPP.

Pendekatan analisis tekno-ekonomi serupa turut diterapkan pada evaluasi skema proteksi N-2 SUTET Batang-Pemalang untuk mendukung pengoperasian pembangkit skala besar, yang memperkuat relevansi kerangka Total Cost dalam pengambilan keputusan operasional jaringan transmisi tegangan tinggi. Sejalan dengan itu, evaluasi ekonomi rugi daya pada transformator gardu indukmenegaskan bahwa komponen susut transformator turut berkontribusi terhadap Cost of Losses total, sehingga relevan dengan cakupan pemodelan pada penelitian ini. Sebagai alternatif teknis untuk menekan susut secara struktural, evaluasi tekno-ekonomi rekonduktoring saluran transmisi tegangan tinggi juga relevan dipertimbangkan bersama strategi optimasi dispatch yang diusulkan pada penelitian ini.

Simpulan

Evaluasi terhadap Sistem Mahakam UP2B Kaltimra menunjukkan bahwa susut transmisi 150 kV sepanjang 2025 berfluktuasi antara 0,644% dan 0,979% (total 41,95 GWh), dengan model simulasi DigSILENT yang tervalidasi secara tren terhadap data realisasi metering ($r = 0,904$). Dispatch PLTU Muara Jawa dan PLTU Indoea yang berlokasi jauh dari pusat beban paling berkorelasi positif dengan kenaikan susut, sedangkan PLTU Teluk Balikpapan yang berlokasi di pusat beban berkorelasi negatif, menunjukkan bahwa lokasi pembangkit lebih menentukan dampaknya terhadap susut dibandingkan jenis bahan bakar.

Dari sisi ekonomi, BPP Sistem terbukti menjadi penentu dominan Total Cost per kWh ($r = +0,992$), sementara Cost of Losses hanya berkontribusi 0,7–1,0%, dan proporsi batubara semata tidak menjamin efisiensi biaya ($r = +0,174$) karena BPP riil batubara dan gas saling tumpang tindih. Implikasinya, strategi merit order dispatch yang tepat adalah memprioritaskan pembangkit dengan BPP riil terendah, bukan sekadar memaksimalkan porsi batubara. Skenario optimasi dispatch yang menyeimbangkan biaya, susut, dan keandalan N-1 (Skenario 6) terbukti paling rasional untuk diterapkan, menurunkan susut menjadi 0,934% dan menghemat Total Cost sekitar Rp18,1 Miliar/bulan ($\pm$ Rp217 Miliar/tahun) tanpa mengorbankan keandalan sistem.

Untuk pengembangan lebih lanjut, disarankan penggunaan profil beban 30 menit dari SCADA sebagai input simulasi guna meningkatkan akurasi estimasi susut, penerapan analisis regresi multivariat atau machine learning untuk memodelkan hubungan simultan antar-variabel dispatch, pembaruan tabel merit order dispatch secara berkala mengikuti fluktuasi BPP riil, serta evaluasi ulang secara periodik mengingat pembangunan IKN dan integrasi pembangkit energi terbarukan yang akan mengubah topologi jaringan dan profil beban Sistem Mahakam dalam beberapa tahun mendatang. Sebagai pelengkap optimasi dispatch, strategi teknis seperti rekondutoring saluran transmisi dan evaluasi efektivitas-efisiensi interkoneksi antar-sistem dapat dikaji lebih lanjut untuk menekan susut secara struktural, sementara penerapan battery energy storage system untuk load shifting berbasis biaya serta pemantauan kondisi transformator secara berkala berpotensi melengkapi strategi optimasi Total Cost yang diusulkan pada penelitian ini.

Ucapan Terimakasih

Penulis mengucapkan terima kasih kepada PT PLN (Persero) UP2B Kaltimra atas akses data Evaluasi Operasi Bulanan dan dukungan teknis selama penelitian, serta kepada Program Studi Magister Teknik Elektro, Institut Teknologi PLN, atas bimbingan dan fasilitas yang diberikan selama penyusunan penelitian ini.

Daftar Pustaka

- [1] J. Langer, A. Astuti, C. Chalkiadakis, J. Quist, O. Hoes, and K. Blok, "Plant siting and economic potential of ocean thermal energy conversion in Indonesia a novel GIS-based methodology," *Energy*, vol. 224, no. 2021, p. 120121, 2025, doi: 10.1016/j.energy.2021.120121.
- [2] V. Casalicchio, G. Manzolini, M. Giacomo, and D. Moser, "From investment optimization to fair benefit distribution in renewable energy community modelling," *Appl. Energy*, vol. 310, no. April 2021, p. 118447, 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.118447.
- [3] S. Adiguna, A. N. Afandi, and M. Cahyo, "Techno-economic modeling and analysis of a PV EV charged with battery energy storage system (BESS) on Kalimantan Island q," *Glob. Energy Interconnect.*, vol. 8, no. 2, pp. 225–239, 2025, doi: 10.1016/j.gloi.2025.01.003.
- [4] E. Nurdiana and M. Very, "Journal of Mechatronics , Electrical Power , Techno-economic assessment of Bilacenge PV grid system in Southwest Sumba," vol. 15, no. 2, pp. 242–251, 2024.
- [5] F. A. Qamar, "Techno - economic analysis of rooftop solar power plant implementation and policy on mosques : an Indonesian case study," *Sci. Rep.*, pp. 1–18, 2022, doi: 10.1038/s41598-022-08968-6.
- [6] A. Bazarah *et al.*, "ScienceDirect Factors influencing the performance and durability of polymer electrolyte membrane water electrolyzer : A review," *Int. J. Hydrogen Energy*, no. xxxx, 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.08.180.
- [7] M. S. Suteja and F. Husnayain, "Journal of Renewable Energy and Smart Device (JORESD) Techno-Economic Evaluation of ACCC Reconductoring and Dynamic Line Rating for 150-kV Transmission Networks Using Validated Multi-Objective Journal of Renewable Energy and Smart Device (JORESD)," vol. 4, no. 1, pp. 85–95, 2026, doi: 10.66314/joresd.v4i1.1063.1.
- [8] C. C. dos Santos Accioly Lins, F. M. de Moraes Ramos-Perez, A. dos Anjos Pontual, M. L. dos Anjos Pontual, and E. H. L. do Nascimento, "Digital oral radiography," *Digitization in Dentistry: Clinical Applications*. pp. 65–88, 2021. doi: 10.1007/978-3-030-65169-5_3.
- [9] R. Effendi and A. Z. Syahwaludin, "G-Tech : Jurnal Teknologi Terapan Comparative Analysis of Electrical Performance of 50 WP Monocrystalline and," vol. 10, no. 3, pp. 1052–1062, 2026.
- [10] H. Khaloie, C. S. Lai, L. L. Lai, and L. Fellow, "An Innovative Coalitional Trading Model for a

- Biomass Power Plant Paired with Green Energy,” 2021, doi: 10.1109/TSTE.2021.3138777.
- [11] J. Jian *et al.*, “DLMP - based Quantification and Analysis Method of Operational Flexibility in Flexible Distribution Networks,” pp. 1–14.
 - [12] T. J. Prasetyo and U. Syaipudin, “Full Costing Analysis of Power Generation Supply Costs : Differences Across Power Plant Types in 2023,” pp. 340–349, 2023.
 - [13] S. Sikumbang and I. Garniwa, “Optimizing Generation Costs in Electricity Supply Business Plan for Electricity Companies in Indonesia : A Reliability-Based Approach for the Sumatra Power System,” no. June, pp. 236–253, 2025.
 - [14] Y. Nobuoka and T. Mizunoya, *Integrated macroeconomic and climate impact assessment of Japan - financed power plants in Indonesia : a cost – benefit and input – output approach*, vol. 9, no. 2. Springer Nature Singapore, 2025. doi: 10.1007/s41685-025-00372-y.
 - [15] R. Citation, “Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences Impact of hybrid power generation on voltage , losses , and electricity cost indistribution networks,” vol. 29, no. 3, pp. 1720–1735, 2021, doi: 10.3906/elk-2006-149.
 - [16] F. P. Deylami, “Reactive power valuation for DFIGs based on power loss and power capacity limitations,” no. December 2024, pp. 1–13, 2025, doi: 10.1049/rpg2.13189.
 - [17] D. J. Damiri, “PLTBM Kuala Mandor Dengan Simulasi Digsilent Optimization Of The 20 Kv Voltage Profile Through The Integration Of Kuala Mandor Biomass Power Plant (PLTBM) Using Digsilent Simulation,” vol. 13, no. 3, pp. 1–5, 2025.
 - [18] A. Manfredi, G. Manfrida, C. Carcasci, and D. Fiaschi, “Integration of hydrogen production with geothermal power plants : Utilizing H2 as a spinning reserve unit,” *Renew. Energy*, vol. 256, no. PH, p. 124630, 2026, doi: 10.1016/j.renene.2025.124630.
 - [19] A. Setiawan, “Electricity Tariff Simulation on The Largest Electric Power System in Indonesia Using The Time Of Use and Critical Peak Pricing Schemes Based on Revenue Neutrality,” pp. 93–98, 2021.
 - [20] L. Port, K. Tuhup, and K. B. Tuhup, “Studi Kelayakan Pembangunan Sistem Interkoneksi Jaringan,” vol. 6, no. 2, pp. 481–493, 2024, doi: 10.33650/jecom.v4i2.
 - [21] R. A. Dewi, F. Husnayain, and U. Indonesia, “and Power System Engineering Techno-Economic Analysis of Hybrid PLTD – PV BESS Rental Pricing in West Kalimantan,” vol. 08, no. 02, pp. 233–247, 2025.
 - [22] E. O. Quantity, “Jurnal SENOPATI,” pp. 36–44, 2025.
 - [23] N. Kesphrom, “Power Distribution System Improvement Planning Considering Financial Losses Due to Faults in Power Systems,” 2025.
 - [24] M. D. Naufal, R. Juniah, and Y. Sutejo, “Economic Value Analysis of Mine Void Water Utilization from PT Timah Tbk as a Micro-Hydro Power Energy Source for Community Energy Sustainability Around the Mining Area,” vol. 4, no. 7, pp. 15–20, 2026.
 - [25] D. Maharani *et al.*, “Toward Zero Downtime Sustainable Data Centers in Tropical Regions : A Rooftop Photovoltaic – Battery Hybrid Approach with Techno-Economic and Policy Insights,” pp. 1–26, 2026.
 - [26] J. Langer, J. Quist, and K. Blok, “Upscaling scenarios for ocean thermal energy conversion with technological learning in Indonesia and their global relevance,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 158, no. November 2021, p. 112086, 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112086.
 - [27] Z. Li, X. Fang, L. Cheng, and X. Wei, “Techno-Economic Analysis of Non-Aqueous Hybrid Redox Flow Batteries”.
 - [28] K. Dufoss, M. Marie-charlotte, V. Augiseau, T. Henrion, and H. Djelal, “Quantification and Environmental Assessment of Wood Ash from Biomass Power Plants : Case Study of Brittany Region in France,” 2022.
 - [29] S. E. Nwachukwu and G. S. Member, “Hybrid Renewable Energy Optimization Using HOMER Pro : A Systematic Literature Review and Future Research Agenda for Emerging Economies,” no. December 2025, pp. 10695–10718, 2026.
 - [30] E. Supriyanto, J. Sentanuhady, W. H. Hasan, and A. D. Nugraha, “Policy and Strategies of Tariff Incentives Related to Renewable Energy : Comparison between Indonesia and Other Developing and Developed Countries,” 2022.
 - [31] M. H. Aksoy, M. Ispir, and M. Bakirhan, “Analysis of the azimuth angles of a medium-scale PV system in non-ideal positions for roof application,” vol. 11, no. 1, pp. 74–82, 2023.
 - [32] A. Rahmat, Z. Arifin, and D. Utami, “Techno-Economic Analysis & Environmental Evaluation of Hybrid Energy Sistem : Study Case Menui Island , Central Sulawesi,” *2024 6th Int. Conf. Power Eng. Renew. Energy*, vol. 1, pp. 1–6, 2024, doi: 10.1109/ICPERE63447.2024.10845415.