ANALISIS KINERJA OPERASIONAL DAN STRATEGI OPTIMASI PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA PANAS BUMI

Azwa Oktaviani Miharja[1], Henk Subekti [1*,] Diyah Rosiani[1], Akhmad Sofyan[1,2]
[1]Teknik Produksi Minyak dan Gas Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Kementerian Energi dan Mineral, Jalan Gajahmada No. 38 Cepu, 58312.
[2]*Department of Geology, Faculty of Earth Science, University of Szeged, 13 Dugonics Square, 6720 Szeged, Hungary.*
**E-mail*: *henksubekti@gmail.com*

ABSTRAK

Pembangkit panas bumi skala kecil berperan penting dalam penyediaan energi terbarukan di Indonesia, namun data kinerjanya masih terbatas. Penelitian ini menganalisis data operasional pembangkit 15 MW *single-flash* di Jawa Barat selama Oktober 2024 dengan 93 catatan pengamatan menggunakan metode statistik deskriptif, analisis korelasi pearson, regresi linear, dan *time-series analysis.* Data dikumpulkan tiga kali sehari dari DCS mencakup parameter pembangkitan listrik *(MW Gross, MW Nett),* kondisi uap *(Flow Steam, Pressure Header, Temperature Header*), dan kontrol turbin *(MCV position).* Hasil menunjukkan pembangkitan daya bervariasi 11,87-15,87 MW dengan rata-rata 13,68 MW *(capacity factor* 91,2%), efisiensi netto 90,6%, dan konsumsi beban internal 9,4%. Analisis korelasi mengungkapkan hubungan sangat kuat antara aliran uap dan daya output (r=0,94, R^2=0,884), dimana setiap kenaikan 1 kg/s menghasilkan tambahan 0,39 MW. Studi mengidentifikasi tiga fase operasional berbeda: fase stabil baseline (13,76±0,22 MW), peningkatan kinerja +5,2% (14,48±0,57 MW), dan penurunan kinerja -15,6% (12,22±0,26 MW) akibat degradasi aliran uap. *Benchmarking* menunjukkan kinerja kompetitif dalam rentang industri 88-92% untuk efisiensi dan 85-95% untuk *capacity factor.* Analisis kelayakan ekonomi menggunakan metode *Net Present Value* (NPV) dengan *discount rate 10%* dan periode 20 tahun menunjukkan bahwa strategi optimasi tiga-fase yang diusulkan dapat meningkatkan output 3,2-5,6 MW (25-35%) dengan investasi bertahap $3,5-5,9M, menghasilkan NPV $13-24M dan IRR 18-120%. Temuan memberikan acuan praktis berbasis data empiris untuk operasi dan optimasi pembangkit panas bumi skala kecil di Indonesia.

Kata kunci: Pembangkit panas bumi, Kinerja operasional, Optimasi, Pemantauan berkelanjutan, Analisis statistik.

1. PENDAHULUAN

Energi panas bumi adalah sumber energi terbarukan yang sangat andal dengan tingkat ketersediaan 85-95%, lebih tinggi dibanding energi surya atau angin [1]. Indonesia memiliki 40% potensi panas bumi dunia (29 GW), namun baru memanfaatkan 2,4 GW atau 8,3% [2]. Pembangkit skala kecil (<20 MW) memiliki peran strategis untuk daerah terpencil dengan waktu pembangunan lebih singkat (2-3 tahun) dan biaya investasi lebih rendah ($3-4 juta/MW) dibanding pembangkit besar [3], [4]

Pembangkit skala kecil menghadapi tantangan khusus seperti biaya operasional per unit lebih tinggi, variasi kimia uap yang mempercepat degradasi peralatan [5], [6], dan keterbatasan tenaga ahli [7]. Tinjauan literatur menunjukkan penelitian lebih banyak berfokus pada pembangkit besar. [3] menyediakan kerangka teoretis namun data operasional empiris terbatas, sedangkan [1] dan [7] tidak menganalisis metrik kinerja harian pembangkit kecil.

Hingga saat ini, kajian yang secara khusus meneliti kinerja operasional pembangkit listrik tenaga panas bumi skala kecil masih terbatas, terutama dalam hal analisis kondisi operasi harian dan variasi performa berdasarkan data empiris. Sebagian besar penelitian yang ada lebih

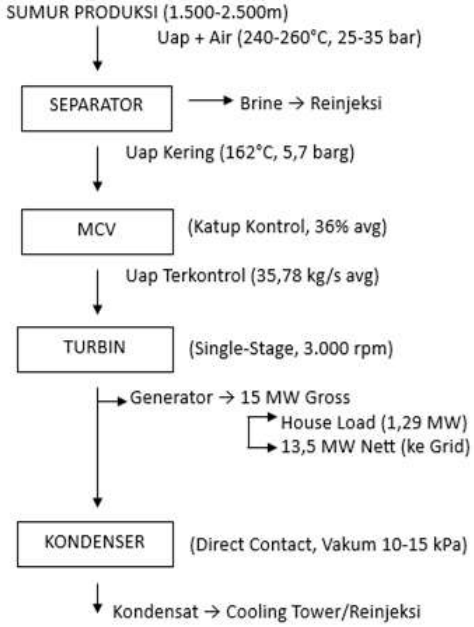
berfokus pada aspek desain sistem, efisiensi termodinamika, maupun karakteristik reservoir, namun belum mengulas secara mendalam keterkaitan antara parameter operasional seperti *flow steam*, *main control valve (MCV)*, tekanan header, dan *house load* terhadap daya keluaran aktual. Dengan demikian, penelitian ini memiliki nilai penting dalam menjembatani kesenjangan tersebut melalui penerapan pendekatan berbasis data nyata (*data-driven approach*), yang mengombinasikan analisis statistik, korelasi, serta tren waktu untuk memperoleh pemahaman komprehensif mengenai dinamika operasi pembangkit. Hasil yang diperoleh diharapkan dapat memberikan kontribusi empiris terhadap pengembangan strategi optimasi pembangkit panas bumi skala kecil di Indonesia serta menjadi landasan awal bagi penyusunan kebijakan peningkatan efisiensi energi panas bumi secara nasional.

Penelitian ini bertujuan mengkarakterisasi kinerja operasional pembangkit skala kecil, mengidentifikasi faktor yang mempengaruhi variabilitas kinerja, menganalisis penyebab fluktuasi, dan merumuskan strategi optimasi praktis. Kontribusi penelitian meliputi penyediaan dataset operasional pertama dari pembangkit skala kecil Indonesia, penetapan metrik benchmark, dan panduan praktis peningkatan kinerja berbasis data.

2. METODE

A. Karakteristik Pembangkit

Penelitian dilakukan pada pembangkit panas bumi 15 MW di Jawa Barat menggunakan sistem *single-flash*. Uap berasal dari reservoir kedalaman 1.500-2.500 meter dengan temperatur 240-260°[8], [9]. Konfigurasi mencakup 3-4 sumur produksi, separator tekanan tinggi [10], turbin *single-stage* 3.000 rpm, generator 13,5-13,9 kV frekuensi 50 Hz, dan kondensor *direct-contact*. Sistem kontrol menggunakan *Distributed Control System* (DCS) dengan *Main Control Valves* (MCV) yang mengatur aliran uap. Gambar 1 menjelaskan skema pembangkit panas bumi *single-flash* yang menunjukkan aliran proses lengkap dari sumur produksi hingga kondensor, termasuk komponen utama seperti separator, MCV, turbin, generator, dan kondensor dengan parameter operasi kunci pada setiap tahapan.



Gambar 1. Diagram Skematik Pembangkit Panas Bumi *Single Flash*

Parameter desain sebagaimana ditunjukkan dalam Gambar 1 dengan kapasitas bruto 15 MW, output netto 13,5 MW setelah dikurangi beban internal 1,29 MW, aliran uap 35-40 kg/s pada tekanan 5,7 barg dan temperatur 162°C, efisiensi termal 12-14% [3]

B. Pengumpulan Data

Data dikumpulkan 1-31 Oktober 2024 menghasilkan 93 catatan valid. Pencatatan dilakukan tiga kali sehari sesuai *shift*: pagi (06:00-14:00), sore (14:00-22:00), malam (22:00-06:00). Parameter meliputi: pembangkitan listrik (MW Gross, MW Nett, MVAR, *Power Factor, Voltage, Frequency, Current*), konsumsi internal (*House Load*), kondisi uap (*Pressure Header, Temperature Header, Pressure Inlet, Temperature Inlet, Flow Steam*), dan kontrol turbin (MCV *Right/Left, Pressure Chamber Upstream/Downstream*).Data diambil dari DCS untuk parameter listrik dan kontrol, indikator lokal untuk tekanan dan temperatur, serta flow meter untuk laju aliran. Semua pembacaan dicatat pada *checksheet* standar kemudian ditransfer ke database elektronik. Pembangkit beroperasi kontinu tanpa *shutdown* terencana.

C. Metode Analisis

Analisis statistik deskriptif menghitung mean, median, standar deviasi, minimum, maksimum, dan koefisien variasi. Analisis korelasi Pearson mengidentifikasi hubungan antara *Flow Steam* vs *MW, Pressure* vs *MW*, dan MCV vs *Flow*. Analisis regresi linear memodelkan hubungan:

$$MW\ Gross = \beta_0 + \beta_1(Flow\ Steam) + \beta_2(Pressure\ Header) + \varepsilon, \quad (1)$$

dengan evaluasi R^2. Analisis temporal menggunakan *time series plots* dan *moving averages* untuk mengidentifikasi tren [9], membagi dataset menjadi fase: Fase 1 (1-15 Oktober) *baseline*, Fase 2 (16-25 Oktober) *enhanced performance*, Fase 3 (26-31 Oktober) *degradation*. Uji t-test menentukan signifikansi perbedaan antar fase. Deteksi anomali mengidentifikasi *outliers* sebagai data melebihi mean±2 standar deviasi. Analisis efisiensi menghitung

$$Net\ Efficiency = (\text{MW Nett/MW Gross}) \times 100\% \quad (2)$$

$$House\ Load\ \% = (House\ Load/MW\ Gross) \times 100\% \quad (3)$$

$$Specific\ Steam\ Consumption = Flow\ \text{Steam}/MW\ Gross \quad (4)$$

Benchmarking membandingkan kinerja dengan spesifikasi desain dan standar industri [3], [11]. Analisis kelayakan ekonomi dilakukan menggunakan metode Net Present Value (NPV) dan Internal Rate of Return (IRR) dengan asumsi discount rate 10%, periode evaluasi 20 tahun, harga listrik \$0,10/kWh, capacity factor 85%, dan operating hours 7.446 jam/tahun. NPV dihitung menggunakan formula:

$$NPV = \Sigma[CF_t/(1+r)^t] - I_0 \quad (5)$$

dimana CF_t adalah cash flow tahun ke-t, r adalah discount rate (10%), t adalah tahun (0-20), dan I_0 adalah investasi awal. IRR dihitung sebagai discount rate yang menghasilkan NPV = 0. Sensitivity analysis dilakukan dengan variasi harga listrik \$0,08-0,12/kWh untuk mengevaluasi robustness kelayakan ekonomi.

3. PEMBAHASAN

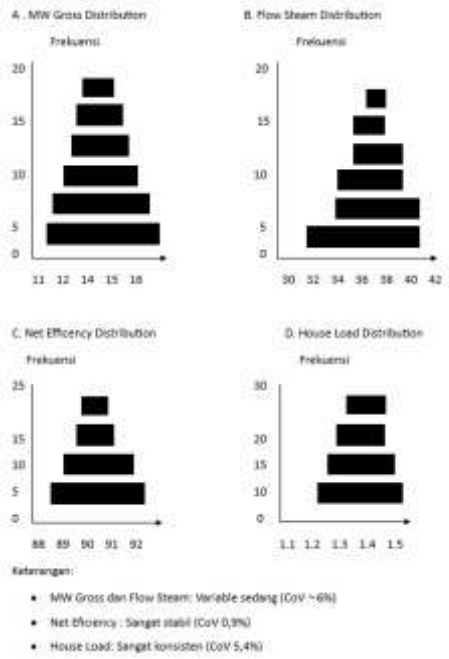
A. Karakteristik Kinerja Operasional

Analisis dari 93 data menunjukkan pembangkit beroperasi rata-rata 13,68 MW daya bruto (91,2% kapasitas) dan 12,39 MW daya netto dengan efisiensi 90,6%, lebih baik dari desain 90,0%. Variabilitas signifikan terlihat dari rentang 11,87-15,87 MW (span 4,00 MW atau 33,6%) dengan koefisien variasi 6,43%. Tabel 1 menjelaskan statistik deskriptif lengkap untuk semua parameter operasional utama, menunjukkan nilai rata-rata (*mean*), standar deviasi (std dev), nilai minimum dan maksimum, serta koefisien variasi (Cov) yang mengindikasikan tingkat variabilitas relatif setiap parameter.

Seperti yang ditunjukkan dalam Tabel 1, beban internal rata-rata 1,29 MW (9,4% dari gross) lebih baik dari desain 10%. Aliran uap rata-rata 35,78 kg/s sedikit di bawah desain 38-40 kg/s. Tekanan dan temperatur *header* sangat stabil (CoV <0,2%). Posisi MCV rata-rata 36% memberikan margin kontrol yang baik.

Tabel 1. Statistik Parameter Operasional Utama

Parameter	Mean	Std Dev	Min	Max	Cov(%)
MW Gross (MW)	13,68	0,88	11,87	15,87	6,43
MW Nett (MW)	12,39	0,85	10,61	14,56	6,86
House Load (MW)	1,29	0,07	1,15	1,48	5,43
Flow Steam (kg/s)	35,78	2,13	32,00	40,31	5,95
Pressure Header (barg)	5,72	0,01	5,70	5,75	0,17
Temp Header (°C)	162,2	0,09	162,1	162,4	0,06
MCV Average (%)	36,17	1,28	33,46	39,48	3,54



Gambar 2. Distribusi frekuensi parameter operasional

Sebagaimana dijelaskan dalam Gambar 2, distribusi frekuensi parameter operasional menunjukkan pola yang berbeda untuk setiap parameter. Gambar 2A dan 2B menampilkan distribusi *MW Gross dan Flow Steam* yang memiliki variabilitas sedang dengan koefisien variasi sekitar 6%, mengindikasikan fluktuasi operasional moderat. Sementara itu, Gambar 2C dan 2D menunjukkan distribusi *Net Efficiency* dan *House Load* yang sangat stabil dengan koefisien variasi masing-masing 0,9% dan 5,4%, mengindikasikan konsistensi tinggi dalam efisiensi konversi dan konsumsi sistem bantu

B. Identifikasi Fase Operasional

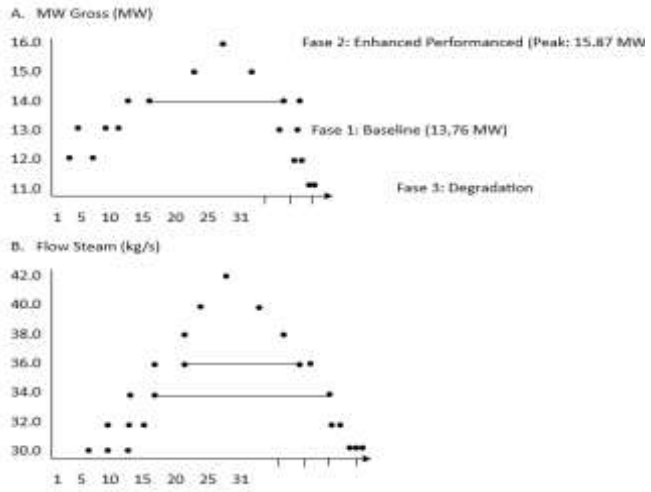
Analisis *time-series* mengungkapkan tiga fase berbeda. Tabel 2 menjelaskan perbandingan kinerja operasional antara tiga fase yang teridentifikasi, menunjukkan perbedaan signifikan dalam *MW Gross, MW Nett,* dan *Flow Steam*. Fase 1 (1-15 Oktober) menunjukkan operasi *baseline* stabil 13,76±0,22 MW. Fase 2 (16-25 Oktober) menunjukkan peningkatan menjadi 14,48±0,57 MW (+5,2%), didorong oleh peningkatan aliran uap menjadi 37,78 kg/s (+4,5%). *Peak performance* tercapai 16 Oktober dengan 15,87 *MW gross*. Fase 3 (26-31 Oktober) menunjukkan degradasi menjadi 12,22±0,26 MW (-15,6%), dengan aliran uap turun menjadi 32,62 kg/s (-13,7%).

Tabel 2. Perbandingan Fase Operasional

Fase	Periode	*MW Gross*	*MW Nett*	*Flow Steam*	Perubahan MW Gross
1	1-15 Okt	13,76±0,22	12,47±0,20	36,17±0,70	*Baseline*
2	16-25 Okt	14,48±0,57	13,14±0,56	37,78±1,12	+5,2%
3	26-31 Okt	12,22±0,26	11,00±0,25	32,62±0,77	-15,6%

Gambar 3 menjelaskan tren temporal *MW Gross* dan *Flow Steam* selama Oktober 2024 yang memvisualisasikan tiga fase operasional berbeda. Gambar 3A menunjukkan tren *MW Gross* dengan fase *baseline* yang stabil, peningkatan kinerja pada pertengahan bulan mencapai puncak 15,87 MW pada 16 Oktober, dan penurunan drastis dimulai 26 Oktober. Gambar 3B menampilkan tren *Flow Steam* yang paralel dengan *MW Gross*, mengkonfirmasi bahwa perubahan kinerja pembangkit sangat dipengaruhi oleh ketersediaan aliran uap. Event kunci yang ditandai dalam Gambar 3 meliputi *peak performance* 16 Oktober (15,87 MW, 40,31 kg/s), *sudden drop* 26 Oktober (dari 14,1 MW ke 12,58 MW), dan *worst performance* 28 Oktober (11,87 MW, 32,00 kg/s).

Seperti yang terlihat dalam Gambar 3, penurunan dimulai tiba-tiba 26 Oktober (dari 14,1 MW ke 12,58 MW dalam satu hari), menunjukkan *discrete event* bukan degradasi gradual. Pola ini konsisten dengan masalah sumur produksi seperti *scaling/plugging* [12], [13], [14] atau perubahan operasional. Uji t-test mengkonfirmasi perbedaan antar fase signifikan secara statistik ($p<0,01$).



Gambar 3. Tren Temporal MW *Gross* dan *Flow Steam*

C. Analisis Korelasi Parameter

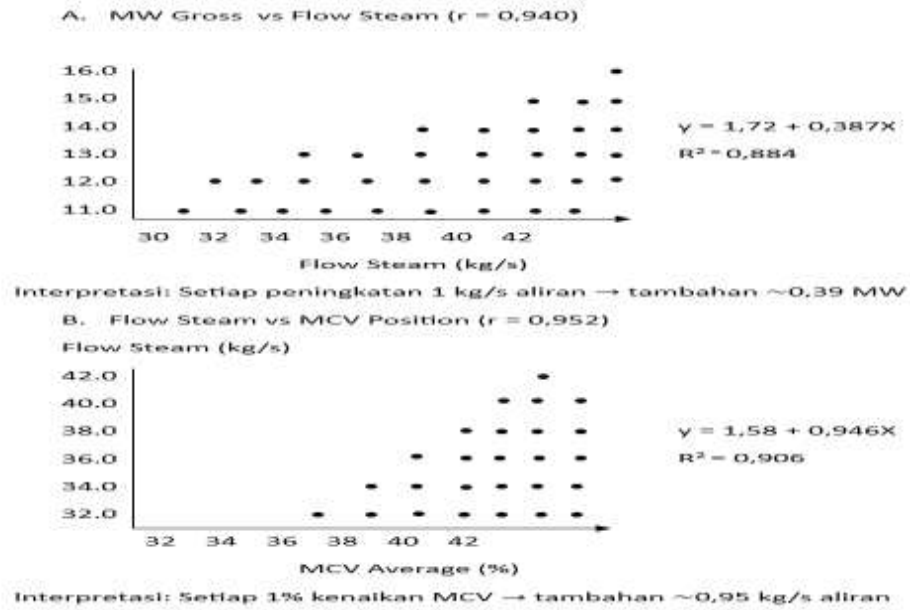
Korelasi *MW Gross* dan *Flow Steam* sangat kuat (r=0,940), menjelaskan 88,4% variasi output. Tabel 3 menjelaskan matriks korelasi antar parameter kunci, menunjukkan hubungan linear yang sangat kuat antara *MW Gross, Flow Steam*, dan MCV *Average, sementara House Load* memiliki korelasi sangat lemah dengan parameter lainnya. Analisis regresi menghasilkan: *MW Gross* = 1,72 + 0,387×*Flow Steam* (R^2=0,884, p<0,001). Koefisien 0,387 menunjukkan setiap kenaikan 1 kg/s menghasilkan tambahan ~0,39 MW. Korelasi *Flow Steam* vs MCV juga sangat kuat (r=0,952): *Flow Steam* = 1,58 + 0,946×MCV Avg (R^2=0,906, p<0,001), dimana setiap 1% kenaikan bukaan MCV meningkatkan aliran ~0,95 kg/s.

Tabel 3. Matriks Korelasi Parameter Kunci

Parameter	Periode	MW Gross	MW Nett	*Flow Steam*
MW Gross	1,000	0,998	0,940	0,897
Flow Steam	0,940	0,938	1,000	0,952
MCV Avg	0,890	0,895	0,952	1,000
House Load	0,152	0,089	0,134	0,156

Gambar 4 menjelaskan hubungan kuantitatif antara parameter kunci melalui *scatter plots* dengan garis regresi. Gambar 4A menampilkan hubungan antara *MW Gross* dan *Flow Steam* dengan korelasi sangat kuat (r=0,940), menunjukkan bahwa setiap peningkatan 1 kg/s aliran uap menghasilkan tambahan sekitar 0,39 MW. Gambar 4B menunjukkan hubungan antara *Flow Steam* dan posisi MCV dengan korelasi lebih kuat lagi (r=0,952), mengindikasikan sistem kontrol yang sangat responsif dimana setiap 1% kenaikan bukaan MCV meningkatkan aliran sekitar 0,95 kg/s. Kedua hubungan linear ini mengkonfirmasi bahwa *Flow Steam* adalah *driver* utama kinerja pembangkit dan MCV sebagai instrumen kontrol yang efektif.

Seperti yang ditunjukkan dalam Tabel 3, korelasi *MW Gross* vs *MW Nett* sangat tinggi (r=0,998) karena beban internal relatif konstan. Korelasi *Pressure Header* vs *MW Gross* lemah (r=0,236), mengindikasikan tekanan header stabil hasil positif yang menunjukkan kontrol separator baik [10]. Korelasi *House Load* vs *MW Gross* sangat lemah (r=0,152), menunjukkan konsumsi sistem bantu independen dari level pembangkitan.



Gambar 4. Hubungan Linear sangat kuat antara (A) aliran uap dan daya output, serta (B) posisi katup kontrol dan aliran uap

D. Perbandingan Kinerja Terbaik vs Terburuk

Perbandingan hari terbaik (16 Oktober) vs terburuk (28 Oktober) memberikan wawasan penting. Tabel 4 menjelaskan perbandingan parameter kunci antara *best day* dan *worst day*, menunjukkan perbedaan signifikan hingga 25,2% pada *MW Gross*. *Best day* mencapai 15,87 *MW gross* dan 14,56 MW nett (105,8% kapasitas) dengan aliran uap maksimal 40,31 kg/s (+12,7% dari rata-rata), MCV optimal 39,48%, tekanan turbin tinggi (*chamber upstream* 4,24 barg), dan efisiensi netto 91,7%. *Worst day* hanya 11,87 *MW gross* dan *10,61 MW nett* (79,1% kapasitas) dengan aliran uap 32,00 kg/s (turun 20,6% dari *best day* atau turun 10,6% dari rata-rata)*, MCV* 33,47%, tekanan turbin rendah (3,37 barg), dan *efisiensi netto* 89,4%.

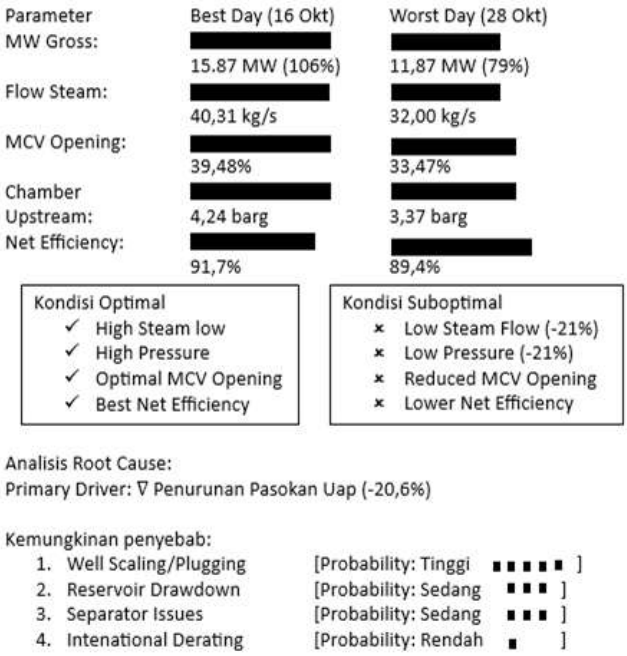
Tabel 4. Perbandingan Kinerja Terbaik dan Terburuk

Parameter	Best (16 Okt)	Worst (28 Okt)	Delta	%Change
MW Gross	15,87	11,87	-4,00	-25,2%
Flow Steam	40,31	32,00	-8,31	-20,6%
MCV Avg	39,48%	33,47%	-6,01%	-15,2%
Chamber Upstream	4,24	3,37	-0,87	-20,5%5
Net Efficiency	91,7%	89,4%	-2,3%	-

Gambar 5 menjelaskan perbandingan visual kondisi operasi antara *best day* dan *worst day* dalam bentuk *bar chart* horizontal, menunjukkan perbedaan signifikan pada semua parameter kunci. Gambar ini juga menyajikan analisis *root cause* yang mengidentifikasi penurunan pasokan uap (-20,6%) sebagai *primary driver* degradasi kinerja. Analisis probability menunjukkan *well scaling/plugging* sebagai penyebab paling mungkin (*probability* tinggi) [5], [6] diikuti oleh *reservoir drawdown* dan separator *issues* (*probability* sedang), serta *intentional*

derating (probability rendah). Gambar 5 mengkonfirmasi bahwa degradasi kinerja didorong oleh penurunan *steam supply* bukan oleh *loss efisiensi* konversi yang hanya turun 2,3%.

Seperti yang ditunjukkan dalam Tabel 4 dan Gambar 5, analisis menunjukkan degradasi didorong oleh penurunan pasokan uap (-20,6%) sebagai faktor dominan, bukan *loss* efisiensi konversi (hanya turun 2,3%). Kemungkinan penyebab: *scaling/plugging* sumur produksi (*probability* tinggi) [12], [14], penurunan tekanan reservoir (*probability* sedang), masalah separator (*probability* sedang) [10], atau pengurangan produksi disengaja (*probability* rendah).



Gambar 5. Perbandingan Visual *Best Day Worst Day*

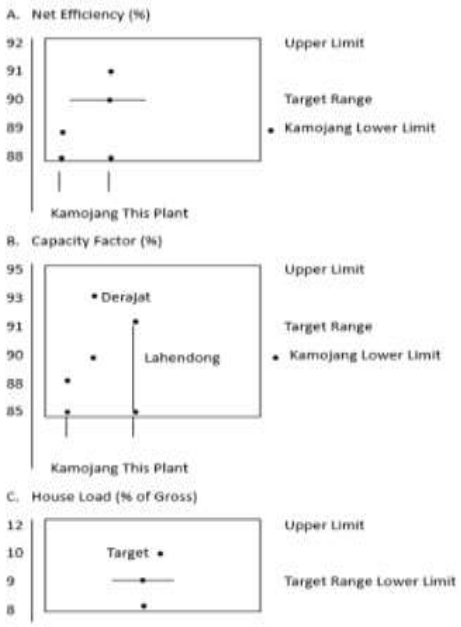
E. *Benchmarking* dengan Standar Industri

Perbandingan dengan standar industri *single-flash plants* menunjukkan kinerja baik. Tabel 5 menjelaskan *benchmarking* parameter kinerja pembangkit dengan rentang standar industri untuk *single-flash plants*, menunjukkan bahwa semua metrik berada dalam atau lebih baik dari rentang target. Efisiensi *netto* 90,6% berada di *upper range* 88-92% [3], *capacity factor* 91,2% di *middle-upper portion* 85-95%, *specific steam consumption* 2,62 kg/s/MW dalam normal *range* 2,5-2,7, dan *house load* 9,4% lebih baik dari *typical upper limit* 12%. Perbandingan dengan pembangkit Indonesia menunjukkan kinerja kompetitif: Kamojang Unit 1 (30 MW) ~89% *efficiency* dan ~88% CF [15] Darajat Unit 1 (55 MW) ~90% *efficiency* dan ~93% CF [8], Lahendong Unit 1 (20 MW) ~90% *efficiency* dan ~90% CF [16].

Tabel 5. *Benchmarking* dengan Standar Industri

Parameter	Pembangkit ini	Rentang Industri	Status
Net Efficiency (%)	90,6	88-92	Baik
Capacity Factor (%)	91,2	85-95	Baik
Specific Steam (kg/s/MW)	2,62	2,5-2,7	Normal
House Load (% *Gross*)	9,4	8-12	Baik

Gambar 6 menjelaskan posisi kinerja pembangkit relatif terhadap standar industri dan pembangkit serupa di Indonesia dalam bentuk visual *bar chart*. Gambar 6A menunjukkan *Net Efficiency* pembangkit (90,6%) berada di *upper range* target 88-92%, lebih baik dari Kamojang (89%) dan sedikit lebih tinggi dari Darajat/Lahendong (90%).Gambar 6B menampilkan *Capacity Factor* (91,2%) berada di *middle-upper portion* rentang 85-95%, lebih baik dari Kamojang (88%) dan Lahendong (90%) namun sedikit di bawah Darajat (93%). Gambar 6C menunjukkan *House Load* (9,4%) lebih baik dari target 10% dan berada dalam rentang optimal 8-12%. Secara keseluruhan, Gambar 6 mengkonfirmasi bahwa pembangkit beroperasi dalam atau lebih baik dari target range untuk semua metrik kunci.



Gambar 6 *Benchmarking* dengan Standar Industri

F. Strategi Optimasi dan Kelayakan Ekonomi

Strategi optimasi direkomendasikan dalam tiga fase dengan potensi total 3,3-5,6 MW. Tabel 6 menjelaskan strategi optimasi yang diusulkan dalam tiga fase implementasi dengan rincian *timeframe*, potensi peningkatan MW, investasi yang diperlukan, dan tingkat pengembalian investasi (IRR) untuk setiap fase.

Fase 1 (0-3 bulan) dengan investasi <$150K dapat menambah 0,9-1,5 MW melalui optimasi MCV (meningkatkan *average opening* (seberapa besar bukaan turin itu terbuka) ke 38-40%, +0,3-0,4 MW), optimasi separator (penyesuaian level dan pembersihan *demister*, +0,15-0,30 MW) [10], optimasi tekanan (*improvement condenser vacuum dan NCG extraction*, +0,4-0,7 MW), dan reduksi *house load* (implementasi VFDs, +0,06-0,10 MW). Fase 2 (3-12 bulan) dengan investasi $450-750K dapat menambah 0,9-1,6 MW melalui *well management* (pengujian reguler*, periodic cleaning*, *stimulation treatments*, +0,5-1,0 MW) [13], [17], *advanced monitoring* (*real time* data *acquisition*, *automated trending*, *predictive analytics*, +0,1-0,2 MW), dan *control enhancements* (model *predictive control*, *advanced condenser control*, +0,3-0,4 MW). Fase 3 (1-2 tahun) dengan investasi $3-5M adalah *binary cycle bottoming* dimana *Organic Rankine Cycle* mengekstraksi *additional power* (daya tambahan) dari *brine* (+1,5-2,5 MW atau 10-15% *capacity increase*). Sebagaimana dijelaskan dalam Tabel 6, total potensi optimasi mencapai 3,2-5,6 MW dengan investasi total $3,5-5,9M.

Tabel 6. Strategi Optimasi

Strategi	*Timeframe*	MW	Tambahan Investasi	IPR
Fase 1: Jangka Panjang				
MCV + Separator + Tekanan + *House Load*	0-3 bulan	0,9-1,5	$70-150K	>100%
Fase 2: Jangka Menengah				
Well Management + Monitoring + *Control*	3-12 bulan	0,9-1,6	$450-750K	85-120%
Fase 3: Jangka Panjang				
Binary Bottoming Cycle	1-2 tahun	1,5-2,5	$3-5M	18-25%
TOTAL POTENSI		**3,2-5,6 MW**	**$3,5-5,9 M**	

Analisis ekonomi menggunakan NPV dan IRR berdasarkan harga listrik $0,10/kWh, capacity factor 85% (7.446 jam/tahun), dan biaya operasional 5-15%. Fase 1 (investasi $70.000-$150.000) menghasilkan NPV $5,0-8,4M dengan IRR >100% dan payback <2 bulan. Fase 2 (investasi $450.000-$750.000) menghasilkan NPV $4,0-7,4M dengan IRR 85-120%. Fase 3 binary cycle (investasi $3-5M) menghasilkan NPV $4,5-8,6M dengan IRR 18-25%. Total NPV kumulatif = $13,5-24,4M.

Sensitivity analysis menunjukkan kelayakan tetap kuat pada berbagai skenario. Pada harga $0,08/kWh NPV turun 20% menjadi $10,8-19,5M namun tetap positif. Pada harga $0,12/kWh NPV naik 20% menjadi $16,2-29,3M. Break-even Fase 3 adalah $0,07/kWh. Variasi capacity factor ±5% mengubah NPV sebesar ±$1-2M. Semua fase memiliki NPV positif dan IRR melebihi hurdle rate 12-15%.

4. SIMPULAN

Penelitian ini berhasil mengkarakterisasi kinerja pembangkit panas bumi 15 MW di Indonesia dengan temuan utama: pembangkit beroperasi rata-rata 13,68 *MW gross* (91,2% CF) dan 12,39 MW net (90,6% efficiency) dalam atau lebih baik dari industri *benchmarks* sebagaimana ditunjukkan dalam Tabel 5 (Benchmarking dengan Standar Industri); aliran uap adalah determinan dominan output (r=0,94) sebagaimana dijelaskan dalam Tabel 3 (Matriks Korelasi Parameter Kunci) dan Gambar 4 (Hubungan Linear antara Aliran Uap dan Daya Output serta Posisi Katup Kontrol dan Aliran Uap), dimana setiap 1 kg/s kenaikan menghasilkan ~0,39 MW; tiga fase operasional teridentifikasi dengan variasi kinerja 33,6% dari 11,87 MW hingga 15,87 MW sebagaimana ditunjukkan dalam Tabel 2 (Perbandingan Fase Operasional) dan Gambar 3 (Tren Temporal *MW Gross* dan *Flow Steam*); degradasi Fase 3 didorong oleh penurunan aliran uap (-13,7%) kemungkinan dari well scaling [5], [14] atau reservoir drawdown seperti dijelaskan dalam Gambar 5 (Perbandingan Visual *Best Day* vs *Worst Day*).

Strategi optimasi dapat meningkatkan output 3,3-5,6 MW (22-37% capacity increase) melalui implementasi bertahap sebagaimana dijelaskan dalam Tabel 6 (Strategi Optimasi): jangka pendek (0,9-1,5 MW, investasi $70-150K, IRR >100%), jangka menengah (0,9-1,6 MW, investasi $450-750K, IRR 85-120%), jangka panjang (1,5-2,5 MW, investasi $3-5M, IRR 18-25%). Analisis ekonomi menunjukkan kelayakan kuat dengan total NPV kumulatif $13,5-

24,4M. Kontribusi penelitian meliputi empirical data pertama dari pembangkit skala kecil Indonesia sebagaimana dijelaskan dalam Tabel 1 (Statistik Parameter Operasional Utama) dan Gambar 2 (Distribusi Frekuensi Parameter Operasional), quantified relationships antara parameters dan performance sebagaimana ditunjukkan dalam Gambar 4 (Hubungan Linear antara Aliran Uap dan Daya Output), benchmark metrics untuk comparative analysis sebagaimana ditunjukkan dalam Gambar 6 (Benchmarking dengan Standar Industri), dan actionable optimization strategies sebagaimana dijelaskan dalam Tabel 6 (Strategi Optimasi). Keterbatasan meliputi periode monitoring satu bulan, *missing parameters* (NCG, *condenser vacuum*), dan *single plant* fokus.

Rekomendasi penelitian masa depan: *extended monitoring* 12-24 bulan untuk *seasonal patterns*, *higher frequency* data *collection* untuk *transient behavior*, *multi-plant comparison* untuk *universal best practices*, *machine learning* untuk *predictive maintenance*, dan *field testing optimizations*. Untuk Indonesia dengan 2,4 GW kapasitas terpasang, penerapan strategi serupa dapat meningkatkan pembangkitan 192-288 MW tanpa pengembangan lapangan baru.

5. DAFTAR PUSTAKA

[1] Z. , & A. M. Arifin, "Small-scale geothermal power plants in Indonesia," *Status, challenges, and opportunities. Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 147, 2021.

[2] S. , B. B. , & B. I. Darma, "Geothermal energy update," *Geothermal energy development and utilization in Indonesia. Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia.*, 2010.

[3] R. DiPippo, "Geothermal Power Plants," *Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact (4th ed.). Butterworth-Heinemann.*, 2015.

[4] Z. , K. E. , & Z. S. J. Kamila, "Reinjection in geothermal fields," *An updated worldwide review 2020. Geothermics, 89, 101970.*, 2021.

[5] Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia., "Statistik Ketenagalistrikan Indonesia 2024," *Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan, Jakarta.*, 2024.

[6] R. , D. B. , & A. G. Shortall, "Geothermal energy for sustainable development," *A review of sustainability impacts and assessment frameworks. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 44, 391-406.*, 2015.

[7] A. Sofyan, "Scale formation and treatment plan in Indonesian geothermal wells. ," *Doctoral dissertation, University of Szeged.*, 2025.

[8] A. , A. H. S. , & E. M. B. (2020). Sofyan, "Redesign Of Well Pad" X" Geothermal Separator with Demister Pad to Increase Separator Efficiency to Get Maximum Steam and Brine Separation in the Field" Y.," *Der Digital German Geothermie Kongress 2020, 1-15.*, 2020.

[9] A. , A. H. S. , R. A. M. , & S. B. Y. (2021a). Sofyan, "Development of Indonesian Wellhead Generating Unit (Small Scale) Based on Legal and Regulation of PT. Geo Dipa Dieng," *A Case Study. 2nd Borobudur International Symposium on Science and Technology (BIS-STE 2020), 72-82. Atlantis Press.*, 2021.

[10] A. , A. H. S. , S. B. Y. , & R. S. M. A. (2021b). Sofyan, "Analysis of Scale Saturation Index (SSI), Scale Formation Rate, and Scale Formation Time Based on Geothermal Production Well Head Pressure at Well" X". ," *Indonesian Journal of Energy and Mineral, 1(1), 26-33.*, 2021.

[11] A. , B. Y. D. G. , & D. D. C. (2023c). Sofyan, "Analysis Of The Z Well Production Test Using The Horizontal Lip Pressure Method At Pt. Pertamina Geothermal Energy Ulubelu Area," *Indonesian Journal of Energy and Mineral, 3(1), 40-55.*, 2023.

[12] A. , B. Y. D. G. , & S. B. Y. (2023b). Sofyan, "Heat loss effect analysis by using JIWAFlow wellbore simulation in geothermal field Well-Y.," *3RD BOROBUDUR INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON SCIENCE AND TECHNOLOGY 2021, Vol. 2706, No. 1, 020116. AIP Publishing LLC.*, 2023.

[13] A. , J. R. , S. H. , N. R. M. , B. G. , & S. J. (2025a). Sofyan, "). Scale Treatment Planning Using Broaching Method in a Vapor-Dominated Geothermal Well X at Kamojang Geothermal Field," *Eng, 6(4), 67.*, 2025.

[14] A. , S. J. , & H. A. S. (2024). Sofyan, "Investigation of Zone and Type of Scaling Based on the Fluid Flow Pattern in the Geothermal Well 'X' at the Salak Geothermal Field-Indonesia.," *International Journal of Renewable Energy Research, 14(1), 192-202.*, 2024.

[15] A. , W. S. , S. J. , Y. S. B. , & N. R. (2023a) Sofyan, "Determination of Scaling Zone and Scaling Type in Slotted Liner Based on the Fluid Flow Pattern in the Geothermal Well 'X'. ," *International Journal of Renewable Energy Research, 13(1), 276-286.*, 2023.

[16] C. M. , A. F. T. , & S. W. Sufyana, "Thermal modeling and simulation of a single-flash geothermal power plant involving non-condensable gas," *A case study of Kamojang geothermal field in Garut, West Java, Indonesia. Geothermal Energy, 11(1), 1-24.*, 2023.

[17] S. J. , & M. H. Zarrouk, "Efficiency of geothermal power plants," *A worldwide review. Geothermics, 51, 142-153.*, 2014.