Optimasi Biaya Operasional PLTGU Priok Menggunakan Model *Unit Commitment* berbasis *Mixed Integer Linear Programming*

Operational Cost Optimization of Priok CCPP Using Mixed Integer Linear Programming Based Unit Commitment

Fani Nur Hidayah [1*], I Nyoman Pujawan [2], Raihan Muhammad [3]
[12]Rekayasa Sistem Industri, Teknologi Industri dan Rekayasa Sistem, Institut Teknologi Sepuluh November
Jl. Raya ITS, Keputih, Sukolilo, Surabaya 60111, Jawa Timur, 60111, 031-5994251-54
[13]Perusahaan Listrik Negara, Jakarta, Jl. Trunojoyo Blok M-I No.135, RT.6/RW.2, Melawai, Kec. Kby. Baru, Kota Jakarta Selatan, Daerah Khusus Ibukota Jakarta 12160
*Korespondensi Penulis, E-mail: 6010241068@student.its.ac.id

Diterima 15 Mei, 2026; Disetujui 12 Juni, 2026; Dipublikasikan 31 Oktober, 2026

Abstrak

PLTGU Priok merupakan salah satu pembangkit strategis yang menyuplai kebutuhan listrik wilayah DKI Jakarta dan sekitarnya, dengan konfigurasi *combined cycle* yang terdiri dari beberapa blok *gas turbine* dan *steam turbine*. Dalam praktik operasional, pemilihan unit yang dioperasikan masih didominasi oleh pertimbangan kesiapan unit, sehingga berpotensi menimbulkan inefisiensi biaya, terutama pada periode beban parsial dan transisi menuju beban puncak. Penelitian ini bertujuan mengembangkan model unit commitment berbasis *Mixed Integer Linear Programming* (MILP) yang merepresentasikan karakteristik operasional nyata PLTGU Priok dan menghasilkan jadwal operasi pembangkit yang andal serta efisien secara biaya. Model unit commitment diformulasikan dengan mempertimbangkan berbagai batasan teknis, termasuk keseimbangan daya, kapasitas minimum dan maksimum unit, *minimum up/down time*, *ramp rate*, keterkaitan operasional *gas turbine–steam turbine*, serta keterbatasan pasokan gas. Penyelesaian model dilakukan menggunakan perangkat lunak optimasi LINGO. Hasil optimasi menunjukkan bahwa pola operasi pembangkit mengikuti variasi beban sistem secara konsisten, di mana unit dengan efisiensi tinggi dioperasikan lebih selektif pada beban rendah, sementara unit tambahan diaktifkan secara terkendali pada periode beban puncak. Selain itu, keterkaitan operasi *combined cycle* pada tiap blok dapat direpresentasikan dengan baik, sehingga *steam turbine* hanya beroperasi ketika *gas turbine* pada blok terkait telah memenuhi persyaratan teknis. Solusi optimal yang diperoleh menghasilkan biaya operasi minimum sebesar Rp 26.165.246.971 dibandingkan data aktual pada PLTGU Priok yakni sebesar Rp 29.701.429.532. Hasil ini menunjukkan bahwa pendekatan *unit commitment* berbasis MILP mampu menjadi alat bantu yang aplikatif untuk meningkatkan efisiensi biaya operasi sebesar 11.91% serta keandalan operasi dari PLTGU Priok.

Kata kunci: *Combined cycle; Mixed Integer Linear Programming*; Optimasi biaya operasi; PLTGU Priok; *Unit commitment*

Abstract

Priok Combined cycle Power Plant (CCPP) is one of the strategic generation units supplying electricity demand in the Greater Jakarta area, operating with a multi-block combined-cycle configuration consisting of gas turbines and steam turbines. In current practice, unit selection is largely based on unit availability, which may lead to operational inefficiencies, particularly during partial-load periods and transitions to peak demand. This study aims to develop a unit commitment model based on Mixed Integer Linear Programming (MILP) that accurately represents the real operational characteristics of Priok CCPP and produces a reliable and cost-efficient operating schedule. The proposed unit commitment model explicitly incorporates key technical constraints, including power balance, minimum and maximum output limits, minimum up and down times, ramp rate limits, gas turbine–steam turbine operational coupling, and natural gas supply limitations. The MILP formulation is solved using the LINGO optimization software. The optimization results indicate that the generation schedule consistently follows system load variations, where high-efficiency units are selectively committed during low-load periods, while additional units are activated in a controlled manner during peak demand. Furthermore, the combined-cycle operational logic at the block level is well captured, ensuring that steam turbines operate only when the corresponding gas turbines meet the technical requirements. The optimal solution achieved a

minimum operating cost of IDR 26,165,246,971, which is lower than the actual operating cost of IDR 29,701,429,532 at Priok CCPP. The results demonstrate that the proposed MILP-based unit commitment model is capable of enhancing both the economic efficiency and operational reliability of Priok CCPP, resulting in an 11.91% reduction in operating costs compared to the actual operating practice.

***Keywords**: Combined cycle; Mixed Integer Linear Programming; Operational cost optimization; Priok combined cycle power plant; Unit commitment*

1. Pendahuluan

Peningkatan kebutuhan energi listrik di wilayah perkotaan dengan fluktuasi beban harian yang tinggi menuntut sistem pembangkitan yang tidak hanya andal, tetapi juga efisien secara operasional. Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) memiliki peran strategis dalam sistem kelistrikan modern karena fleksibilitas operasinya, waktu start-up yang relatif cepat, serta kemampuan mengikuti perubahan beban (*load follower*). Namun, karakteristik PLTGU yang terdiri dari kombinasi *gas turbine* (GT) dan *steam turbine* (ST), disertai kendala teknis seperti *minimum up/down time*, *ramp rate*, biaya *start-up*, dan keterbatasan pasokan gas, menjadikan pengambilan keputusan operasi sebagai permasalahan optimasi yang kompleks (Carrión & Arroyo, 2006; Chen et al., 2023).

Permasalahan penentuan unit pembangkit yang dioperasikan beserta besaran daya keluarannya dikenal sebagai *unit commitment* (UC). Secara matematis, UC merupakan permasalahan optimasi berskala besar yang melibatkan variabel diskrit dan kontinu. Oleh karena itu pendekatan *Mixed Integer Linear Programming* (MILP) menjadi metode yang paling banyak digunakan dalam praktik industri maupun penelitian akademik karena kemampuannya merepresentasikan status ON/OFF atau *binary* unit pembangkit serta besaran produksi daya secara akurat dan konsisten (Nemati et al., 2018).

Berbagai penelitian terdahulu telah mengembangkan model UC berbasis MILP untuk sistem pembangkitan termal. Feng et al. (2019) mengusulkan formulasi MILP untuk UC pembangkit termal dengan fokus pada operasi *peak shaving*, sementara Nemati et al. (2018) menunjukkan bahwa MILP memiliki kestabilan solusi dan waktu komputasi yang lebih dapat diprediksi dibandingkan metode metaheuristik ketika jumlah batasan meningkat. Perkembangan terbaru juga menunjukkan bahwa hingga saat ini, *Independent System Operators* (ISO) di berbagai negara masih mengandalkan MILP sebagai pendekatan utama dalam menyelesaikan permasalahan UC skala industri (Chen et al., 2023).

Dalam perihal pembangkit *combined cycle*, sejumlah studi menekankan pentingnya pemodelan struktur unit dan keterkaitan operasional GT dengan ST. González-Sierra & Wogrin (2024) menunjukkan bahwa model UC yang mengabaikan kendala operasional nyata pada *combined cycle* berpotensi menghasilkan jadwal yang tidak layak diimplementasikan. Hasil serupa juga ditunjukkan oleh Tziovani et al. (2023), yang membuktikan bahwa konfigurasi unit dan struktur blok *combined cycle* memberikan pengaruh signifikan terhadap biaya dan keandalan operasi sistem. Meskipun demikian, sebagian besar penelitian UC berbasis MILP masih menggunakan sistem uji teoretis atau skala mikro, serta jarang divalidasi menggunakan data operasi pembangkit eksisting. Selain itu, keterbatasan pasokan gas sering kali diabaikan atau dimodelkan secara implisit, padahal pada pembangkit berbasis gas, kendala bahan bakar merupakan faktor kritis dalam operasi harian (Nicolosi et al., 2021;Nguyen-Duc et al., 2022). Dengan *research gap* tersebut penelitian ini akan menerapkan UC berbasis MILP yang secara eksplisit merepresentasikan kondisi operasional nyata dengan menggunakan data operasi langsung pada PLTGU Priok serta menambah batasan penyedia gas yang sering menjadi akar masalah pemilihan unit operasi di PLTGU Priok.

Berdasarkan latar belakang tersebut, penelitian ini bertujuan untuk mengembangkan model *Unit Commitment* (UC) berbasis *Mixed Integer Linear Programming* (MILP) yang merepresentasikan kondisi operasional nyata PLTGU Priok. Model yang dikembangkan digunakan untuk menghasilkan jadwal operasi unit yang andal dan ekonomis serta pembebannya dengan mempertimbangkan karakteristik teknis pembangkit, keterkaitan operasi GT–ST, serta keterbatasan pasokan gas. Hasil optimasi kemudian dibandingkan dengan pola operasi aktual untuk mengevaluasi efektivitas model yang diusulkan. Berdasarkan latar belakang tersebut, penelitian ini bertujuan untuk mengembangkan model

Unit Commitment (UC) berbasis Mixed Integer Linear Programming (MILP) yang merepresentasikan kondisi operasional nyata PLTGU Priok. Model yang dikembangkan digunakan untuk menghasilkan jadwal operasi unit yang andal dan ekonomis dengan mempertimbangkan karakteristik teknis pembangkit, keterkaitan operasi GT–ST, serta keterbatasan pasokan gas. Hasil optimasi kemudian dibandingkan dengan pola operasi aktual untuk mengevaluasi efektivitas model yang diusulkan.

2. Metode Penelitian

Pendekatan metodologis yang digunakan untuk menyelesaikan permasalahan *unit commitment* pada PLTGU Priok perlu di jelaskan dalam penelitian ini. Metodologi disusun untuk memberikan pemahaman konseptual mengenai komponen utama model optimasi, mulai dari perumusan masalah, kerangka matematis, hingga pendekatan penyelesaian yang digunakan. Meskipun pada akhirnya teknis dilakukan menggunakan perangkat lunak optimasi LINGO untuk mendapatkan kondisi optimum.

2.1 *Unit Commitment*

Unit commitment (UC) merupakan permasalahan penjadwalan unit pembangkit yang bertujuan menentukan status operasi unit (ON/OFF) dan besaran daya yang dihasilkan dalam *horizon* waktu tertentu untuk memenuhi permintaan beban listrik dengan biaya minimum, sambil tetap memenuhi batasan teknis sistem. Permasalahan ini bersifat multiperiod, diskrit maupun kontinu, dan terikat secara waktu karena keputusan pada satu periode akan mempengaruhi periode berikutnya (Allen J. Wood, 2014). Dalam sistem pembangkitan berbasis *combined cycle* seperti PLTGU Priok, permasalahan UC menjadi lebih kompleks karena adanya keterkaitan operasional antara *gas turbine* (GT) dan *steam turbine* (ST), keterbatasan bahan bakar gas, serta variasi karakteristik teknis antarblok pembangkit. Oleh karena itu, penyusunan model UC harus mampu merepresentasikan kondisi operasional tersebut secara eksplisit agar solusi yang dihasilkan bersifat layak dan dapat diimplementasikan di lapangan.

2.2 Pendekatan *Mixed Integer Linear Programming (MILP)*

Permasalahan UC secara umum dimodelkan menggunakan *Mixed Integer Linear Programming* (MILP), yaitu metode optimasi yang mengombinasikan variabel keputusan bertipe bilangan bulat termasuk biner dan variabel kontinu dalam fungsi objektif juga batasan yang bersifat linear. Pendekatan MILP dipilih karena status operasi unit pembangkit secara alami bersifat diskrit, sedangkan daya keluaran unit bersifat kontinu. Secara umum, bentuk standar model MILP untuk permasalahan UC dapat dinyatakan pada persamaan (1) sebagai berikut:

$$\min Z = \sum_{t\in T}\sum_{i\in I}(C_i P_{i,t} + S_i y_{i,t}) \tag{1}$$

dengan tujuan meminimalkan total biaya operasi sistem, yang terdiri dari biaya produksi energi dan biaya *start-up* unit. Pendekatan ini telah terbukti menjadi metode yang banyak digunakan dalam praktik industri dan sistem operasi jaringan listrik karena kestabilan konvergensinya serta kemampuannya untuk menangani berbagai batasan teknis (Chen et al., 2023).

2.3 Variabel Keputusan

Model UC berbasis MILP, variabel keputusan dibagi ke dalam dua kelompok utama, yaitu variabel status unit dan variabel daya keluaran unit (Allen J. Wood, 2014) yang menunjukkan daya listrik yang dihasilkan unit *i* pada periode *t*:

1. Variabel status unit

$$x_{i,t} = \begin{cases} 1, jika\ unit\ i\ beroperasi\ pada\ waktu\ t \\ 0, jika\ unit\ i\ tidak\ beroperasi \end{cases} \tag{2}$$

2. Variabel *start-up*

$$y_{i,t} = \begin{cases} 1, jika\ unit\ i\ mengalami\ start\ up\ pada\ waktu\ t \\ 0, lainnya \end{cases} \tag{3}$$

3. Variabel keluaran output

$$P_{i,t} \geq 0 \tag{4}$$

pendefinisian variabel pada persamaan (2), (3) dan (4) ini memungkinkan model membedakan antara keputusan "apakah unit dinyalakan" dan "berapa besar daya yang dibangkitkan", yang merupakan inti dari permasalahan UC.

2.4 Fungsi Objektif Biaya Operasi

Fungsi objektif dalam penelitian ini bertujuan meminimalkan total biaya operasi pembangkit selama satu horizon operasi. Biaya tersebut mencakup biaya produksi energi dan biaya *start-up*, yang secara umum dirumuskan sebagai (Allen J. Wood, 2014) pada persamaan (5) dibawah ini:

$$\min Z = \sum_t \sum_i (C_i P_{i,t}. h_t + S_i y_{i,t}) \tag{5}$$

Dimana C_i adalah biaya produksi unit *i*, $P_{i,t}$ adalah daya keluaran unit *i* pada waktu *t*, h_t adalah durasi periode waktu dan S_i adalah biaya *start-up* unit *i.* Formulasi ini mencerminkan kondisi operasional nyata, di mana keputusan menyalakan unit tidak hanya berdampak pada biaya bahan bakar, tetapi juga pada biaya tambahan akibat proses start-up yang signifikan

2.5 Batasan Operasional (*Constraints*) dalam Model Unit Commitment

Agar solusi yang diperoleh bersifat layak secara teknis, model UC harus memenuhi sejumlah batasan operasional utama. Dalam permasalahan *unit commitment*, solusi optimasi tidak hanya ditentukan oleh fungsi objektif, tetapi juga oleh seluruh batasan operasional yang merepresentasikan kondisi fisik, teknis, dan sistemik dari pembangkit listrik PLTGU Priok. Batasan-batasan ini memastikan bahwa solusi yang dihasilkan tidak hanya optimal secara biaya, tetapi juga layak dan aman untuk diimplementasikan pada sistem pembangkitan nyata, khususnya pada pembangkit *combined cycle* seperti PLTGU Priok. Batasan fundamental dalam model *unit commitment* adalah batasan keseimbangan daya, yang menyatakan bahwa total daya yang dibangkitkan oleh seluruh unit pembangkit pada setiap periode waktu harus mampu memenuhi permintaan beban sistem. Batasan ini dapat dirumuskan pada persamaan (6) sebagai:

$$\sum_{i \in I} P_{i,t} \geq D_t \tag{6}$$

di mana D_t merupakan permintaan beban sistem pada waktu *t*. Batasan ini merupakan prasyarat utama keandalan sistem tenaga listrik, karena kekurangan pasokan daya dapat menyebabkan penurunan frekuensi dan gangguan stabilitas sistem (Glover et al., 2017).

Selain itu, setiap unit pembangkit memiliki keterbatasan daya minimum dan maksimum yang diizinkan saat beroperasi. Hubungan antara status operasi unit dan daya keluarannya dimodelkan melalui batasan kapasitas yang tertuang pada persamaan (7) sebagai berikut:

$$P_i^{min} . x_{i,t} \leq P_{i,t} \leq P_i^{min} . x_{i,t} \tag{7}$$

(Agarwal & Pal, 2021)(Agarwal & Pal, 2021)(Agarwal & Pal, 2021)(Agarwal & Pal, 2021)(Agarwal & Pal, 2021)(Agarwal & Pal, 2021)batasan ini memastikan bahwa apabila unit berada dalam kondisi operasi atau ON ($x_{i,t} = 1$), maka daya yang dihasilkan berada dalam rentang operasi teknisnya, dan sebaliknya jika unit tidak beroperasi atau OFF ($x_{i,t} = 0$), maka daya keluarannya bernilai nol (Agarwal & Pal, 2021). Formulasi ini umum digunakan dalam pemodelan UC modern karena mengaitkan secara langsung keputusan diskrit dan kontinu dalam satu kerangka matematis (Morales-España et al., 2013).

Karakteristik dinamis unit pembangkit menuntut adanya batasan *minimum up time* dan *minimum down time*. Secara mendasar bahwa batasan ini mencegah unit pembangkit untuk terlalu sering

melakukan *start* dan *stop* dalam waktu singkat yang dapat mempercepat degradasi peralatan pertimbangan biaya start yang tinggi karena peralatan pembangkit membutuhkan energi walaupun pembangkit belum produksi listrik serta meningkatkan risiko kegagalan operasi.(Ozoemena & Adamu, 2022). Salah satu bentuk representasi logika *minimum up time* dapat dinyatakan pada persamaan (8) sebagai:

$$\sum_{k=t}^{t+MU_i-1} x_{i,k} \geq MU_i . y_{i,t} \quad (8)$$

Sedangkan *minimum down time* dapat direpresentasikan secara analog. Pendekatan ini banyak digunakan dalam literatur UC untuk menjaga konsistensi operasi unit pembangkir terhadap keterbatasan mekanis seperti waktu pendinginan mesin pembangik dan termal pembangkit karena suatu unit pembangkit harus dimatikan selama beberapa jam tertentu sebelum dapat dihidupkan kembali (Padhy, 2004). Pada pembangkit *combined cycle*, terdapat batasan tambahan yang mengatur keterkaitan operasional antara GT dan ST. Secara nyata, *steam turbine* hanya dapat beroperasi apabila terdapat panas buang dari *gas turbine* yang sedang beroperasi pada blok yang sama. Hubungan ini secara matematis dapat dinyatakan pada persamaan (9) sebagai:

$$x_{ST,t} \leq \sum_{i \in GT\,(b)} x_{i,t} \quad (9)$$

menyatakan bahwa status operasi ST pada suatu blok *b* bergantung pada minimal satu GT yang beroperasi pada blok tersebut. Pemodelan keterkaitan ini sangat penting agar model UC *combined cycle* tidak menghasilkan solusi yang tidak realistis secara nyata.

Selain status unit, perubahan daya keluaran unit dari satu periode ke periode berikutnya dibatasi oleh kemampuan *ramp rate*. Batasan ini mencegah lonjakan perubahan daya yang berlebihan dan dirumuskan pada persamaan (10) sebagai:

$$-R_{i,turun} \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq R_{i,naik} \quad (10)$$

(Kirschen & Strbac, 2004)(Kirschen & Strbac, 2004)(Kirschen & Strbac, 2004)(Kirschen & Strbac, 2004)(Kirschen & Strbac, 2004)(Kirschen & Strbac, 2004)di mana $R_{i,turun}$ dan $R_{i,naik}$ masing-masing menyatakan batas kenaikan dan penurunan daya maksimum unit. Batasan *ramp rate* penting dalam menjaga stabilitas sistem serta menghindari tekanan termal berlebih pada unit pembangkit. Karena apabila *ramp rate* ini diabaikan dapat membahayakan pembangkit sehingga pembangkit *shutdown* secara paksa. Selain itu, biaya untuk menghidupkan kembali unit-unit ini akan mengurangi keuntungan oembangkit (Kirschen & Strbac, 2004).

Pembangkit berbasis gas seperti di PLTGU Priok, keterbatasan pasokan bahan bakar merupakan batasan sistem yang krusial. Total konsumsi gas dari seluruh unit pembangkit tidak boleh melebihi kapasitas suplai gas yang tersedia pada setiap periode operasi. Oleh karena itu, kendala pasokan gas perlu dimasukkan secara eksplisit ke dalam model *unit commitment* agar solusi yang dihasilkan mencerminkan kondisi operasional nyata pembangkit listrik berbasis gas. Dalam kasus ini batas maksimum gas yang bisa digunakan adlaah G_{max} = 370 BBTUD yang dirumuskan dalam persamaan (11) sebagai berikut:

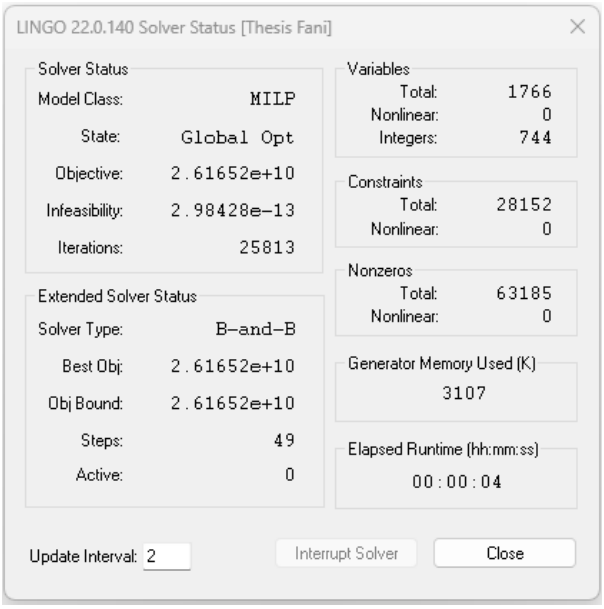
$$\sum_i \frac{P_i}{g_i} \leq G_{max} \quad (11)$$

Dimana g_i adalah faktor konversi gas terhadap daya listrik unit ke-*i* misalnya MMBtu/MWh, dan Gmax adalah total kapasitas pasokan gas maksimum yang tersedia pada periode waktu *t.* Formulasi ini memastikan bahwa keputusan *unit commitment* dan *dispatch* tidak melampaui keterbatasan suplai bahan bakar gas, yang dalam praktik sering dipengaruhi oleh kapasitas volume pipa, kontrak pasokan gas, maupun kondisi operasi sistem gas alam. Secara keseluruhan, integrasi seluruh batasan operasional tersebut memastikan bahwa model *unit commitment* berbasis MILP yang dikembangkan tidak hanya menghasilkan solusi dengan biaya minimum, tetapi juga konsisten dengan keterbatasan teknis, fisik, dan

sistemik PLTGU Priok. Dengan demikian, hasil optimasi yang diperoleh bersifat aplikatif dan dapat digunakan sebagai dasar evaluasi serta peningkatan efisiensi operasi pembangkit.

3. Hasil dan Pembahasan

Penerapan model unit commitment berbasis *Mixed Integer Linear Programming* (MILP) pada PLTGU Priok menghasilkan jadwal operasi unit yang memenuhi seluruh batasan teknis sistem sekaligus memberikan solusi dengan biaya operasi minimum. Proses optimasi dilakukan menggunakan perangkat lunak LINGO sebagai solver MILP, sehingga formulasi matematis yang dikembangkan dapat diselesaikan secara sistematis dan konsisten. Hasil optimasi menunjukkan bahwa pengambilan keputusan berbasis formulasi matematis mampu mengubah pola komitmen unit secara signifikan dibandingkan praktik operasi aktual, terutama pada periode beban parsial dan transisi menuju beban puncak. Perbedaan tersebut mencerminkan adanya potensi peningkatan efisiensi operasi yang sebelumnya tidak teridentifikasi ketika keputusan operasi didominasi oleh pertimbangan kesiapan unit semata.Lebih lanjut, hasil optimasi memperlihatkan bahwa karakteristik khusus PLTGU Priok sebagai pembangkit *combined cycle* dengan empat blok operasi dapat direpresentasikan secara konsisten dalam model MILP yang dikembangkan. Integrasi berbagai batasan (*constraints*), termasuk keterkaitan operasi gas turbine dan steam turbine serta keterbatasan pasokan gas, memberikan pengaruh langsung terhadap kombinasi unit yang dipilih oleh model. Oleh karenanya, hasil yang diperoleh tidak hanya menunjukkan solusi optimal secara matematis, tetapi juga mencerminkan kondisi operasional nyata pembangkit sebagaimana diidentifikasi dalam perumusan masalah penelitian ini.



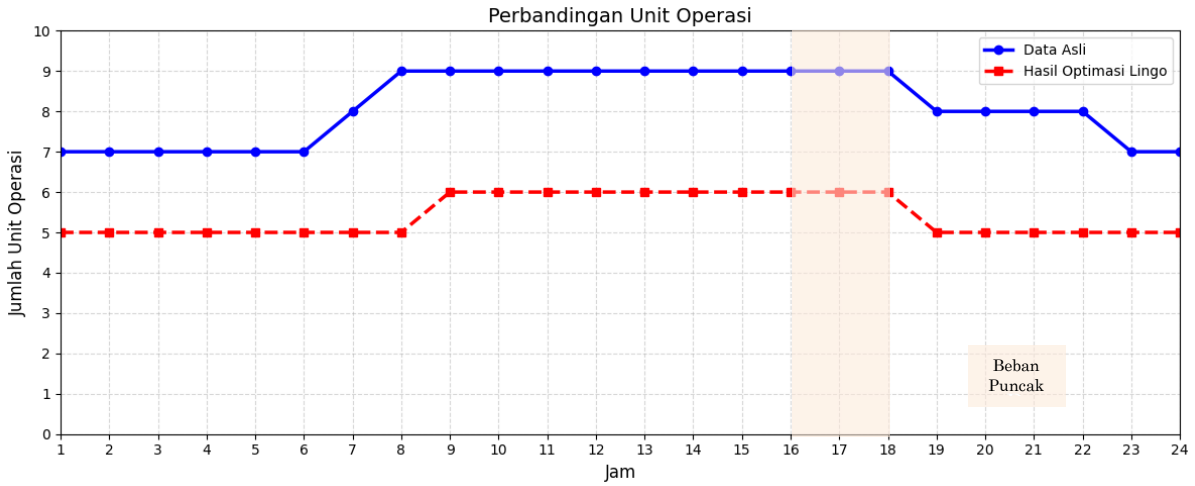
Gambar 1. *Ouput* simulasi menggunakan aplikasi LINGO

Untuk mengevaluasi kinerja model *unit commitment* yang dikembangkan, dilakukan analisis dengan merepresentasikan kondisi operasi normal PLTGU Priok, yang digunakan sebagai *baseline* untuk membandingkan hasil optimasi dengan pola operasi aktual. Hasil optimasi *unit commitment* yang merepresentasikan kondisi operasi normal PLTGU Priok, menunjukkan bahwa pendekatan *Mixed Integer Linear Programming* (MILP) yang diselesaikan menggunakan aplikasi LINGO pada gambar 1 mampu menghasilkan pola komitmen unit yang berbeda secara signifikan dibandingkan dengan praktik operasi aktual. Simulasi ini digunakan sebagai baseline untuk mengevaluasi sejauh mana model optimasi mampu meningkatkan efisiensi operasi ketika seluruh unit beroperasi di bawah kondisi normal tanpa pembatasan tambahan di luar batasan teknis standar pembangkit.

Perbandingan jumlah unit yang beroperasi pada setiap periode waktu antara hasil optimasi dan operasi aktual ditunjukkan pada Gambar 2 yang memperlihatkan bahwa pada periode beban parsial,

jumlah unit yang dioperasikan oleh model optimasi lebih sedikit dibandingkan dengan pola aktual yang diambil pada data aktual 11 Maret 2026. Perbedaan ini mencerminkan kemampuan model dalam mengevaluasi secara kuantitatif kebutuhan unit pembangkit berdasarkan beban sistem dan biaya operasi, sehingga pengoperasian unit yang tidak memberikan kontribusi ekonomis dapat dihindari. Sebaliknya, pada operasi aktual, kecenderungan menyalakan unit lebih awal pada beban parsial masih terlihat, yang umumnya didorong oleh pertimbangan kesiapan unit dan kehandalan operasi.

Seiring dengan peningkatan beban menuju periode puncak, Gambar 2 juga menunjukkan bahwa model optimasi mengaktifkan unit tambahan dengan efisien yaitu hanya satu unit saja. Hal itu karena optimasi yang dilakukan adalah menyalakan unit pembangkit yang mampu mengcover beban puncak tersebut dengan memperhatikan ramp rate, kapasitas pembangkit, dan jumlah pasokan gas. Pada periode beban puncak, jumlah unit yang dioperasikan oleh model optimasi dan operasi aktual berada pada tingkat yang relatif dekat, hal tersebut menegaskan bahwa peningkatan efisiensi pada hasil optimasi dicapai dengan tidak mengorbankan keandalan operasi.



Gambar 2. Perbandingan jumlah unit yang beroperasi pada setiap periode waktu antara operasi aktual dan hasil optimasi *unit commitment* dengan data aktual pada 11 Maret 2026.

Perincian status ON/OFF masing-masing unit pembangkit hasil optimasi untuk setiap periode waktu disajikan pada Tabel 1 yang di tampilkan dalam nilai binary 1 atau 0. Tabel ini memberikan gambaran rinci mengenai waktu pengoperasian setiap unit dan menunjukkan bahwa keputusan komitmen unit mengikuti pola beban sistem secara lebih selektif. Unit dengan karakteristik efisiensi yang lebih baik cenderung dioperasikan lebih lama, sementara unit lain hanya diaktifkan ketika benar-benar dibutuhkan untuk memenuhi kenaikan beban.

Tabel 1. Status Operasi Unit Pembangkit Hasil Optimasi Unit Commitment

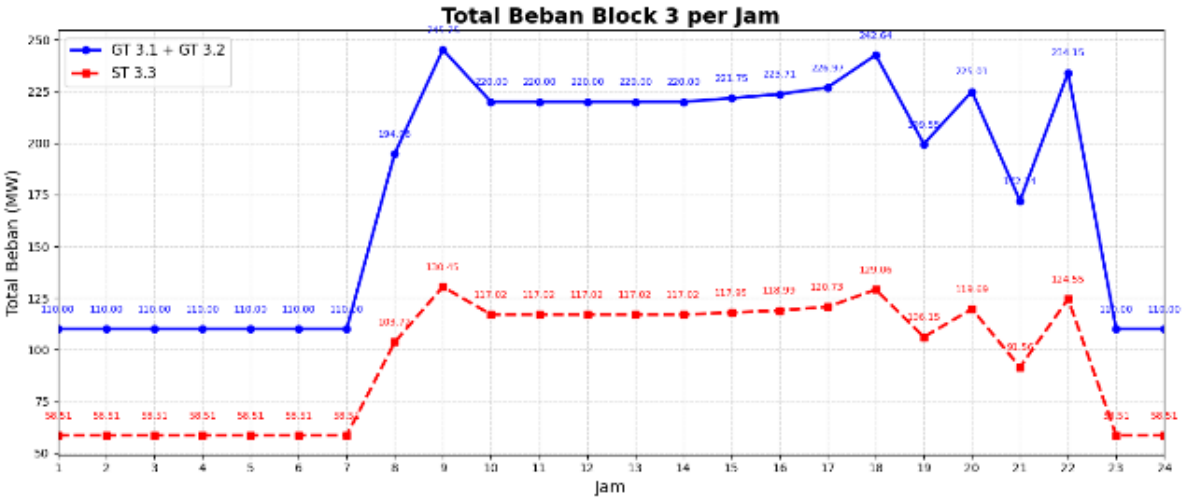
Jam	GT 1.1	GT 1.2	GT 1.3	ST 1.4	GT 2.1	GT 2.2	GT 2.3	ST 2.4	GT 3.1	GT 3.2	GT 3.3	ST 4.1	ST 4.2	ST 4.3	Total Unit
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	5
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	5
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	5
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	5
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	5
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	5
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	5
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	5
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	6
10	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	6
11	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	6
12	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	6
13	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	6
14	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	6

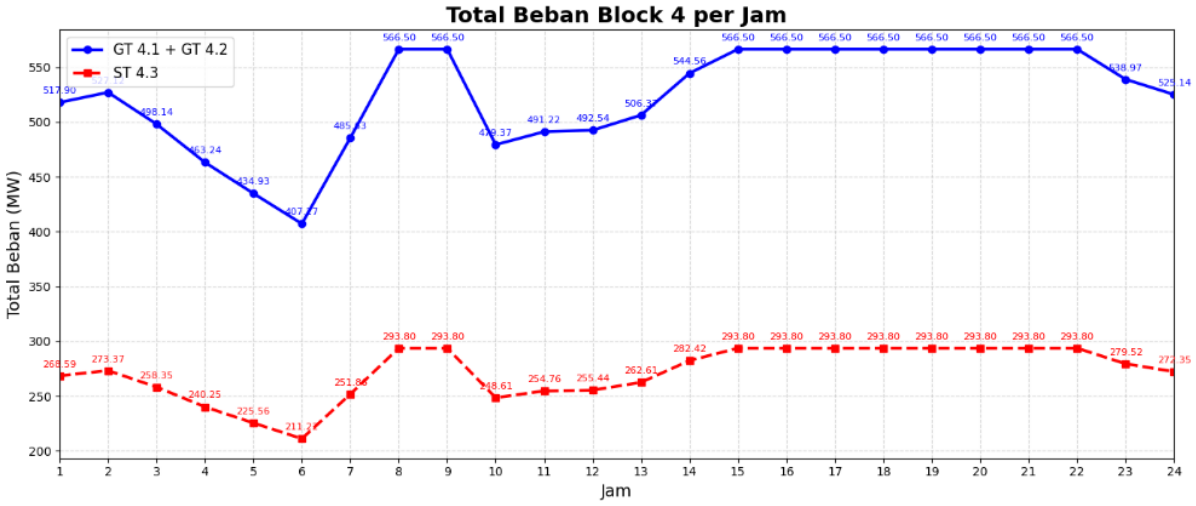
Jam	GT 1.1	GT 1.2	GT 1.3	ST 1.4	GT 2.1	GT 2.2	GT 2.3	ST 2.4	GT 3.1	GT 3.2	GT 3.3	ST 4.1	ST 4.2	ST 4.3	Total Unit
15	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	6
16	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	6
17	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	6
18	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	6
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	5
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	5
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	5
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	5
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	5
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	5

Tabel 1 menujukkan bahwa pola operasi pembangkit selama 24 jam mengikuti variasi beban sistem. Pada periode beban rendah, jumlah unit yang beroperasi hanya melibatkan unit dengan efisiensi tinggi, yaitu Blok 4 sebanyak dua unit dengan pola 2-2-1 dan Blok 3 sebanyak satu unit dengan pola 1-1-1. Sebaliknya, pada periode beban puncak jumlah unit yang dioperasikan meningkat untuk memenuhi kebutuhan daya, yang ditunjukkan dengan *start* satu unit tambahan pada Blok 3 pada pukul 09:00, yaitu GT 3.1. Selain itu, Blok 1 dan Blok 2 PLTGU Priok tidak dioperasikan secara bersamaan sepanjang periode optimasi. Pola ini mencerminkan strategi optimasi dalam memilih kombinasi unit yang mampu memenuhi beban dengan tetap mempertimbangkan efisiensi operasional sistem, sehingga diperoleh nilai solusi minimum sebesar Rp 26.165.246.971 yang tampak pada hasil simulasi aplikasi LINGO pada Gambar 1. Jika dibandingkan dengan data aktual biaya operasi Ketika tanggal 11 Maret 2026 sebesar Rp 29.701.429.532 yang menunjukkan bahwa pendekatan *unit commitment* berbasis MILP mampu meningkatkan efisiensi operasi dibandingkan praktik operasional yang hanya didasarkan pada kesiapan unit sebesar Rp 3.536.182.560 per hari.

Lebih lanjut, GT 3.2 memperlihatkan pola operasi yang relatif kontinu, di mana unit yang telah dioperasikan akan tetap beroperasi dalam durasi tertentu sesuai dengan batasan minimum waktu operasi yang diterapkan dalam model optimasi. Dengan GT 3.2 yang continue ini juga membatasi biaya start pada model UC PLTGU Priok sehingga biayanya menjadi lebih minimal. Selain itu, keterkaitan operasional antara *gas turbine* dan *steam turbine* pada konfigurasi *combined cycle* juga tercermin dengan jelas dalam hasil optimasi.

Hubungan antara GT dan ST tersebut ditunjukkan pada Gambar 3 (a-b), yang Dimana menggambarkan kontribusi daya *steam turbine* sebagai fungsi dari jumlah *gas turbine* yang beroperasi. Dari gambar tersebut terlihat bahwa *steam turbine* mulai berkontribusi secara signifikan setelah konfigurasi *gas turbine* memenuhi persyaratan teknis minimum, yang menegaskan bahwa model optimasi mampu merepresentasikan karakteristik fisik dan operasional PLTGU Priok secara konsisten.





Gambar 3 (a-b). Profil Daya Gas Turbine dan Steam Turbine per Jam pada Konfigurasi Combined Cycle Blok 3 dan Blok 4

Secara keseluruhan, pola *unit commitment* hasil optimasi sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 1, Tabel 1, dan Gambar 3 (a-b**)**, memperlihatkan bahwa model MILP yang dikembangkan mampu menangkap dinamika beban dan karakteristik pembangkit dengan lebih baik dibandingkan operasi aktual. Temuan ini menjadi dasar penting sebelum dilakukan analisis lanjutan pada skenario berikutnya, serta menegaskan potensi peningkatan efisiensi operasi PLTGU Priok pada kondisi operasi normal.

4. Simpulan

Penelitian ini berhasil mengembangkan dan menerapkan model *unit commitment* berbasis *Mixed Integer Linear Programming* (MILP) yang mampu merepresentasikan kondisi operasional nyata PLTGU Priok sebagai pembangkit *combined cycle* dengan empat blok pembangkitan. Model yang diselesaikan menggunakan perangkat lunak LINGO menghasilkan jadwal operasi unit yang memenuhi seluruh batasan teknis sistem, termasuk keseimbangan daya, batas kapasitas unit, *minimum up/down time*, *ramp rate*, keterkaitan operasional gas turbine dan steam turbine, serta keterbatasan pasokan gas.

Hasil optimasi menunjukkan bahwa pola operasi pembangkit mengikuti variasi beban sistem secara konsisten sepanjang periode 24 jam. Periode beban rendah, model secara selektif mengoperasikan unit dengan efisiensi yang lebih tinggi, terutama pada Blok 4 dan Blok 3, sementara unit lain tidak diaktifkan apabila tidak memberikan kontribusi ekonomi yang signifikan. Sebaliknya, pada periode beban puncak, model mengaktifkan unit tambahan untuk memenuhi kebutuhan daya, dengan tetap memperhatikan batasan teknis dan efisiensi operasional. Selain itu, hasil penelitian menegaskan bahwa keterkaitan operasional antara gas turbine dan steam turbine pada setiap blok *combined cycle* telah direpresentasikan secara konsisten dalam model. Steam turbine hanya beroperasi ketika konfigurasi gas turbine pada blok yang sama telah memenuhi persyaratan teknis, sehingga pola pembangkitan yang dihasilkan selaras dengan karakteristik fisik PLTGU Priok. Penerapan batasan *minimum up time* juga menghasilkan pola operasi unit yang relatif kontinu, yang mencerminkan kondisi operasi nyata dan menghindari *start-stop* unit yang tidak perlu.

Secara keseluruhan, solusi optimasi yang diperoleh menghasilkan biaya operasi minimum sebesar Rp 26.165.246.971 jika dibandingkan dengan Operasi actual pada PLTGU Priok hasi optimasi tersebut dapat menghemat biaya operasi sebesar 11.91% tiap harinya. Temuan ini membuktikan bahwa model yang dikembangkan tidak hanya optimal secara matematis, tetapi juga aplikatif dan relevan sebagai alat bantu pengambilan keputusan operasional pada PLTGU Priok dalam mendukung operasi pembangkitan yang andal dan efisien secara biaya.

Referensi

Agarwal, A., & Pal, K. (2021). Optimization of Unit Commitment Problem Using Genetic Algorithm. *International Journal of System Dynamics Applications*, *10*(3), 21–37. https://doi.org/10.4018/ijsda.2021070102

Allen J. Wood, B. F. W. G. B. S. (2014). *Power Generation, Operation and Control* (3rd ed.). John Wiley & Sons.

Carrión, M., & Arroyo, J. M. (2006). A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, *21*(3), 1371–1378. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.876672

Chen, Y., Pan, F., Qiu, F., Xavier, A. S., Zheng, T., Marwali, M., Knueven, B., Guan, Y., Luh, P. B., Wu, L., Yan, B., Bragin, M. A., Zhong, H., Giacomoni, A., Baldick, R., Gisin, B., Gu, Q., Philbrick, R., & Li, F. (2023). Security-Constrained Unit Commitment for Electricity Market: Modeling, Solution Methods, and Future Challenges. *IEEE Transactions on Power Systems*, *38*(5), 4668–4681. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2022.3213001

Feng, Z. kai, Niu, W. jing, Wang, W. chuan, Zhou, J. zhong, & Cheng, C. tian. (2019). A mixed integer linear programming model for unit commitment of thermal plants with peak shaving operation aspect in regional power grid lack of flexible hydropower energy. *Energy*, *175*, 618–629. https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.117

Glover, J. D., Overbye, T. J., Sarma, M. S. (2017). *POWER SYSTEM ANALYSIS & DESIGN SIXTH EDITION*. www.cengage.com/highered

González-Sierra, M., & Wogrin, S. (2024). Self-Unit Commitment of Combined-Cycle Units with Real Operational Constraints. *Energies*, *17*(1). https://doi.org/10.3390/en17010051

Kirschen, D. Sadi., & Strbac, Goran. (2004). *Fundamentals of Power System Economics*. Wiley.

Morales-España, G., Latorre, J. M., & Ramos, A. (2013). Tight and compact MILP formulation for the thermal unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, *28*(4), 4897–4908. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2251373

Nemati, M., Braun, M., & Tenbohlen, S. (2018). Optimization of unit commitment and economic dispatch in microgrids based on genetic algorithm and mixed integer linear programming. *Applied Energy*, *210*, 944–963. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.007

Nguyen-Duc, T., Hoang-Tuan, L., Ta-Xuan, H., Do-Van, L., & Takano, H. (2022). A Mixed-Integer Programming Approach for Unit Commitment in Micro-Grid with Incentive-Based Demand Response and Battery Energy Storage System. *Energies*, *15*(19). https://doi.org/10.3390/en15197192

Nicolosi, F. F., Alberizzi, J. C., Caligiuri, C., & Renzi, M. (2021). Unit commitment optimization of a micro-grid with a MILP algorithm: Role of the emissions, bio-fuels and power generation technology. *Energy Reports*, *7*, 8639–8651. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.04.020

Ozoemena, O. E., & Adamu, A. (2022). Optimal unit-commitment generation scheduling using genetic algorithm: A case study of a 10-generator power system network. *Nigerian Journal of Technology*, *41*(2), 302–310. https://doi.org/10.4314/njt.v41i2.12

Padhy, N. P. (2004). Unit commitment - A bibliographical survey. *IEEE Transactions on Power Systems*, *19*(2), 1196–1205. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.821611

Tziovani, L., Asprou, M., Ciornei, I., Kolios, P., Hadjidemetriou, L., Lazari, A., Tapakis, R., & Timotheou, S. (2023). Long-Term Unit Commitment with Combined-Cycle Units. *2023 IEEE Belgrade PowerTech*, 1–6. https://doi.org/10.1109/PowerTech55446.2023.10202920