

# Perencanaan Perluasan Pembangkitan dan Transmisi Berkelanjutan Menggunakan MOPSO-BPSO di Jaringan Listrik

Astuty<sup>1</sup>, Zainal Sudirman<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Program Studi Teknik Listrik dan Instalasi, Akademi Komunitas Industri Manufaktur Bantaeng, Bantaeng, Sulawesi Selatan 92460, Indonesia

<sup>2</sup> Program Studi Teknik Perawatan Mesin, Akademi Komunitas Industri Manufaktur Bantaeng, Bantaeng, Sulawesi Selatan 92460, Indonesia

[Diserahkan: 2 Mei 2025, Direvisi: 16 Juli 2025, Diterima: 13 Agustus 2025]

Penulis Korespondensi: Astuty (email: astutymahyuddin@akom-bantaeng.ac.id)

**INTISARI** — Pada tahun 2023, sekitar 85% pembangkit listrik yang beroperasi di Sulawesi Selatan mengandalkan bahan bakar fosil, seperti batu bara, gas, dan minyak. Untuk memenuhi peningkatan permintaan listrik sekaligus mengurangi emisi karbon, integrasi sumber energi terbarukan ke dalam sistem kelistrikan sangat penting dilakukan. Energi terbarukan tidak hanya membantu menghemat bahan bakar fosil, tetapi juga mendukung keberlanjutan lingkungan global. Sulawesi Selatan memiliki potensi hidro yang signifikan, sehingga memungkinkan peluang pengembangan pembangkit listrik tenaga air (PLTA) skala kecil maupun besar. Studi ini menggunakan pendekatan *multi-objective particle swarm optimization* (MOPSO) untuk mengembangkan skenario optimal perencanaan ekspansi pembangkit listrik (*generation expansion planning*, GEP), dan *binary particle swarm optimization* (BPSO) untuk menentukan perencanaan ekspansi transmisi (*transmission expansion planning*, TEP). Proses perencanaan ini didukung oleh peramalan beban jangka panjang menggunakan metode *moving average* berdasarkan data historis permintaan listrik di Sulawesi Selatan. Hasil penelitian menunjukkan bahwa kerangka kerja optimasi integrasi GEP dan TEP yang diusulkan berhasil mengidentifikasi skenario optimal yang memaksimalkan penggunaan energi terbarukan sekaligus memastikan keandalan transmisi. Pada tahun 2030, PLTA diproyeksikan berkontribusi sebesar 67,9% dari total pembangkit listrik. Sementara itu, pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) menjadi andalan dengan kapasitas mencapai 437,5 MW. Untuk mendukung skenario ini, dibutuhkan sembilan saluran transmisi baru beserta perluasan 25 saluran yang sudah ada untuk mengakomodasi peningkatan aliran daya dalam sistem interkoneksi.

**KATA KUNCI** — Keberlanjutan Lingkungan, Perencanaan Perluasan Pembangkit, Perencanaan Perluasan Transmisi, MOPSO, BPSO.

## I. PENDAHULUAN

Pertumbuhan jumlah industri pengolahan nikel di Indonesia telah memicu peningkatan kebutuhan listrik di Sulawesi. Pada tahun 2023, 85% pembangkit listrik yang beroperasi di Sulawesi Selatan merupakan pembangkit listrik yang menggunakan batubara, gas, dan minyak [1]. Sisanya dihasilkan oleh pembangkit listrik tenaga air (PLTA) dan pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB). Untuk menjamin ketersediaan energi listrik yang permintaannya makin meningkat sekaligus menjaga emisi karbon tetap rendah, perlu adanya pemanfaatan sumber daya energi terbarukan sebagai pembangkit listrik. Selain menghemat bahan bakar, pembangkit berbasis energi terbarukan juga dapat mengurangi emisi karbon. Namun, pemanfaatan energi tersebut hanya dapat dilakukan pada wilayah potensial yang jauh dari pusat beban yang memadai. Sulawesi Selatan memiliki potensi aliran sungai yang besar untuk membangun PLTA, baik skala kecil maupun besar. Kapasitas yang dapat diperoleh dengan memanfaatkan PLTA mencapai 2.368 MW [2]. Melalui pemanfaatan energi hidro yang optimal, dominasi pembangkit listrik berbahan bakar fosil dapat dikurangi, sehingga secara langsung akan mengurangi emisi karbon.

Pembangkit listrik baru memerlukan studi teknis dan ekonomi yang mendalam. Untuk memastikan kelayakan ekonomi, daya yang dihasilkan harus sesuai dengan kebutuhan beban sistem. Penambahan pembangkit pada suatu sistem akan memengaruhi kapasitas saluran transmisi atau *network transfer*

*capability* (NTC) yang ada, sehingga diperlukan perencanaan pengembangan transmisi untuk mengetahui biaya investasi minimum untuk mengembangkan jaringan transmisi dengan tetap memenuhi persyaratan teknis, ekonomi, dan keandalan.

Kompleksitas *generation expansion planning* (GEP) makin meningkat karena adanya kebutuhan untuk mengintegrasikan faktor lingkungan ke dalam perencanaan, sehingga menambah kerumitan pada model yang digunakan [3]. Penelitian terkait GEP telah banyak dilakukan [3]–[16]. Berbagai metode optimasi, seperti pemrograman linier atau *mixed-integer programming*, sering digunakan untuk mencari campuran sumber daya pembangkit yang paling hemat biaya [16]. Metodologi praktis untuk GEP, yang menggabungkan kebutuhan daya dan kebutuhan cadangan untuk menangani efek variabilitas permintaan dan pembangkit berbasis terbarukan, telah diterapkan pada tahun 2023 [15]. Dengan menambahkan kendala yang diusulkan, proses GEP berkembang menjadi model *mixed-integer nonlinear programming* (MINLP). Model ini lebih kompleks, tetapi diharapkan menghasilkan solusi yang lebih fleksibel dan kuat untuk perencanaan perluasan pembangkit.

Studi lain telah berhasil menentukan jadwal investasi optimal untuk kapasitas baru, termasuk jenis teknologi dan waktu pemasangan. Hal ini penting untuk memenuhi beban yang diproyeksikan sekaligus mematuhi kriteria keandalan sepanjang horizon perencanaan 20 tahun [14]. *Mixed integer linear programming* (MILP) dilakukan dengan menggunakan

perangkat lunak MATLAB untuk menyelesaikan model GEP. Tingkat emisi CO<sub>2</sub> menurun sekitar 30%, sedangkan proporsi sumber energi terbarukan meningkat sebesar 35%. Melalui MILP, kapasitas terpasang energi terbarukan di Provinsi Jiangsu diproyeksikan mengalami peningkatan secara signifikan dari 21,6 GW menjadi 133,2 GW pada tahun 2050 dalam skenario dasar [13]. Hal ini menunjukkan adanya peningkatan porsi energi terbarukan dari 17,9% menjadi 53,7% dari keseluruhan kapasitas. Penelitian lain menyajikan metode perencanaan perluasan pembangkit berbiaya paling rendah, yang secara efektif menggabungkan sumber energi terbarukan menggunakan pendekatan optimasi baru. Pada studi ini, teknik gabungan antara *correction matrix method* (CMM) dan *indicators-based discrete water cycle algorithm* (IBDWCA) diusulkan untuk mengatasi kompleksitas yang ditimbulkan oleh variabilitas dan ketidakpastian energi terbarukan. Metode ini mengoptimalkan keputusan bauran pembangkitan dengan meminimalkan total biaya sistem sekaligus memastikan keandalan dan keberlanjutan sistem.

Model dua tingkat, yang terdiri atas model tingkat perencanaan dan tingkat operasional, telah digunakan pada studi sebelumnya [12]. Temuan dari penelitian tersebut menekankan pentingnya integrasi energi terbarukan dan penyimpanan energi ke dalam perencanaan pembangkitan listrik, dengan mempertimbangkan pula dampak bencana alam terhadap biaya dan emisi karbon. Metode lain untuk memperhitungkan ketidakpastian dalam permintaan dan pembangkitan listrik adalah optimasi stokastik [11]. Model-model ini membantu mengoptimalkan pembangunan dan pengoperasian pembangkit listrik baru dan yang sudah ada. Model algoritma genetika (*genetic algorithm*, GA) secara efektif membantu dalam perencanaan konstruksi untuk sistem tenaga, dengan fokus pada pengurangan biaya yang terkait dengan pemasangan berbagai jenis pembangkit listrik [10]. Studi tersebut menunjukkan bahwa pengurangan 10% dalam biaya investasi awal dapat secara signifikan menurunkan biaya keseluruhan pada model yang diusulkan.

Penelitian-penelitian sebelumnya cenderung memisahkan GEP dan perencanaan perluasan transmisi (*transmission expansion planning*, TEP), yang berimplikasi pada ketidaksesuaian antara lokasi pembangkit listrik baru dengan kapasitas infrastruktur transmisi yang tersedia. Berbeda dengan penelitian-penelitian tersebut, penelitian ini mengintegrasikan metode *multi-objective particle swarm optimization* (MOPSO) untuk GEP dan *binary particle swarm optimization* (BPSO) untuk TEP dalam satu pendekatan terpadu, khususnya diterapkan pada sistem kelistrikan Sulawesi Selatan, yang memiliki potensi signifikan untuk pengembangan PLTA. Pendekatan ini diharapkan dapat menghasilkan rencana perluasan jangka panjang sistem kelistrikan yang lebih optimal secara teknis dan ekonomis. Selain itu, penerapan MOPSO menawarkan keunggulan dalam mengidentifikasi solusi optimal yang menyeimbangkan biaya investasi, keandalan sistem, dan dampak lingkungan, yang belum dieksplorasi secara komprehensif dalam penelitian-penelitian sebelumnya.

## II. METODOLOGI

### A. METODE OPTIMISASI

*Particle swarm optimization* (PSO) adalah metode optimasi yang algoritmanya meniru perilaku sosial kawanan burung atau ikan. Perilaku sosial terdiri atas tindakan individu dan pengaruh individu lain dalam suatu kelompok [17]. PSO adalah alat yang

efektif untuk memecahkan masalah optimasi nonlinier dan nonkonveks [18]. Tidak seperti PSO, BPSO merupakan perluasan dari metode PSO yang digunakan untuk mengatasi masalah optimasi dalam ruang pencarian biner [19]–[20]. Algoritma BPSO telah digunakan untuk menentukan lokasi dan jumlah saluran transmisi baru yang optimal yang diperlukan untuk meminimalkan biaya konstruksi dan kerugian transmisi [18]. Model tersebut memastikan batas tegangan ( $\pm 5\%$ ) dan kapasitas termal tidak dilanggar. Berbeda dengan PSO standar yang beroperasi dalam ruang kontinu, BPSO merepresentasikan posisi partikel dalam bentuk nilai 0 dan 1. Selain itu, fungsi transfer juga digunakan untuk mengonversi kecepatan menjadi probabilitas perpindahan antarposisi. Dalam studi ini, metode BPSO diterapkan dalam TEP. Pembaruan kecepatan dan posisi dieksekusi berdasarkan (1) dan (2).

$$v_{ij}(t) = sig\left(v_{ij}(t)\right) = \frac{1}{1+e^{-v_{ij}(t)}} \quad (1)$$

$$x_{ij}(t+1) = \begin{cases} 1 & \text{if } r_{ij} < sig(v_{ij}(t+1)) \\ 0 & \text{if } r_{ij} > sig(v_{ij}(t+1)) \end{cases} \quad (2)$$

dengan  $v_{ij}$  merupakan kecepatan partikel,  $t$  merupakan iterasi,  $x_{ij}$  merupakan posisi partikel, dan  $r_{ij}$  merupakan angka acak. Serupa dengan PSO konvensional, nilai *personal best* ( $P_{best}$ ) dan *global best* sekumpulan partikel juga diperbarui. Dalam memperbarui nilai optimum lokal dan global, terdapat dua vektor yang merepresentasikan probabilitas perubahan partikel. Probabilitas partikel berubah dari bit 0 ke 1 dilambangkan oleh  $\vec{V}_i^0$ . Sebaliknya, kecenderungan partikel untuk berubah dari 1 ke 0 dilambangkan oleh  $\vec{V}_i^1$ . Dengan demikian, probabilitas perubahan bit dalam partikel didefinisikan oleh (3) dan (4).

$$V_{ij}^c = \{V_{ij}^1, \text{ jika } x_{ij} = 0; V_{ij}^0, \text{ jika } x_{ij} = 1\} \quad (3)$$

$$\text{Jika } P_{best}^j = 1 \text{ maka } d_{ij,2}^1 = c_1 r_1 \text{ dan } d_{ij,2}^0 = -c_1 r_1$$

$$\text{Jika } P_{best}^j = 0 \text{ maka } d_{ij,2}^0 = c_1 r_1 \text{ dan } d_{ij,2}^1 = -c_1 r_1$$

$$\text{Jika } G_{best}^j = 1 \text{ maka } d_{ij,2}^1 = c_2 r_2 \text{ dan } d_{ij,2}^0 = -c_2 r_2 \quad (4)$$

$$\text{Jika } G_{best}^j = 0, \text{ maka } d_{ij,2}^0 = c_2 r_2 \text{ dan } d_{ij,2}^1 = -c_2 r_2$$

dengan  $d_{ij}^1, d_{ij}^0$  merupakan dua nilai sementara. Nilai acak  $r_1$  dan  $r_2$ , yang terletak pada interval (0,1), diperbarui pada setiap iterasi.

Selain menggunakan BPSO, penelitian ini juga menerapkan metode MOPSO untuk mengeksekusi dua fungsi objektif dalam analisis GEP. Penggunaan MOPSO untuk mengoptimalkan lebih dari dua fungsi objektif telah diteliti secara ekstensif [21]. Guna mengadaptasi algoritma PSO untuk kebutuhan optimasi multitujuan, mekanisme panduan disesuaikan agar memperlakukan solusi nondominan sebagai pemimpin. Pemimpin adalah partikel yang mengarahkan sisa kawanan menuju area yang lebih optimal dalam ruang pencarian. Beberapa model PSO multitujuan menggabungkan operator mutasi, yang sering disebut sebagai metode turbulensi. Setelah menerapkan operator ini, setiap partikel dievaluasi dan *personal best* ( $P_{best}$ ) yang sesuai diperbarui berdasarkan kinerjanya. Semua posisi partikel yang dievaluasi yang memenuhi syarat sebagai vektor nondominan disimpan dalam repositori. Repositori ini diperbarui dengan mempertimbangkan pendekatan berbasis geografi, yang didefinisikan melalui ekspresi nilai fungsi objektif setiap orang menggunakan (5).

$$v_{ij}(t+1) = w \times v_{ij}(t) + c_1 r_1 (p_{ij}(t) - x_{ij}(t)) + c_2 r_2 (R_h(t) - x_{ij}(t)) \quad (5)$$

dengan  $w$  adalah berat inersia dengan nilai tetap,  $c_1$  dan  $c_2$  adalah ingkat pembelajaran kemampuan individu (kognitif),  $R_h$  adalah pemimpin yang dipilih dari repositori, dan  $p_{ij}$  adalah posisi terbaik yang diperbarui setiap iterasi.

Dibandingkan dengan menentukan optimasi tunggal, menentukan nilai optimal dalam optimasi multitujuan lebih sulit dilakukan. Dalam hal ini, tidak ada solusi terbaik yang dapat memenuhi semua tujuan secara bersamaan. Hasil optimal untuk satu tujuan biasanya dicapai dengan melibatkan kompromi (*trade-off*) dengan tujuan lain [21]. Solusi yang tidak mengungguli solusi lain di semua tujuan disebut sebagai solusi nondominan. Kumpulan solusi nondominan dari seluruh ruang pencarian juga dikenal sebagai himpunan Pareto.

Gambar 1 menunjukkan beberapa poin hasil evaluasi fungsi objektif  $f_1$  dan  $f_2$ . Dari perbandingan poin A dan F, terlihat jelas bahwa F memiliki kinerja yang lebih baik daripada A pada kedua fungsi objektif. Hal ini menunjukkan bahwa A didominasi oleh F. Demikian pula, pada perbandingan antara B dan F, F menghasilkan nilai yang lebih baik untuk fungsi objektif  $f_1$ . Sementara itu, keduanya memiliki nilai yang sama untuk  $f_2$ . Hal ini menunjukkan bahwa F juga mendominasi B. Hasil dari proses optimasi multitujuan adalah serangkaian solusi yang tidak hanya optimal untuk satu tujuan, tetapi juga mewakili kompromi di berbagai tujuan.

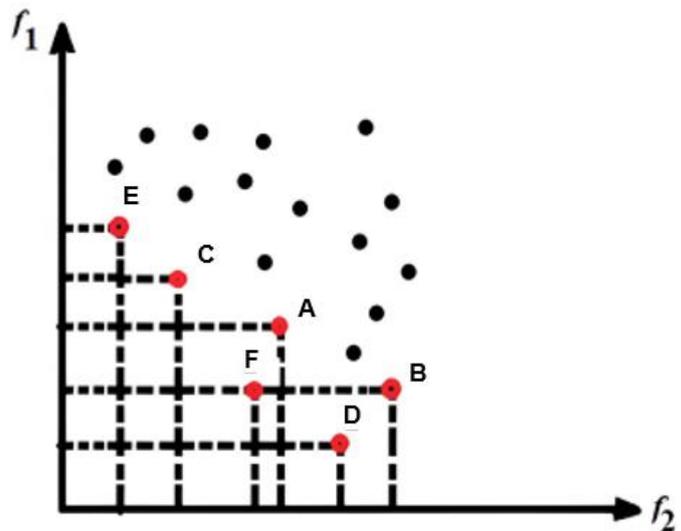
## B. FUNGSI OBJEKTIF

Berbeda dengan optimasi tunggal yang berfokus pada pencapaian satu nilai terbaik, optimasi multitujuan bertujuan untuk menemukan serangkaian solusi optimal yang merupakan kompromi antara beberapa tujuan. Tujuan pertama dalam studi ini, yang ditulis sebagai (6), adalah fungsi tujuan biaya.

$$f_1 = \sum_{(i,j) \in A} C_{ijt} \Delta P_{ijt} + \sum_{t \in T} \frac{1}{1+(r)^{-t}} \left[ \sum_{i \in N} \sum_{q \in \Theta} I_{iqt} U_{iqt} + \sum_{i \in N} \sum_{q \in \Theta} G_{iqt} g_{iq} \right] \quad (6)$$

Biaya investasi pada kasus ini adalah jumlah biaya investasi dalam bentuk nilai sekarang dari setiap unit pembangkit baru. Biaya investasi meliputi biaya investasi awal dan biaya penambahan kapasitas transmisi. Variabel  $N$  merepresentasikan *node* pada saluran transmisi dan  $A$  adalah saluran transmisi. *Node*  $i \in N$  merepresentasikan titik permintaan atau pasokan energi, arah  $(i, j) \in A$  adalah saluran transmisi, dan  $q \in \Theta$  adalah unit pembangkit. Sementara itu,  $T$  adalah himpunan periode dalam horizon perencanaan, dengan  $t \in T$  adalah himpunan periode waktu.

Beberapa variabel digunakan dalam proses optimasi model *multi-period generation expansion planning* (MGEP). Variabel  $g_{iqt}$  adalah kapasitas daya jenis unit pembangkit pada *node*  $a$  periode  $t$ . Variabel  $Y_{iqt}$  adalah kapasitas akumulasi (MW) jenis unit pembangkit pada *node* jika periode  $t$ .  $U_{iqt}$  adalah kapasitas daya tambahan (MW) jenis unit pembangkit  $q$  pada *node* jika periode  $t$ .  $P_{ijt}$  adalah daya yang mengalir di jaringan pada periode  $t$  dan  $\Delta P_{ijt}$  adalah kapasitas transmisi tambahan (MW).



Gambar 1. Solusi nondominan dalam MOPSO.

Dalam fungsi obyektif ini,  $r$  adalah faktor diskonto (tingkat pengembalian) per satuan waktu investasi,  $I_{iqt}$  adalah biaya investasi (Rp/MW) unit pembangkit tipe  $q$ , dan  $G_{iqt}$  adalah biaya pembangkitan (Rp/MW) unit pembangkit tipe  $q$  pada *node*  $i$  (operasi dan pemeliharaan) pada periode  $t$ . sementara itu,  $C_{ijt}$  adalah biaya (Rp/MW) untuk pengembangan saluran transmisi baru  $(i, j)$ .

Emisi karbon merupakan dampak lingkungan dari pembangunan pembangkit listrik, terutama pembangkit listrik berbahan bakar fosil. Emisi ini tidak dapat diserap oleh flora, sehingga menyebabkan pemanasan global. Fungsi objektif kedua adalah meminimalkan emisi karbon pembangkit listrik.

$$f_2 = \sum_{t \in T} \left[ \sum_{i \in N} \sum_{q \in \Theta} E_q g_{iqt} \right] \quad (7)$$

dengan  $E_q$  adalah jumlah emisi karbon (ton) per MW yang dihasilkan oleh unit pembangkit tipe  $q$ . Kedua fungsi objektif pada (6) dan (7) kemudian dievaluasi menggunakan MOPSO. Berbeda dengan fungsi tujuan emisi karbon, fungsi tujuan biaya sedikit lebih kompleks. Pemilihan saluran transmisi diperlukan untuk mendapatkan biaya pengembangan yang optimal.

## C. KENDALA

Pemilihan saluran transmisi optimal dilakukan menggunakan metode BPSO. Pemilihan saluran transmisi mempertimbangkan biaya, rugi daya, dan memastikan beban arus tidak melebihi 50% dari kapasitas hantar saluran. Berdasarkan fungsi objektif, beberapa kendala dirumuskan untuk mendapatkan nilai optimasi.

$$\sum_{q \in \Theta} g_{iq} = \sum P_{D_i} + \sum P_{loss_{ij}} \quad (8)$$

$P_{D_i}$  merupakan permintaan/beban (MW) pada *bus*  $i$ . Optimasi yang dilakukan mempertimbangkan besarnya rugi daya  $P_{loss_{ij}}$  yang terjadi pada proses penyaluran daya listrik ke beban [22]. Berdasarkan data, rugi daya maksimum tercatat sebesar 8,1% dari daya yang dihasilkan [1]. Rugi daya maksimum terjadi pada siang hari, dengan rugi daya rata-rata sebesar 4,9%.

$$P_{ij(t)} \leq C \Delta P_{ij_0} + \Delta P_{ij_1}, \quad (i, j) \in A. \quad (9)$$

Jumlah daya yang mengalir melalui saluran harus lebih kecil dari beban saluran maksimum dan kapasitas transmisi

tambahan [9]. Selain itu, terdapat jumlah daya maksimum yang dibangkitkan karena berbagai alasan (ruang, sumber daya, dll.).

$$U_{iq} \leq IG_{iq} \quad i \in N, q \in \Theta \quad (10)$$

dengan  $IG_{iq}$  adalah investasi maksimum (MW) kapasitas pembangkit baru bertipe  $q$  di *node*  $i$ . Perencanaan sistem tenaga listrik yang dipersiapkan dengan baik harus melibatkan peramalan permintaan listrik (*electricity demand forecasting*, EDF) dan GEP untuk operasi yang lebih baik [9]. Hal ini melibatkan peramalan permintaan listrik di masa mendatang berdasarkan data historis, indikator ekonomi, dan tren demografi. Peramalan beban yang akurat sangat penting untuk menentukan kapasitas yang dibutuhkan untuk memenuhi kebutuhan energi masa depan [8].

Kendala lainnya adalah kapasitas daya kumulatif untuk setiap jenis unit pembangkit  $q$  di *node*  $i$  selama periode  $t$ . Kapasitas daya yang dihasilkan diakumulasikan dari tahun ke tahun dalam perencanaan.

$$Y_{iqt} = Y_{iqt-1} + U_{iqt}. \quad (11)$$

Kapasitas pembangkitan pada periode 0 sama dengan  $GE_{iq}$ . Kapasitas daya pembangkitan (MW) yang ada untuk unit pembangkit tipe  $q$  di *node*  $i$  ditunjukkan pada (12).

$$C\Delta x_{ij0} = X_{ij}. \quad (12)$$

Kapasitas transmisi pada periode 0 sama dengan kapasitas saluran transmisi yang ada ( $i,j$ ), yaitu  $X_{ij}$ .

#### D. DESAIN PENELITIAN

Penelitian ini diawali dengan menentukan tujuan dan ruang lingkup, yaitu merancang GEP dan TEP berkelanjutan menggunakan pendekatan MOPSO. Selanjutnya, data dari sistem kelistrikan yang ada dikumpulkan, termasuk kapasitas pembangkitan, struktur jaringan transmisi, profil permintaan beban, dan kendala teknis operasional. Data unit pembangkit dan saluran transmisi baru yang potensial kemudian dikumpulkan. Data ini mencakup karakteristik teknis, biaya investasi, dan potensi integrasi sumber energi terbarukan.

Dalam studi ini, perhitungan biaya investasi untuk pembangkit listrik dan operasinya dilakukan dengan memperhitungkan suku bunga dan nilai tukar rupiah. Prediksi ini dilakukan dengan menggunakan metode peramalan *moving average*. *Moving average* adalah teknik peramalan deret waktu sederhana yang memprediksi nilai masa depan dengan meratakan sejumlah data historis yang tetap [23]. Metode ini banyak digunakan dalam bidang-bidang seperti peramalan keuangan dan energi karena kesederhanaan dan efektivitasnya. Dalam hal ini, proses prediksi menggunakan data historis nilai tukar rupiah terhadap dolar selama periode sepuluh tahun.

Langkah selanjutnya adalah merumuskan model matematika permasalahan dengan menggabungkan beberapa fungsi objektif, yaitu meminimalkan biaya, meminimalkan emisi karbon, dan meningkatkan keandalan sistem. Model ini mempertimbangkan sejumlah batasan teknis, seperti keseimbangan daya, kapasitas maksimum saluran transmisi, batas keluaran pembangkit, dan target pengurangan emisi karbon.

Setelah formulasi model, algoritma MOPSO diimplementasikan untuk menemukan solusi optimal yang secara simultan memenuhi semua tujuan. Parameter MOPSO kemudian diinisialisasi dan populasi awal partikel—masing-masing

mewakili rencana ekspansi kandidat—dihasilkan. Inisialisasi yang disebutkan pada gambar dilakukan dengan menghasilkan populasi yang terdiri atas beberapa partikel dengan ukuran matriks populasi ( $n_{pop}, N_{candidate \times period}$ ). Nilai  $n_{pop}$  sebesar 50. Sebelum mengevaluasi fungsi objektif, harus dipastikan bahwa populasi telah memenuhi kriteria  $P_{generation} = P_{demand}$ .

Selanjutnya, partikel-partikel ini dievaluasi berdasarkan fungsi objektif dan setiap pelanggaran hambatan ditangani melalui penalti atau mekanisme korektif. Algoritma kemudian memasuki fase optimasi iteratif. Pada fase ini, arsip solusi nondominan diperbarui, pemimpin dipilih untuk memandu pergerakan partikel, dan kecepatan serta posisi direvisi sesuai kebutuhan. Setiap solusi yang diperbarui dievaluasi ulang dan pencapaian terbaik partikel diperbarui jika ditemukan peningkatan. Setelah evaluasi, setiap solusi diperiksa untuk memastikan kepatuhan terhadap persyaratan operasional dan teknis, termasuk keseimbangan daya, pembebanan saluran, dan batas keluaran generator. Jika partikel melanggar batasan, mekanisme perbaikan atau penalti diterapkan. Proses ini berlanjut hingga jumlah iterasi maksimum tercapai, yaitu pada titik saat algoritma menghasilkan serangkaian solusi Pareto-optimal. Solusi-solusi ini mewakili kompromi terbaik di antara berbagai tujuan perencanaan dan berfungsi sebagai alat pengambilan keputusan bagi rencana sistem.

MOPSO menghasilkan *Pareto front*, yaitu sekumpulan solusi nondominan. Namun, himpunan ini dapat berisi puluhan atau ratusan solusi, sehingga dapat menyulitkan pengambilan keputusan. Pengelompokan *k-means* digunakan untuk mengelompokkan solusi yang serupa. Metode ini menggunakan model *centroid* untuk mengelompokkan data berdasarkan jarak antara titik-titik data. Metode yang umum digunakan untuk menghitung jarak adalah jarak Euclidean. Rumus jarak Euclidean ditunjukkan pada (13).

$$d(r_k, c_k) = \sqrt{\sum_{k=1}^n (r_k - c_k)^2} \quad (13)$$

dengan  $d$  adalah jarak,  $k$  adalah jumlah poin,  $c$  adalah *centroid*, dan  $r$  adalah data.

#### E. SISTEM KELISTRIKAN DI SULAWESI SELATAN

Saat ini, pembangkit listrik di Sulawesi Selatan terhubung melalui jaringan transmisi yang terdiri atas jaringan 275 kV, 150 kV, 70 kV, dan 30 kV. Gambar 2 menunjukkan konfigurasi jaringan transmisi yang sudah ada dan yang direncanakan. Pada diagram, garis merah solid dan putus-putus mewakili jaringan transmisi 150 kV yang ada, yang merupakan struktur utama sistem tenaga listrik saat ini. Jaringan ini menghubungkan unit-unit pembangkit utama dan pusat-pusat beban. Garis biru putus-putus menunjukkan perluasan jaringan transmisi yang diusulkan, yang direncanakan untuk meningkatkan keandalan sistem, mengakomodasi pertumbuhan beban di masa mendatang, dan mendukung integrasi kapasitas pembangkit tambahan, terutama dari pembangkit listrik baru. Sementara itu, garis kuning solid dan putus-putus menunjukkan jaringan transmisi 70 kV yang ada, yang berfungsi sebagai jaringan subtransmisi untuk distribusi beban regional. Terakhir, garis hijau solid mewakili transmisi 30 kV yang ada. Gambar tersebut juga menunjukkan lokasi pembangkit yang ditandai dengan “G,” pusat beban, dan gardu induk, yang menyoroti *node-node* kritis dalam jaringan. Tanda “G” dengan garis putus-putus mewakili kandidat pembangkit baru. Kombinasi infrastruktur transmisi yang sudah ada dan yang direncanakan diharapkan dapat meningkatkan ketahanan keseluruhan,



TABEL I  
ALTERNATIF PENAMBAHAN PEMBANGKIT LISTRIK BARU, JARINGAN TRANSMISI BARU, DAN PERLUASAN JARINGAN TRANSMISI YANG SUDAH ADA

| Alternatif | Pembangkit Baru   | Saluran Transmisi Baru               | Saluran Transmisi Ekstensi   |
|------------|---|--------------------------------------|--|
| S1         | G1, G2, G3, G4, G5, G6, G13, G14, G16, G17, G19, G20, G21                       | T4, T6, T8, T10, T11, T12            | L5, L11, L12, L14, L15, L18, L19, L20, L21, L26, L27, L29, L30, L37, L77   |
| S2         | G1, G2, G3, G4, G5, G9, G10, G11, G12, G13, G16, G17, G18, G43, G19, G20, G21   | T1, T2, T4, T6, T8, T11, T12         | L11, L12, L14, L15, L18, L19, L20, L21, L26, L27, L29, L30, L37, L46, L47, L50, L77                                      |
| S3         | G1, G2, G3, G4, G5, G6, G10, G13, G14, G16, G17, G19, G20, G21                  | T4, T6, T8, T9, T10, T11, T12        | L5, L9, L11, L12, L14, L15, L18, L19, L20, L21, L26, L27, L29, L30, L37, L46, L47, L50, L77                              |
| S4         | G1, G2, G3, G4, G5, G6, G7, G13, G16, G19, G20, G21                             | T2, T4, T6, T9, T12                  | L2, L3, L6, L9, L11, L14, L18, L19, L20, L21, L23, L25, L27, L29, L30, L31, L32, L37, L42, L77                           |
| S5         | G1, G2, G3, G4, G5, G6, G9, G11, G12, G14, G16, G17, G18, G19, G20, G21         | T1, T4, T6, T7, T8, T10, T11, T12    | L11, L12, L14, L15, L18, L19, L20, L21, L26, L27, L29, L30, L37, L77   |
| S6         | G1, G2, G3, G4, G7, G13, G14, G16, G17, G20, G21                                | T4, T6, T7, T10, T12                 | L2, L3, L6, L11, L12, L14, L15, L18, L19, L20, L21, L23, L25, L27, L29, L30, L31, L37, L42, L77                          |
| S7         | G1, G2, G3, G4, G5, G9, G10, G12, G13, G16, G17, G18, G19, G20, G21             | T1, T4, T6, T8, T10, T11, T12        | L2, L9, L11, L12, L14, L15, L18, L19, L20, L21, L26, L27, L29, L30, L37, L46, L47, L50, L77                              |
| S8         | G1, G2, G3, G4, G5, G6, G7, G8, G9, G10, G11, G12, G13, G14, G16, G17, G18, G19 | T4, T8, T10, T11, T12, T13           | L3, L10, L11, L12, L14, L15, L18, L19, L20, L21, L25, L26, L27, L30, L31, L32, L38, L46, L47, L50, L54                   |
| S9         | G1, G2, G3, G4, G5, G6, G7, G9, G10, G12, G13, G14, G15, G16, G17, G18, G19     | T3, T4, T5, T6, T7, T8, T9, T10, T12 | L3, L5, L9, L10, L11, L12, L13, L14, L15, L18, L19, L20, L21, L27, L30, L31, L32, L38, L46, L47, L50, L54, L59, L63, L75 |
| S10        | G1, G2, G3, G4, G5, G7, G10, G13, G14, G17, G18, G20, G21                       | T1, T4, T6, T8, T10, T11, T12        | L2, L9, L14, L15, L18, L19, L20, L21, L26, L27, L29, L30, L37, L77   |

### III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Gambar 3 menampilkan beberapa titik yang mewakili kumpulan solusi nondominan yang membentuk Pareto optimal. Kurva yang menurun dari kiri atas ke kanan bawah menunjukkan kompromi antara kedua fungsi tujuan: ketika nilai  $f_1$  meningkat (menurun), nilai  $f_2$  cenderung memburuk (meningkat), dan sebaliknya. Hal ini menunjukkan bahwa kedua tujuan tersebut saling bertentangan, artinya tidak ada solusi tunggal yang dapat mengoptimalkan keduanya secara bersamaan. Dengan parameter yang diterapkan, solusi yang diperoleh berjumlah 57. Kumpulan solusi ini kemudian disaring untuk mendapatkan beberapa alternatif perencanaan pembangkit listrik menggunakan metode *k-means*. Fungsi biaya terdiri atas akumulasi biaya transmisi, investasi pembangkit listrik, dan transmisi untuk pengembangan pembangkit listrik selama lima periode.

Berdasarkan *Pareto front* optimal, total biaya sistem berkisar antara minimum Rp40.564.074.000.000 hingga maksimum Rp68.577.596.000.000, sementara emisi karbon bervariasi antara 812 ton dan 3.168 ton. Hal ini menunjukkan bahwa pembangunan pembangkit listrik dengan biaya paling mahal menghasilkan emisi karbon paling rendah. Sebaliknya, perencanaan dengan biaya termurah menghasilkan emisi karbon terbesar. Solusi nondominan kemudian disempurnakan menggunakan pengelompokan *k-means*, sehingga menghasilkan sepuluh solusi nondominan yang terpilih sebagai alternatif akhir.

Ukuran populasi dan jumlah iterasi yang digunakan selama proses optimasi secara signifikan memengaruhi jumlah dan keragaman solusi nondominan yang dihasilkan. Secara umum, peningkatan ukuran populasi memungkinkan algoritma untuk

mengeksplorasi ruang solusi yang lebih luas, sehingga meningkatkan probabilitas untuk mengidentifikasi lebih banyak solusi nondominan berkualitas tinggi. Demikian pula, jumlah iterasi yang lebih besar memberikan proses optimasi lebih banyak peluang untuk menyempurnakan solusi dan mendekati *Pareto front* yang sebenarnya.

Namun, meskipun ukuran populasi yang lebih besar dan lebih banyak iterasi dapat meningkatkan kualitas dan keragaman solusi, hal tersebut juga meningkatkan beban komputasi secara substansial. Peningkatan upaya komputasi ini tidak hanya membutuhkan daya pemrosesan dan sumber daya memori yang lebih besar, tetapi juga menyebabkan waktu optimasi yang lebih lama. Oleh karena itu, diperlukan keseimbangan yang cermat antara pencapaian kualitas solusi yang memadai dan mempertahankan efisiensi komputasi yang wajar. Dalam aplikasi praktis, kompromi ini memerlukan pilihan parameter yang strategis berdasarkan kompleksitas masalah, sumber daya komputasi yang tersedia, dan kinerja optimasi yang diinginkan.

Tabel I menguraikan sepuluh skenario alternatif (S1–S10) untuk perencanaan perluasan berkelanjutan dalam sistem tenaga listrik, yang masing-masing terdiri atas kombinasi unik penambahan pembangkit listrik baru, pembangunan jalur transmisi baru, dan perluasan infrastruktur transmisi yang ada.

Di antara semua alternatif, beberapa unit pembangkit, seperti G1 hingga G5, G13, G16, G17, G19, G20, dan G21, sering muncul, mencerminkan kepentingan strategis dan kesesuaiannya dalam memenuhi kebutuhan energi jangka panjang. Pembangkit PLTA dan PLTGU cukup menonjol, menunjukkan kontribusi konsisten pada sumber energi terbarukan dan lebih bersih. Misalnya, dalam alternatif S9—

TABEL II  
BIAYA PERBANDINGAN DAN EMISI KARBON UNTUK SETIAP ALTERNATIF

| Alternatif | Biaya (Triliun Rupiah) | Emisi Karbon ( $1 \times 10^3$ Ton) |
|------------|------------------------|-------------------------------------|
| S1         | 4,6803                 | 1,8407                              |
| S2         | 5,6344                 | 1,1561                              |
| S3         | 4,8672                 | 1,5340                              |
| S4         | 4,1491                 | 2,6295                              |
| S5         | 4,9827                 | 1,3587                              |
| S6         | 4,3564                 | 2,2233                              |
| S7         | 5,2964                 | 1,2322                              |
| S8         | 6,4635                 | 1,0586                              |
| S9         | 6,8578                 | 0,8124                              |
| S10        | 4,5555                 | 1,9780                              |

TABEL III  
BIAYA TRANSMISI, OPERASI, DAN INVESTASI DARI SETIAP ALTERNATIF

| Alternatif | Biaya (Triliun Rupiah) |         |           |
|------------|------------------------|---------|-----------|
|            | Transmisi              | Operasi | Investasi |
| S1         | 0,0116                 | 0,0009  | 4,6678    |
| S2         | 0,0169                 | 0,0008  | 5,6167    |
| S3         | 0,0178                 | 0,0009  | 4,8485    |
| S4         | 0,0193                 | 0,0010  | 4,1288    |
| S5         | 0,0116                 | 0,0008  | 4,9703    |
| S6         | 0,0116                 | 0,0009  | 4,3439    |
| S7         | 0,0137                 | 0,0008  | 5,2819    |
| S8         | 0,0137                 | 0,0006  | 6,4492    |
| S9         | 0,0357                 | 0,0005  | 6,8261    |
| S10        | 0,0112                 | 0,0009  | 4,5434    |

salah satu skenario paling komprehensif dan berbasis keberlanjutan—rencana tersebut mencakup 17 penambahan pembangkit listrik baru, yang mencakup beragam jenis pembangkit, termasuk penambahan unit PLTA dan PLTGU yang menonjol.

Skenario S1 dan S6 berfokus pada perubahan infrastruktur moderat, sedangkan skenario lain, seperti S9 dan S8, mencerminkan strategi ambisius yang bertujuan mengakomodasi integrasi energi terbarukan tingkat tinggi dan meningkatkan fleksibilitas jaringan. Setiap skenario menunjukkan pendekatan yang disesuaikan, menyeimbangkan keberlanjutan, biaya, dan keandalan sistem berdasarkan berbagai prioritas perencanaan masa depan.

Tabel II menunjukkan biaya dan emisi karbon dari setiap alternatif perencanaan pembangkit listrik. Perencanaan dengan biaya maksimum adalah alternatif S9, sedangkan perencanaan dengan biaya minimum adalah alternatif S4. Dalam hal emisi karbon masing-masing alternatif, S9 merupakan perencanaan yang menghasilkan emisi karbon terendah. Emisi karbon terbesar dihasilkan oleh alternatif S4. Alternatif S1, S3, dan S5 merupakan opsi yang wajar, dengan mendekati batas *Pareto front*.

Berdasarkan Tabel III, biaya investasi mendominasi total biaya di semua alternatif, sedangkan biaya transmisi dan operasional relatif kecil. Alternatif S4, dengan 4,1491 triliun Rupiah, merupakan alternatif termurah. Alternatif S9, dengan 6,8578 triliun Rupiah, merupakan alternatif termahal. S9 memiliki biaya transmisi yang jauh lebih tinggi (0,0357 triliun Rupiah), hampir tiga kali lipat biaya transmisi lainnya, kemungkinan karena perluasan jaringan yang lebih kompleks. S10 memiliki biaya transmisi terendah (0,0112 triliun Rupiah), sehingga menarik dalam hal pengembangan infrastruktur. S9

TABEL IV  
PENGELOMPOKAN JENIS PEMBANGKIT LISTRIK SETIAP DUA TAHUN

| Alternatif | Pembangkit | Daya yang Dihasilkan (MW) |       |       |      |       |
|------------|------------|---------------------------|-------|-------|------|-------|
|            |            | 2022                      | 2024  | 2026  | 2028 | 2030  |
| S1         | PLTA       | 58                        | 366   | 105   | -    | -     |
|            | PLTGU      | -                         | -     | -     | 394  | 437,5 |
|            | PLTMG      | -                         | 131,5 | 55    | -    | -     |
| S2         | PLTA       | -                         | 529   | 223   | 0    | 164,5 |
|            | PLTGU      | -                         | -     | -     | 394  | 273   |
|            | PLTMG      | 55                        | -     | 131,5 | -    | -     |
| S3         | PLTA       | 58                        | 336   | 226   | -    | -     |
|            | PLTGU      | -                         | -     | -     | 394  | 437,5 |
|            | PLTMG      | -                         | 132   | 55    | -    | -     |
| S4         | PLTA       | 58                        | 204   | -     | -    | -     |
|            | PLTGU      | -                         | -     | -     | 394  | 437,5 |
|            | PLTMG      | -                         | 186,5 | -     | -    | -     |
| S5         | PLTA       | -                         | 540,5 | 163,5 | -    | -     |
|            | PLTGU      | -                         | -     | -     | 394  | 437,5 |
|            | PLTMG      | 55                        | -     | 131,5 | -    | -     |
| S6         | PLTA       | -                         | 410   | -     | -    | -     |
|            | PLTGU      | -                         | -     | -     | 394  | 437,5 |
|            | PLTMG      | 55                        | 92    | -     | -    | -     |
| S7         | PLTA       | -                         | 498   | 222   | 110  | -     |
|            | PLTGU      | -                         | -     | -     | 284  | 437,5 |
|            | PLTMG      | 53                        | -     | 131,5 | -    | -     |
| S8         | PLTA       | -                         | 517   | 278,5 | 254  | -     |
|            | PLTGU      | -                         | -     | -     | -    | -     |
|            | PLTMG      | 55                        | 78,5  | 22    | -    | -     |
| S9         | PLTA       | -                         | 574   | 237   | 394  | 44    |
|            | PLTGU      | -                         | -     | -     | -    | -     |
|            | PLTMG      | -                         | 21,5  | 116,5 | -    | -     |
| S10        | PLTA       | -                         | 410   | 79    | 0    | 0     |
|            | PLTGU      | -                         | -     | -     | 394  | 437,5 |
|            | PLTMG      | -                         | 185   | -     | -    | -     |
|            | PLTU       | 58                        | -     | 274   | -    | -     |

dan S8 juga memiliki biaya operasional terendah (0,0005 dan 0,0006 triliun Rupiah), yang dapat bermanfaat untuk biaya operasional dan pemeliharaan jangka panjang.

Tabel IV menunjukkan pengelompokan dua tahunan jenis pembangkit listrik. PLTA muncul sebagai opsi dominan di hampir semua skenario (S1–S10), terutama pada tahun 2024 dan 2026, dengan pembangkitan tertinggi tercatat pada skenario S9 pada tahun 2024, mencapai 574 MW. Namun, kontribusi PLTA cenderung menurun setelah tahun 2026, meskipun secara konsisten dijadwalkan untuk mulai beroperasi mulai tahun 2028, terutama di hampir semua skenario yang menyertakannya. Kapasitas pembangkit stabil pada 394 MW dan meningkat menjadi 437,5 MW pada tahun 2030, yang

menunjukkan peran penting PLTGU pada jangka menengah hingga panjang. Pemanfaatan PLTMG bervariasi secara signifikan di seluruh skenario, mencapai kontribusi tertingginya, sebesar 186,5 MW pada tahun 2024 pada skenario S4. Namun, pemanfaatannya sebagian besar terkonsentrasi pada tahun-tahun awal, khususnya antara tahun 2022 dan 2026.

PLTU akan mengalami peningkatan peran pada tahun 2026 dalam beberapa skenario, seperti S4 dan S6, dengan kapasitas mencapai masing-masing 353,5 MW dan 353 MW. Sementara itu, pada alternatif S9 dan S8, PLTU menjadi andalan di akhir periode (2030) dengan kapasitas mencapai 394 MW dan 437,5 MW. Tidak semua pembangkit listrik digunakan di setiap alternatif. Beberapa alternatif tidak menggunakan PLTGU (seperti S8 dan S9), sedangkan skenario lainnya meminimalkan penggunaan PLTU untuk mengurangi emisi karbon. Pada tahun 2030, penetrasi pembangkit energi terbarukan terbesar akan dimiliki oleh alternatif S9. Dari total 1.839 MW, 1.249 MW dihasilkan oleh PLTA, diikuti oleh 452 MW PLTU dan 138 MW PLTMG.

#### IV. KESIMPULAN

Penerapan MOPSO dalam perencanaan perluasan pembangkit dan transmisi berkelanjutan telah terbukti sangat efektif dalam mengatasi permasalahan yang kompleks dan multikriteria. MOPSO berhasil menghasilkan serangkaian solusi nondominan yang beragam, memungkinkan eksplorasi komprehensif atas kompromi antara keberlanjutan, biaya, dan keandalan sistem. Melalui proses optimasi, MOPSO menunjukkan kemampuan yang kuat dalam menyeimbangkan tujuan-tujuan yang saling bertentangan, terutama dalam mendorong integrasi energi terbarukan sekaligus mempertahankan kapasitas sistem kelistrikan yang memadai untuk memenuhi permintaan.

PLTA dan PLTGU merupakan pembangkit utama yang diandalkan secara berkelanjutan di sebagian besar alternatif. PLTMG dan PLTU lebih suportif dalam jangka pendek hingga menengah, tetapi PLTU tetap memainkan peran penting dalam alternatif dengan kebutuhan daya tinggi. Periode dengan variasi dan lonjakan kontribusi dari berbagai jenis pembangkit listrik terjadi pada tahun 2024-2026.

Alternatif S9 menunjukkan fokus yang besar pada energi terbarukan, menjadikannya kandidat terdepan pada perspektif keberlanjutan. Pada akhir tahun 2030, PLTA mendominasi kontribusi energi dengan 67,9% dari keseluruhan daya. Hal ini menunjukkan ketergantungan yang besar pada sumber energi terbarukan. Namun, masih terdapat ketergantungan pada pembangkit listrik tenaga batu bara, yang menyumbang hampir seperempat dari keseluruhan daya, yang penting dalam konteks pengurangan emisi karbon.

#### KONFLIK KEPENTINGAN

Penulis menyatakan bahwa dalam pelaksanaan dan persiapan penelitian ini tidak terdapat konflik kepentingan, baik finansial, pribadi, maupun profesional, yang dapat memengaruhi objektivitas dan integritas hasil penelitian. Seluruh proses penelitian dilakukan secara independen tanpa pengaruh dari pihak mana pun yang berkepentingan terhadap hasil penelitian ini. Dengan demikian, hasil penelitian ini disajikan secara objektif.

#### KONTRIBUSI PENULIS

Konseptualisasi, Astuty dan Zainal Sudirman; metodologi, Astuty; perangkat lunak, Astuty; validasi, Astuty dan Zainal Sudirman; analisis formal, Astuty; investigasi, Astuty; sumber

daya, Astuty; kurasi data, Astuty; penulisan—penyusunan draf asli, Astuty; penulisan—peninjauan dan penyuntingan, Astuty; visualisasi, Astuty; pengawasan, Astuty; administrasi proyek, Astuty; akuisisi pendanaan, Zainal Sudirman.

#### REFERENSI

- [1] Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, "Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2021 sampai dengan Tahun 2030," PT Perusahaan Listrik Negara (Persero), 2021.
- [2] "Statistik Ketenagalistrikan Tahun 2022," Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2023.
- [3] V. Oree, S.Z.S. Hassen, dan P.J. Fleming, "Generation expansion planning optimisation with renewable energy integration: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, hal. 790–803, Mar. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.120.
- [4] X. Kong, J. Yao, Zhijun E, dan X. Wang, "Generation expansion planning based on dynamic Bayesian network considering the uncertainty of renewable energy resources," *Energies*, vol. 12, no. 13, hal. 1–20, Jul. 2019, doi: 10.3390/en12132492.
- [5] A.B. Mashudi, M.M. Othman, M. Ahmadipour, dan K. Hasan, "Generation expansion planning considering photovoltaic (PV) dan wind turbine systems using optimization of evolutionary programming (EP) technique," dalam *2023 IEEE 3rd Int. Conf. Power Eng. Appl. (ICPEA)*, 2023, hal. 307–312, doi: 10.1109/ICPEA56918.2023.10093202.
- [6] J.-Y. Kim dan K.S. Kim, "Integrated model of economic generation system expansion plan for the stable operation of a power plant and the response of future electricity power demand," *Sustainability*, vol. 10, no. 7, hal. 1–27, Jul. 2018, doi: 10.3390/su10072417.
- [7] S. Godinez, M.Y. Badaoui, J.Á. Camarena, dan C.R. Fuerte-Esquivel, "Generation expansion planning considering the development of renewable zones and load distribution factors," dalam *2024 9th Int. Youth Conf. Energy (IYCE)*, 2024, hal. 1–6, doi: 10.1109/IYCE60333.2024.10634962.
- [8] M.M. Ashraf dan T.N. Malik, "Least cost generation expansion planning in the presence of renewable energy sources using correction matrix method with indicators-based discrete water cycle algorithm," *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 5, hal. 1–6, Sep. 2019, doi: 10.1063/1.5094540.
- [9] S. Amosedinakaran dkk., "Generation expansion planning for a real-world power system: Aiming towards cost and environmental emission minimization by penetrating huge renewable energy sources," *J. Elect. Eng. Technol.*, vol. 16, no. 6, hal. 2835–2846, Nov. 2021, doi: 10.1007/s42835-021-00809-2.
- [10] A. Sahragard dkk., "Generation expansion planning in the presence of wind power plants using a genetic algorithm model," *Electronics*, vol. 9, no. 7, hal. 1–23, Jul. 2020, doi: 10.3390/electronics9071143.
- [11] J. Zou, S. Ahmed, dan X.A. Sun, "Partially adaptive stochastic Optimization for electric power generation expansion planning," *INFORMS J. Comput.*, vol. 30, no. 2, hal. 388–401, Mei 2018, doi: 10.1287/ijoc.2017.0782.
- [12] W. Liao dkk., "Power generation expansion planning considering natural disaster scenarios under carbon emission trajectory constraints," *Appl. Energy*, vol. 361, hal. 1–16, Mei 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.122832.
- [13] T. Lv dkk., "Generation expansion planning considering the output and flexibility requirement of renewable energy: The case of Jiangsu Province," *Front. Energy Res.*, vol. 8, hal. 1–11, Mar. 2020, doi: 10.1007/s11464-020-00039-9.
- [14] O.H. Abdalla, M.A. Abu Adma, dan AS. Ahmed, "Generation expansion planning considering high share renewable energies uncertainty," dalam *2019 21st Int. Middle East Power Syst. Conf. (MEPCON)*, 2019, hal. 1–7, doi: 10.1109/MEPCON47431.2019.9008180.
- [15] L.F. Mejia, Y.G. Velásquez, dan O.D.M. Dominguez, "A practical methodology for the generation expansion process in power systems," dalam *2023 IEEE 41st Cent. Am. Panama Conv. (CONCAPAN XLI)*, 2023, hal. 1–5, doi: 10.1109/CONCAPANXLI59599.2023.10517556.
- [16] N. Nwulu, "Generation capacity expansion planning," dalam *Optimal Operation and Control of Power Systems Using an Algebraic Modelling Language*. Cham, Swiss: Springer, 2021, hal. 213–252.
- [17] L.T.M. Loc, L.N.N. Dung, dan N.Q. Dat, "Application of particle swarm optimization in optimal asset allocation," *Asian J. Math. Comput. Res.*, vol. 32, no. 1, hal. 27–35, Jan. 2025, doi: 10.56557/ajomcor/2025/v32i19041.

- [18] N. Tyagi, D. Bhargava, dan A. Ahlawat, "A comparative analysis of genetic algorithms, particle swarm optimization, and biogeography-based optimization for social media influencer optimization," tidak dipublikasikan.
- [19] D.M. Dewi, N. Hikmah, I. Marzuki, dan A. Izzuddin, "Rekonfigurasi jaringan menggunakan binary particle swarm optimization (BPSO) pada penyulang suryagraha," *J. Elect. Eng. Technol.*, vol. 1, no. 1, hal. 22–30, Mei 2020, doi: 10.48056/jeetech.v1i1.4.
- [20] H. Sufitrihansyah, M.A. Rofiq, D. Ajiatmo, dan M. Ali, "Penggunaan binary particle swarm optimization untuk rekonfigurasi jaringan tenaga listrik pada penyulang meri," *SinarFe7*, vol. 1, no. 1, hal. 134–138, Jul. 2018.
- [21] L. Song, "Application of particle swarm optimisation in multi-objective cost optimisation of engineering enterprises under the background of digital economy," *J. Inf. Knowl. Manag.*, vol. 23, no. 5, Jun. 2024, Art no. 2450066.
- [22] H. Saadat, *Power System Analysis*, 2nd ed. New York, NY, AS: McGraw-Hill, 1999.
- [23] A. Khair, H. Ashari, dan Sanatang, "Studi prediksi penggunaan energi listrik di Desa Sanglepongan Kabupaten Enrekang dengan menggunakan metode moving average (MA)," *Media Elekt.*, vol. 18, no. 2, hal. 63–68, Apr. 2021, doi: 10.59562/metrik.v18i2.21089.