

Optimisasi Integrasi *Economic Dispatch* dan *Dynamic Automatic Generation Control*

Laura Agnes Tambun, Ismi Rosyiana Fitri*, I Made Ardita, dan Chairul Huda

Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia, Indonesia

*) Corresponding author: ismi.rosyiana01@ui.ac.id

(Submit pada : 16 Oktober 2024 | Terbit pada : 30 November 2024)

Abstract

With significant penetration of Renewable Energy (RE) in the era of energy transition, there exists the potential for technical challenges related to the electrical system's frequency. Therefore, a control mechanism is necessary to ensure that the system frequency remains within safe operational limits. In this regard, a hierarchical ED-AGC model is required to maintain the system's performance while still retaining the economic aspect of system operations. Economic Dispatch (ED) is used to minimize the cost of generation and system reserves, while Automatic Generation Control (AGC) maintains the system frequency at the synchronous value and ensures energy balance in each control area. This study focuses on the economic perspective optimization modifications of AGC by dynamically integrating ED into AGC. Compared to previous research, the proposed model has incorporated Generation Rate Control (GRC) in the governor.

Abstrak

Dengan penetrasi Energi Terbarukan (ET) yang besar dalam era transisi energi, ada potensi tantangan teknis terkait frekuensi sistem kelistrikan. Oleh karena itu, diperlukan mekanisme kontrol yang dapat memastikan bahwa frekuensi sistem tetap berada dalam batas operasional yang aman. Terkait hal tersebut dibutuhkan model hierarkis ED-AGC guna menjaga performa kerja sistem dengan tetap mempertahankan sisi ekonomis dari operasi sistem. *Economic Dispatch* (ED) digunakan untuk meminimalkan biaya pembangkitan dan cadangan sistem, sedangkan *Automatic Generation Control* (AGC) untuk menjaga frekuensi sistem tetap pada nilai sinkron dan menjaga keseimbangan energi di setiap area kontrol. Penelitian ini berfokus pada modifikasi optimasi AGC dari sudut pandang ekonomi dengan menggabungkan ED ke dalam AGC secara dinamis. Dibandingkan dengan penelitian sebelumnya, model yang diusulkan telah memasukkan *Generation Rate Control* (GRC) pada governor.

Keywords: *Economic dispatch, dynamic automatic generation control, generation rate control, multisource.*

PENDAHULUAN

Operasi sistem tenaga listrik memiliki beberapa tantangan, salah satunya adalah penjadwalan unit pembangkit untuk secara terus menerus memenuhi permintaan beban [1]. Selain itu, era transisi energi telah mendorong Indonesia untuk mengubah karakteristik dan pola penggunaan energi dari bahan bakar fosil ke energi terbarukan [2]. Pembangkit Listrik Energi Terbarukan (ET) dengan sifat intermiten yang sulit dikendalikan dan diprediksi dapat menimbulkan tantangan teknis terkait frekuensi sistem listrik. Oleh karena itu, mekanisme kontrol diperlukan untuk memastikan bahwa frekuensi sistem tetap dalam batas aman [3].

Dalam hal ini, model ED-AGC terintegrasi diperlukan untuk mempertahankan kinerja sistem sambil tetap mempertahankan aspek ekonomi dari operasi sistem. Economic Dispatch (ED) digunakan untuk meminimalkan biaya pembangkitan sambil mengalokasikan daya secara efektif [4], sementara automatic generation control (AGC) digunakan untuk mengatur frekuensi sistem ke nilai sinkron dan menjaga keseimbangan energi di setiap area kontrol [5]. Selain itu, AGC eksisting tidak mempertimbangkan perspektif ekonomi dari operasi sistem tenaga. Terutama ketika terdapat deviasi signifikan antara beban aktual dan perkiraan. Untuk mencapai hal ini, penelitian mengusulkan model ED-AGC terintegrasi multistap yang menggabungkan: i) masalah economic dispatch tradisional yang akan merespon dengan akurat perubahan perkiraan beban jangka sangat pendek dari waktu ke waktu, dan ii) AGC waktu diskrit yang akan mengkompensasi variasi beban waktu nyata.

Dilandaskan dari kebutuhan untuk meningkatkan kinerja sistem tenaga dalam hal ekonomi dan stabilitas akibat tantangan teknis yang muncul dari penggunaan energi terbarukan, banyak penelitian sebelumnya telah berfokus pada meminimalkan *Economic Dispatch* (ED) dan *Automatic Generation Control* (AGC). Berbagai pendekatan telah diusulkan untuk meningkatkan efektivitas dynamic economic dispatch (DED). Ini termasuk mengoptimalkan penjadwalan untuk menyeimbangkan biaya operasi dengan biaya keandalan sebagaimana dijelaskan dalam [6], dan algoritma pengajaran-pembelajaran yang menangani versi praktis dari dynamic economic dispatch dengan batasan cadangan untuk unit termal, dengan mempertimbangkan kerugian jaringan dan batas operasional generator dalam [7]. Dalam [8], model robust *economic dispatch* (ED) yang menggabungkan automatic generation control (AGC) telah diperkenalkan, dengan proses affine recourse, mengoptimalkan titik dasar dan faktor partisipasi unit AGC. Metode terintegrasi yang menggabungkan AGC dengan control-based ED dalam kerangka kerja yang sesuai untuk operasi grid waktu nyata dipresentasikan dalam [9]. Dalam [10], model gabungan mengoptimalkan sumber daya untuk dispatch ekonomi skala waktu lambat dan regulasi frekuensi skala waktu cepat dibahas. Dalam [11], ED-AGC dibagi menjadi dua sub-masalah: continuous-time economic dispatch (CTED) yang berfokus pada batasan generator dan minimisasi biaya, dan optimal automatic generation control (OAGC) yang bertujuan untuk meminimalkan biaya generator sambil memulihkan frekuensi ke nilai sinkronnya. Dalam [12], menghubungkan AGC dan ED dengan reverse engineering AGC dari perspektif optimasi dieksplorasi. Dalam [13], model dynamic constrained ED yang menampilkan AGC diusulkan untuk memastikan jadwal cadangan regulasi yang lebih andal dan hemat biaya di tengah variabilitas beban bersih yang signifikan.

Ide utama kami adalah memodifikasi EDP tradisional dan juga merumuskan AGC dengan pemodelan sistem dinamis dengan waktu-diskret untuk memastikan kinerja sistem yang efisien secara ekonomi dalam waktu nyata. Kami memulai dengan mengoptimalkan masalah kontrol dengan meminimalkan biaya produksi, yang terkait dengan EDP Tradisional sambil secara dinamis menjalankan kendala operasional dengan AGC. Kami memodifikasi fungsi objektif dari EDP tradisional dalam [13] untuk memasukkan biaya cadangan dan fungsi

penalti kuadrat, guna mencegah variasi deviasi frekuensi dengan tetap menyelesaikan pembangkitan *dispatch* dan cadangan optimal.

Studi Literatur

a. EDP Tradisional

Economic dispatch problem (EDP) adalah konsep yang digunakan untuk mengalokasikan produksi daya secara efektif di antara unit-unit pembangkit untuk meminimalkan total biaya produksi generator. Dengan mempertimbangkan N unit pembangkit termal, $P_{g_i}(t)$ adalah daya yang disalurkan dari unit ke- i dengan $\mathcal{N} = \{1, \dots, N\}$. Maka, EDP dapat dirumuskan sebagai berikut.

$$\min_{P_{g_i}, r_i} \sum_{i \in \mathcal{N}} C_g(P_{g_i}) \quad (1)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{i \in \mathcal{N}} P_{g_i} = P_d \quad (2)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{N}} r_i \geq R_{req} \quad (3)$$

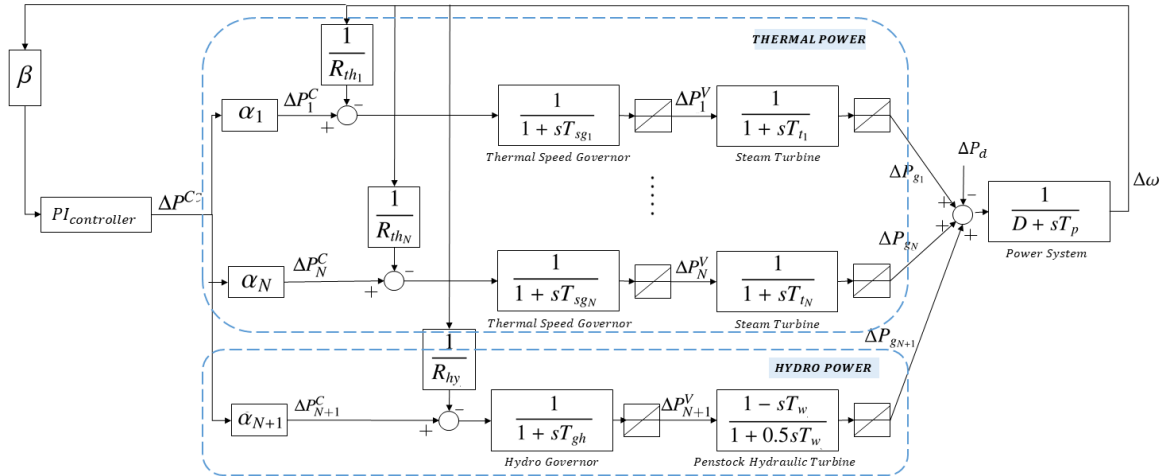
$$P_{g_i} + r_i \leq \bar{P}_g \quad (4)$$

$$P_{g_i} + r_i \leq \underline{P}_g \quad (5)$$

dengan $C_g(\cdot)$ menyatakan fungsi biaya untuk menghasilkan daya. Optimisasi ini juga mempertimbangkan beberapa kendala, seperti keseimbangan daya dengan asumsi tidak ada kerugian yang diberikan oleh (2), persyaratan cadangan regulasi sistem secara keseluruhan dalam persamaan (3), dan batas kapasitas generator, yang memperhitungkan batasan kapasitas yang dibutuhkan untuk jadwal cadangan yang diberlakukan oleh (4) -- (5). Konsep ini mempertimbangkan efek cadangan regulasi r_i yang memberikan potensi fleksibilitas sistem daya untuk memenuhi permintaan. R_{req} adalah persyaratan minimum dari cadangan regulasi, yang sebagian besar metode ini ditentukan oleh statistik historis atau aturan praktis oleh setiap negara [13]. Perlu dicatat bahwa \bar{P}_g dan \underline{P}_g adalah batas kapasitas atas dan bawah dari generator.

b. AGC Dinamis

Subbab ini akan menyajikan model matematika untuk desain sistem dinamis *Automatic Generation Control* (AGC). Model ini menampilkan sistem tenaga listrik tipikal dengan pembangkitan multi-sumber dalam satu area dengan menggunakan N unit pembangkit termal dan satu unit pembangkit hidro yang digambarkan pada Gambar 1. Perlu dicatat bahwa penggunaan satu unit tenaga air adalah untuk tujuan penyederhanaan; sehingga, sejumlah unit pembangkit hidro dapat diimplementasikan dengan beberapa perubahan yang tidak signifikan.



Gambar 1. Diagram Block Sistem Dinamis dengan Unit Pembangkit *non-reheat* Termal dan Unit Pembangkit Hidro.

Model generator memanfaatkan dua unit utama: governor dan turbin, keduanya dimodelkan sebagai fungsi transfer orde pertama. Model-model ini menggabungkan *Generation Rate Constraints* (GRC) untuk turbin dan governor sebagai tingkat laju untuk mengelola dinamika pembangkitan. Fungsi transfer dari unit pembangkit *non-reheat* termal dan unit pembangkit hidro digambarkan pada Gambar 1. Di sini, T_{sgN} dan T_{tN} mewakili konstanta waktu dari model governor dan turbin untuk generator termal ke- i . Kemudian, T_{gh} dan T_w mewakili konstanta waktu dari governor dan turbin untuk tenaga air.

Gambar 1 menunjukkan bahwa sistem ini memperlakukan perubahan beban daya sebagai gangguan, yang dilambangkan sebagai $\Delta P_d(t)$. Model ini menggunakan pengendali primer dan sekunder untuk mempertahankan frekuensi sistem dan menyeimbangkan produksi dan konsumsi energi. Koefisien droop, R_{thN} dan R_{hy} digunakan dalam kontrol primer yang bertindak sebagai penguatan proporsional. Selain itu, Pengendali PI (Proportional-Integral) digunakan untuk meningkatkan kinerja kontrol primer dalam mengelola gangguan. Dalam konteks ini, β dilambangkan sebagai faktor bias frekuensi untuk sistem satu area ini, dan α dilambangkan sebagai faktor partisipasi untuk setiap generator.

Model ini menampilkan sistem tenaga listrik satu area tipikal, di mana semua generator disinkronkan dan terhubung. Oleh karena itu, sistem ini memastikan bahwa semua generator menunjukkan respons yang koheren terhadap perubahan beban. Dalam konteks ini, T_p mewakili konstanta waktu sistem tenaga listrik dan D adalah koefisien redaman dari beban.

c. AGC Dinamis Waktu-Diskret

Model kontrol turbin-governor untuk setiap generator sumber memperhitungkan deviasi kecepatan atau perubahan daya yang terdeteksi oleh governor. Deteksi ini memicu perintah, yang dilambangkan sebagai $\Delta P_N^V(t)$ dan $\Delta P_{N+1}^V(t)$, untuk menyesuaikan posisi katup yang relevan. Akibatnya, turbin menerjemahkan menjadi keluaran daya mekanik yang disesuaikan, dilambangkan sebagai ΔP_{gN} dan ΔP_{gN+1} . Dalam model ini, setiap sumber dimodelkan sebagai sistem dinamis dua keadaan, dengan keadaan yang sesuai dengan governor kecepatan dan turbin. Pada model matematis AGC, ΔP^C adalah perintah untuk menyesuaikan perubahan daya yang ditentukan sebagai berikut:

$$\dot{P}^C(t) = -K\beta\Delta\omega(t) \tag{6}$$

dimana K adalah parameter pengendali PI untuk mencapai respons kontrol yang diinginkan.

Deviasi frekuensi, yang berfungsi sebagai indikator stabilitas sistem dalam kejadian gangguan, dilambangkan dengan $\Delta\omega$. Persamaan dinamik untuk deviasi frekuensi yang diberikan pada Gambar 1 dapat didiskritkan menggunakan waktu sampling T_s , sehingga

$$\Delta\omega(t+1) = \Delta\omega(t) + \frac{T_s}{T_p} (\sum_i \Delta P_{g_i}(t) - \Delta P_d(t) - D\Delta\omega(t)) \quad (7)$$

dimana $\sum_i \Delta P_{g_i}(t)$ adalah penjumlahan $\Delta P_{g_i}(t)$ untuk seluruh unit pembangkit i baik itu unit thermal maupun hidro. Dalam waktu diskrit, $\Delta P_{g_i}(t)$ untuk pembangkit unit thermal didapatkan dengan persamaan berikut:

$$\Delta P_i^V(t+1) = \Delta P_i^V(t) + \frac{T_s}{T_{sg_i}} \left(\Delta P_i^C(t) - \Delta P_i^V(t) - \frac{1}{R_{th_i}} \Delta\omega(t) \right), \quad (8)$$

$$\Delta P_i^C(t+1) = \Delta P_i^C(t) - T_s K \beta \Delta\omega(t), \quad (9)$$

$$\Delta P_{g_i}(t+1) = \Delta P_{g_i}(t) + \frac{T_s}{T_{t_i}} (\Delta P_i^V(t) - \Delta P_{g_i}(t)), \quad (10)$$

$$\Delta P_{g_i}(t+1) = \Delta P_{g_i} + \frac{T_s}{0.5T_w} (\Delta P_{N+1}^V(t) - T_w \Delta P_{N+1}^V(t) - \Delta P_{g_{N+1}}(t)). \quad (11)$$

$$\Delta P^C(t+1) = \Delta P^C(t) - T_s K \beta \Delta\omega(t). \quad (12)$$

Perhatikan pada Gambar 1 $\Delta P_i^C(t)$ adalah $\alpha_i \Delta P^C(t)$. Sedangkan untuk pembangkit hidro, $\Delta P_{g_i}(t)$ adalah

$$\Delta P_{g_i}(t+1) = \Delta P_{g_i} + \frac{T_s}{0.5T_w} (\Delta P_i^V(t) - T_w \Delta P_i^V(t) - \Delta P_{g_i}(t)), \quad (13)$$

$$\Delta P_i^V(t+1) = \Delta P_i^V(t) + \frac{T_s}{T_{gh}} \left(\Delta P_i^C(t) - \Delta P_i^V(t) - \frac{1}{R_{hy}} \Delta\omega(t) \right), \quad (14)$$

dimana $\Delta P_i^C(t)$ didapatkan dengan persamaan seperti pembangkit thermal yang diberikan pada persamaan (9).

METODE PENELITIAN

Tujuan utama dari metode ini adalah untuk menjadwalkan pembangkitan sambil memastikan stabilitas dan operasi AGC yang ekonomis. Misal diberikan untuk setiap waktu sampling EDP diberikan nilai beban ramalan beban selama $T \times T_s$ detik kedepan yakni: $\{P_d + \Delta P_d(1), P_d + \Delta P_d(2), \dots, P_d + \Delta P_d(T)\}$, maka permasalahan optimisasi yang diusulkan untuk mengintegrasikan EDP dan AGC adalah sebagai berikut:

$$\min_{P_{g_i}, r_i} \sum_i C_g(P_{g_i}) + \sum_{t=1}^T \left[\sum_i C_r(\Delta P_{g_i}(t)) + \frac{D}{2} |\Delta\omega(t)|^2 \right] \quad (15)$$

s.t.

$$\sum_{i \in N} P_{g_i} = P_d \quad (16)$$

$$\sum_{i \in N} r_i \geq R_{req} \quad (17)$$

$$P_{g_i} + r_i \leq \bar{P}_g \quad (18)$$

$$P_{g_i} + r_i \leq \underline{P}_g \quad (19)$$

$$\text{Dinamik AGC (6)—(14), } \forall i, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (20)$$

$$-T_s RR_{gov} \leq \Delta P_i^V(t+1) - \Delta P_i^V(t) \leq T_s RR_{gov}, \forall i, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (21)$$

$$-T_s RR_{tur} \leq \Delta P_{g_i}(t+1) - \Delta P_{g_i}(t) \leq T_s RR_{tur}, \forall i, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (22)$$

$$-r_i \leq \Delta P_{g_i}(t) \leq r_i, \forall i, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (23)$$

$$\underline{\Delta\omega} \leq \Delta\omega(t) \leq \bar{\Delta\omega}, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (24)$$

Secara spesifik, peneliti ingin mengoptimalkan biaya tenaga yang disalurkan dari EDP pada permasalahan optimisasi (1)-(5) dan daya yang dihasilkan akibat respons frekuensi ΔP_{g_j} untuk setiap generator j . Oleh karena itu, peneliti memodifikasi fungsi objektif dari EDP tradisional (1)-(5) untuk memasukkan biaya daya cadangan $C_r(\cdot)$ untuk mendapatkan optimal AGC. Selain itu, fungsi objektif juga menambahkan fungsi $(D/2)|\Delta\omega|^2$ guna mencegah variasi besar dalam deviasi frekuensi $\Delta\omega(t)$. Perhatikan bahwa $-r_i \leq \Delta P_{g_i}(t) \leq r_i$ harus terpenuhi. Sedangkan $\Delta P_{g_i}(t)$ didapat dari model dinamis diskrit waktu dari AGC dalam (6)—(14) ditambahkan sebagai batasan pada permasalahan optimisasi yang di ajukan pada artikel ilmiah ini. Selain model dinamis dalam waktu diskret, batasan fisik generator, yang representasikan kedalam (21)—(23), juga diberikan untuk mengestimasi fungsi saturasi yang ada pada generator (lihat Gambar 1). Batasan-batasan ini membatasi sinyal AGC untuk mencegah gangguan pada laju perubahan generator di unit pembangkit termal non-reheat dan hidro, serta batas atas dan bawah dari regulasi maksimum [13]. Untuk mencegah variasi deviasi frekuensi $\Delta\omega$, persamaan (24) digunakan. Batasan ini diperuntukan untuk memastikan bahwa sistem dapat mengelola deviasi kecil sesuai ambang batas yang diperbolehkan untuk deviasi frekuensi sistem.

Dibandingkan dengan penelitian sebelumnya, model yang diusulkan telah memasukkan GRC dalam governor yang ditunjukkan oleh persamaan (21)—(22). Dalam simulasi, GRC diasumsikan 0.05 [puMW] untuk perubahan incremental pada posisi katup governor untuk unit termal dan hidro. Untuk turbin termal, nilai GRC adalah $\pm 0.1/60$ [puMW/s] [14]. Untuk turbin hidro, nilai laju naik dan turun diatur pada 0.045 [puMW/s] dan 0.06 [puMW/s], berturut-turut [15].

HASIL DAN PEMBAHASAN

Model optimasi ED-AGC multistage yang diusulkan disimulasikan menggunakan parameter dan fungsi biaya pembangkitan dalam Tabel 1 pada perangkat lunak MATLAB/Simulink. Model ini menggunakan lima unit pembangkit termal non-reheat dan satu unit pembangkit hidro untuk memenuhi kebutuhan. Generator pembangkit terdiri dari lima unit termal non-reheat yang mengelola beban dasar atau beban yang diperkirakan. Sebaliknya, generator cadangan terdiri dari lima unit termal non-reheat dan satu unit pembangkit hidro yang mengatasi variasi beban waktu nyata. Dalam pengaturan ini, biaya pembangkitan dan cadangan

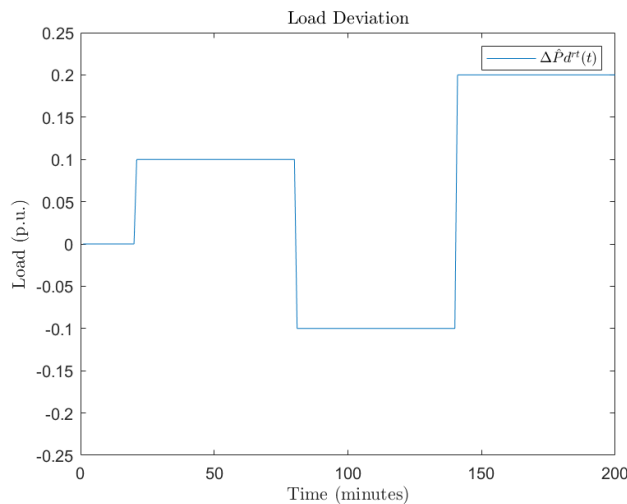
dimodelkan dengan formulasi kuadratik. Permasalahan optimisasi dilakukan menggunakan bantuan *CVX Solver* [16].

Tabel 1. Parameter dan Fungsi Biaya Pembangkitan

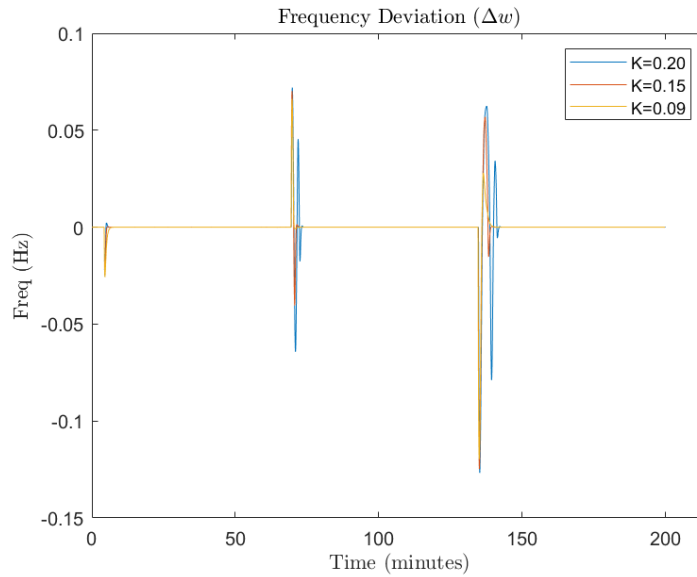
Parameter	G1	G2	G3	G4	G5	Ghy
$[C, B, A]$	[100,6,0.0003]	[200,12,0.0006]	[300,18,0.0009]	[400,24,0.0012]	[500,30,0.0015]	-
$[Cp, Bp, Ap]$	[100,6,0.0003]	[200,12,0.0006]	[300,18,0.0009]	[400,24,0.0012]	[500,30,0.0015]	[600,36,0.0018]
$\overline{P_g}$	0.08	0.9	0.8	0.5	1	1
P_g	0	0	0	0	0	0
$\overline{T_{sg}}$	0.08	0.06	0.07	0.06	0.06	-
T_t	0.4	0.36	0.42	0.44	0.32	-
R_{th}	3	3	3	3.3	3	-
T_{gh}	-	-	-	-	-	0.20
T_w	-	-	-	-	-	1
R_{hy}	-	-	-	-	-	2.4
α	0.2	0.3	0.1	0.1	0.2	0.1
T_{ps}				20		
D				1		
R_{req}				0.3		
$\overline{\Delta\omega}$				0.2		
$\underline{\Delta\omega}$				-0.2		
β				1.0753		

a. *Tunning Gain* Pengendali *Proportional-Integral* (PI)

Dalam proses *tunning gain* K pengendali *proportional-integral* (PI), peneliti menggunakan data deviasi beban langkah (Gambar 2) sebagai parameter uji dalam menguji respon frekuensi sistem. Data deviasi beban dalam interval waktu 200 menit ini memiliki deviasi maksimum beban naik bernilai 0.2 [p.u.] dan deviasi maksimum beban turun bernilai -0.1 [p.u.] dengan interval waktu perubahan setiap beban adalah 60 menit. Dalam tahapan *tunning* ini pengujian memberikan tiga nilai *gain* K untuk mendapatkan respon pengendali terbaik dalam operasional sistem yang di uji. Nilai K yang diberikan adalah 0.20, 0.15, dan 0.09.



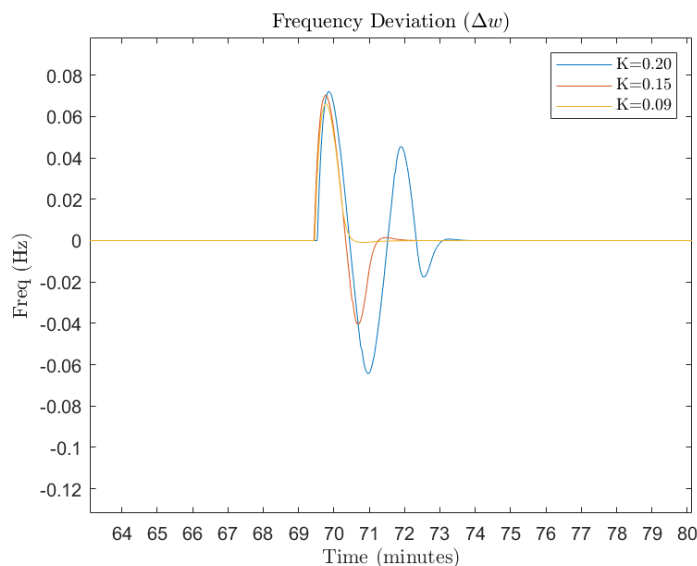
Gambar 2. Deviasi Beban *Tunning* K



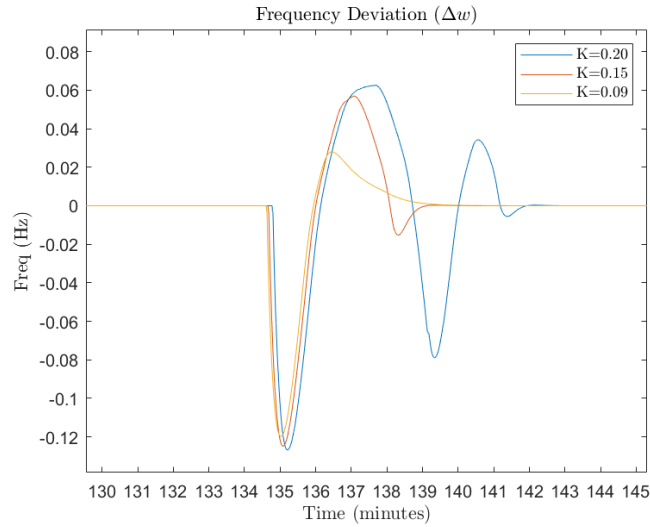
Gambar 3. Deviasi Frekuensi *Tuning* K

Kualitas respon pengendali sistem dapat digambarkan melalui grafik deviasi frekuensi di Gambar 3. Grafik tersebut mewakili urutan puncak dan lembah yang merespons gangguan. Saat kondisi deviasi beban 0.1 [p.u.], tidak terjadi perbedaan signifikan dari ketiga variasi K. Namun, pada kondisi deviasi maksimum beban naik dan beban turun, terdapat perbedaan kualitas respon yang sangat signifikan.

Pada respon transien saat kondisi beban turun (Gambar 4), terdapat osilasi yang cukup signifikan pada kondisi K=0.20 dan K=0.15 dengan waktu pemulihan yang berbeda yaitu ± 3.5 menit dan ± 2 menit. Sebaliknya, kondisi K=0.09 tidak memiliki osilasi pada respon transiennya dan memiliki waktu pemulihan tercepat yaitu ± 1 menit untuk kembali dalam kondisi tunak.



Gambar 4. Respon Transien $\Delta P = -0.1$

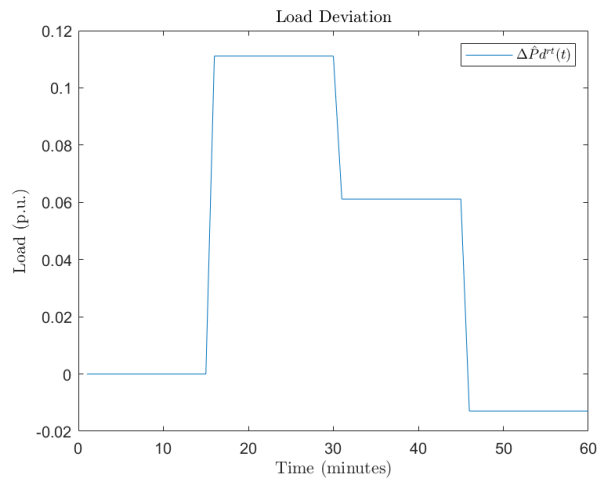


Gambar 5. Respon Transien $\Delta P = 0.2$

Pada respon transien saat beban naik dengan kondisi deviasi maksimum (Gambar 5), dapat terlihat bahwa ketika sistem diberikan $K=0.20$ terdapat osilasi yang cukup signifikan, sehingga memerlukan waktu pemulihan ± 7 menit untuk kembali ke dalam kondisi tunak. Kondisi $K=0.15$ dan $K=0.09$ memiliki waktu pemulihan yang sama untuk kembali dalam kondisi tunak yaitu ± 4 menit. Namun, $K=0.15$ memiliki osilasi yang cukup signifikan dibandingkan $K = 0.09$. Maka dari itu, dapat disimpulkan bahwa $K=0.09$ memiliki waktu pemulihan dan kinerja yang terbaik untuk kinerja sistem yang diusulkan.

b. Optimisasi Integrasi EDP-AGC

Dalam subbab ini dilakukan pengujian dari pengaruh penambahan fungsi biaya pembangkit cadangan pada model optimisasi tunggal-tahap integrasi ED-AGC. Peneliti menggunakan data deviasi beban langkah (Gambar 6) sebagai parameter uji dalam menguji pengaruh penambahan fungsi biaya pembangkit cadangan pada biaya operasional dan respon frekuensi sistem. Data deviasi beban dalam interval waktu 60 menit ini memiliki tiga variasi deviasi beban bernilai 0.1111 [p.u.], 0.06115 [p.u.], dan -0.01294 [p.u.] dengan interval waktu perubahan setiap beban adalah 15 menit.

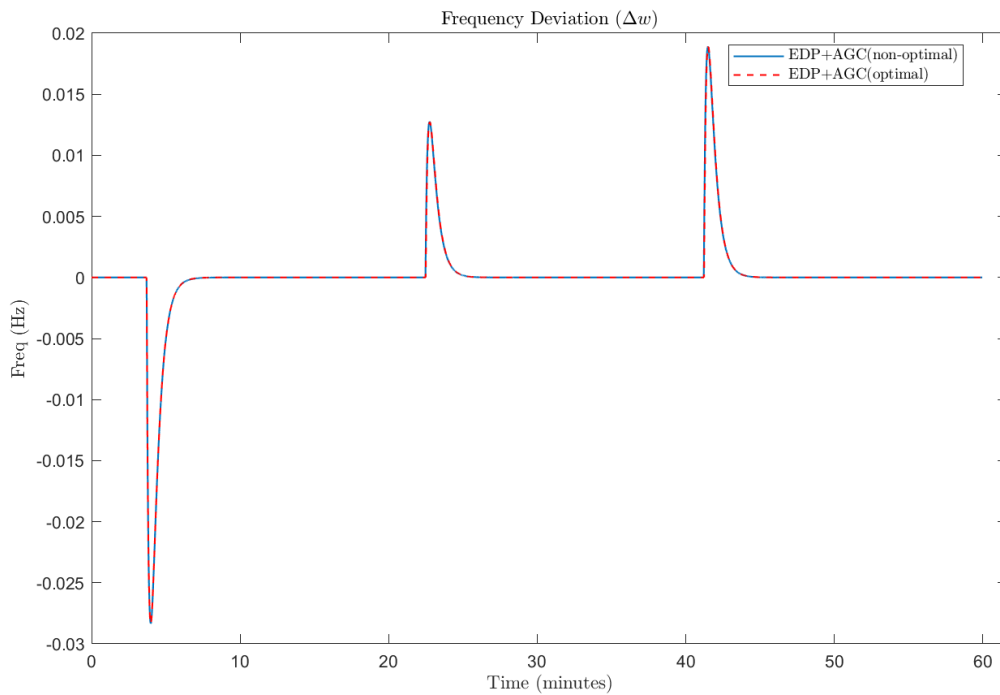


Gambar 6. Data Deviasi Beban yang dikompensasi AGC

Tabel 2. Perbandingan Biaya Sistem dengan Mempertimbangkan Fungsi Biaya Cadangan

Model	Total Biaya (Rp/[p.u.]
EDP + AGC(non-optimal)	2.2002e+07
EDP + AGC(optimal)	2.0873e+07

Dalam Tabel 2, dapat terlihat bahwa model optimisasi tunggal-tahap integrasi ED-AGC dapat mereduksi biaya total operasional sebesar 0.1129e+07 Rp/[p.u.]. Hal ini menunjukkan bahwa model dengan penambahan fungsi biaya cadangan memiliki efektivitas biaya yang besar. Dalam Gambar 7, dapat terlihat bahwa dengan deviasi maksimum pertambahan beban pada menit ke-15, deviasi frekuensi sistem dapat turun 0.02834 Hz, sehingga nilai titik nadir frekuensi sistem dapat mencapai 49.97166 Hz. Kemudian, sistem dapat mengembalikan frekuensi dalam kondisi tunak tanpa adanya osilasi dalam waktu ± 3.8 menit. Dapat terlihat juga bahwa penambahan fungsi biaya pembangkit cadangan pada model tidak secara signifikan mempengaruhi kinerja sistem dalam menghadapi gangguan sistem.



Gambar 7. Perbandingan Deviasi Frekuensi dengan Mempertimbangkan Fungsi Biaya Cadangan

KESIMPULAN

Penelitian ini menggunakan nilai gain $K=0.09$ untuk pengendali Proporsional-Integral (PI) terpusat dalam mengotrol beberapa unit pembangkit karena memiliki waktu pemulihan dan kinerja yang terbaik untuk kinerja sistem yang diusulkan. Pada pengujian model, dengan deviasi beban maksimum, nilai titik nadir frekuensi sistem dapat mencapai 49.97166 Hz. Kemudian, sistem dapat mengembalikan frekuensi dalam kondisi tunak tanpa adanya osilasi dalam waktu ± 3.8 menit. Penambahan fungsi biaya pembangkit cadangan pada model

optimisasi integrasi ED-AGC dapat mereduksi biaya total operasional sebesar 0.1129e+07 Rp/[p.u.] dan tidak secara signifikan mempengaruhi kinerja sistem dalam menghadapi gangguan sistem. Dapat disimpulkan, model yang diusulkan akan memiliki performa stabilitas yang serupa dengan skenario lain dengan efektivitas biaya yang lebih tinggi.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheblé, *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons, 2013.
- [2] S. Rohdie, “Citations 2,” *Fellini Lexicon*. pp. 24–26, 2023. doi: 10.5040/9781838710811.0011.
- [3] M. Shafiullah, S. D. Ahmed, and F. A. Al-Sulaiman, “Grid integration challenges and solution strategies for solar PV systems: a review,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 52233–52257, 2022.
- [4] B. H. Chowdhury and S. Rahman, “A review of recent advances in economic dispatch,” *IEEE Trans. power Syst.*, vol. 5, no. 4, pp. 1248–1259, 1990.
- [5] F. P. De Mello and J. M. Undrill, “AUTOMATIC GENERATION CONTROL,,” 1983.
- [6] M. Wang, Y. Wu, M. Yang, M. Wang, and L. Jing, “Dynamic economic dispatch considering transmission--distribution coordination and automatic regulation effect,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 58, no. 3, pp. 3164–3174, 2022.
- [7] T. Niknam, R. Azizipanah-Abarghooee, and J. Aghaei, “A new modified teaching-learning algorithm for reserve constrained dynamic economic dispatch,” *IEEE Trans. power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 749–763, 2012.
- [8] M. Yang, M. Q. Wang, F. L. Cheng, and W. J. Lee, “Robust economic dispatch considering automatic generation control with affine recourse process,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 81, pp. 289–298, 2016.
- [9] A. T. Al-Awami, “Control-based economic dispatch augmented by AGC for operating renewable-rich power grids,” in *2019 IEEE 10th GCC Conference & Exhibition (GCC)*, 2019, pp. 1–5.
- [10] D. Cai, E. Mallada, and A. Wierman, “Distributed optimization decomposition for joint economic dispatch and frequency regulation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 6, pp. 4370–4385, 2017.
- [11] P. Chakraborty, S. Dhople, C. Y. Chen, and M. Parvania, “Dynamics-aware continuous-time economic dispatch and optimal automatic generation control,” in *2020 American Control Conference (ACC)*, 2020, pp. 1292–1298.
- [12] N. Li, C. Zhao, and L. Chen, “Connecting automatic generation control and economic dispatch from an optimization view,” *IEEE Trans. Control Netw. Syst.*, vol. 3, no. 3, pp. 254–264, 2015.
- [13] G. Zhang, J. McCalley, and Q. Wang, “An AGC dynamics-constrained economic dispatch model,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 5, pp. 3931–3940, 2019.
- [14] H. Sasaki, N. Yorino, R. Yokoyama, and Y. Tamura, “A Practical Decentralized LFC

- System with Generation Rate Limit,” in *Power Systems and Power Plant Control 1989*, Elsevier, 1990, pp. 43–48.
- [15] M. Khudhair, M. Ragab, K. M. AboRas, and N. H. Abbasy, “Robust control of frequency variations for a multi-area power system in smart grid using a newly wild horse optimized combination of PID2 and PD controllers,” *Sustainability*, vol. 14, no. 13, p. 8223, 2022.
- [16] M. Grant, S. Boyd, and Y. Ye, “CVX users’ guide,” *online [http://www. stanford. edu/boyd/software. html](http://www.stanford.edu/boyd/software.html)*, 2009.