

Dampak Variasi Beban Dan Keterbatasan Pembangkit Terhadap Kontrol Frekuensi Sistem menggunakan Automatic Generation Control

Suci Rositawati^{1*}; Iwa Garniwa M. K¹

1. Departemen Teknik Elektro, Universitas Indonesia, Depok, Jawa Barat 16425, Indonesia

*Email: suci.rositawati@ui.ac.id

ABSTRACT

The load and dispatch center utilized automatic generation control (AGC) for real time frequency regulation to maintain balancing of power demand and generation. Uncertainty of load variations and generator rate constrains (GRC) affect the dynamic response of system frequency within minutes. Java Bali System applied AGC using integrator method with 51,18 % active generation's participation. This paper proposed AGC using PID controller method by considering variations of load characteristic and limitation of ramp rate up/down generators. AGC using PID controller method provide recovery response 2,3 seconds faster than existing method and manage large power increment for lower cost power plant. Generator constrains of ramp rate up/down result large time difference of recovery responses and affected system frequency fluctuation, while variations of load characteristic did not affect dynamic response significantly. The proposed method is simulated using MATLAB Simulink with 2 generator modelling in single load area control with Java Bali system data for variations of load characteristic and generator rate constrains.

Keywords: Automatic Generation Control (AGC), Generator Rate Constraint (GRC), integrator, PID controller, ramp rate up/down

ABSTRAK

Pusat pengatur beban menggunakan Automatic Generation Controller (AGC) sebagai regulasi frekuensi real time untuk memastikan keseimbangan antara permintaan beban dengan ketersediaan pembangkitan. Ketidakpastian variasi beban, dan adanya keterbatasan respon pembangkit (GRC) mempengaruhi respon dinamik frekuensi sistem dalam periode menit. Sistem Jawa Bali menerapkan AGC menggunakan metode integrator dengan 51,18 % partisipasi aktif pembangkit. Penelitian ini mengusulkan AGC menggunakan metode PID controller dengan mempertimbangkan variasi karakteristik beban dan keterbatasan ramp rate up/down pembangkit. Pemodelan AGC menggunakan PID controller memberikan respon pemulihan lebih cepat 2,3 detik dibandingkan metode eksisting dan mengelola kenaikan pembebanan lebih besar pada pembangkit dengan biaya lebih rendah. Pembatasan ramp rate up/down pembangkit mengakibatkan perbedaan waktu dalam respon pemulihan dan berpengaruh pada fluktuasi frekuensi sistem, sedangkan variasi karakteristik beban tidak banyak mempengaruhi respon dinamik frekuensi sistem. Metode yang diusulkan disimulasikan dengan menggunakan Matlab Simulink dengan pemodelan untuk 2 pembangkit pada kontrol area tunggal dengan variasi karakteristik beban dan pembatasan pembangkit menggunakan data-data Sistem Jawa Bali.

Kata kunci: pengendali pembangkit otomatis (AGC), pembatasan pembangkitan (GRC), integrator, kontrol PID, ramp rate up/down

1. PENDAHULUAN

Keseimbangan pengaturan permintaan (demand) terhadap penyediaan daya (pembangkit) penting dipertahankan oleh sistem operator untuk mendapatkan kualitas listrik yang tinggi dengan harga yang ekonomis. Load Frequency Control (LFC) digunakan untuk menyesuaikan produksi daya nyata (P) terhadap perubahan frekuensi sistem [1]. Tantangan penetrasi Renewable Energy Sources (RES) seperti PLTB dan PLTS kedalam sistem tenaga tidak bisa dihindari. Hal ini menyebabkan inersia sistem menjadi lebih rendah dan peran LFC lebih dibutuhkan [2].

Automatic Generation Control (AGC) meningkatkan kualitas layanan dan efisiensi LFC [3]-[5]. AGC dilakukan oleh komputer pusat pengatur beban (load & dispatch center) dengan menggunakan sistem Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA). SCADA mengumpulkan informasi terkait sistem kelistrikan, khususnya frekuensi sistem, daya output pembangkit, pertukaran daya inter-area yang berdekatan [6]. Dalam [2], pemodelan AGC ditambahkan loop kontrol untuk kompensasi keterlambatan respon permintaan beban dengan menggunakan robust controller. Metode pengaturan bertingkat dengan menggunakan metode Model Predictive Controller terdistribusi dan PI controller [7]-[8] digunakan untuk meningkatkan performa AGC. Desain skema AGC dengan menambahkan solusi untuk batasan/konstrain seperti batasan generator, ketidakpastian sistem, keterlambatan komunikasi dibahas dalam [2],[8]-[11].

Sistem Jawa Bali memiliki 255 Unit pembangkit dengan total kapasitas 38,496 Mega Watt (MW), beban puncak sistem tertinggi Tahun 2021 sebesar 28.094 MW dan total konsumsi energi sebesar 197 Giga Watt hour (GWh) [12]. Pusat pengatur Beban Jawa Bali (load and dispatch center) menghadapi permasalahan terkait dengan sedikitnya partisipasi pembangkit dan akurasi sistem AGC. Berdasarkan aturan jaringan (gridcode) tahun 2020 [13], terdapat 170 unit pembangkit yang wajib memiliki pengaturan frekuensi sekunder. Tahun 2021 terdapat 58% unit pembangkit menggunakan model konversi N level untuk LFC, 13% menggunakan AGC dan 29% belum memiliki fasilitas, sedangkan partisipasi aktif pembangkit untuk AGC mencapai 51,18 % [12].

Penelitian ini akan mengkombinasikan beberapa metode pengaturan frekuensi, seperti primary control (skema 1), skema AGC menggunakan model kontrol integrator controller (skema 2) yang sudah diimplementasikan di sistem AGC Jawa Bali, model PID controller yang diusulkan dalam penelitian (skema 3) dengan menambahkan variable ketidakpastian perubahan beban dan keterbatasan pembangkit (generator rate constraint).

Pembahasan penelitian dalam makalah ini disusun sebagai berikut: Bab 1 memberikan penjelasan singkat tentang regulasi pengaturan frekuensi, AGC dan permasalahan yang dihadapi, penelitian-penelitian yang sudah dilakukan. Bab 2 membahas tentang metode penelitian yang digunakan dilengkapi dengan algoritma, pengolahan data, desain dan kajian teorinya. Bab 3 membahas tentang hasil penelitian, pengujian dan analisisnya. Akhirnya Bab 4 berisi tentang kesimpulan dan saran pengembangan penelitian.

2. METODE/PERANCANGAN PENELITIAN

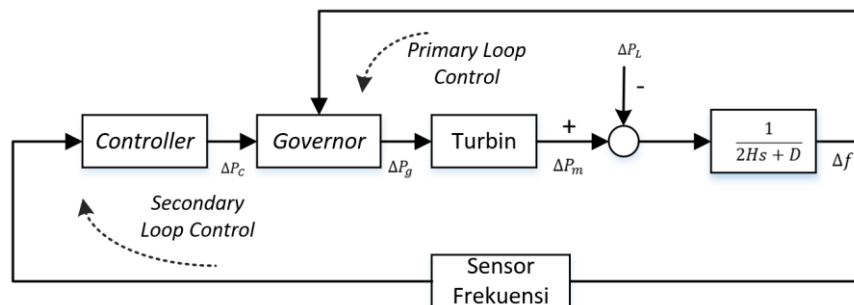
2.1. Pengaturan Frekuensi Sistem

Deviasi frekuensi secara langsung menggambarkan ketidakseimbangan antara beban listrik dengan supply daya pembangkitan, apabila frekuensi tidak segera dikembalikan ke nilai nominalnya (50 Hz). Nilai frekuensi yang tidak normal dalam waktu lama (permanen)

bisa mempengaruhi operasi sistem kelistrikan terutama untuk kualitas, keandalan, keekonomian dan security. Selain sisi operasi sistem, nilai frekuensi yang tidak normal juga berdampak pada umur peralatan, menurunkan kinerja beban, berpotensi menyebabkan overload pembebanan transmisi, meningkatkan kerugian/losses transmisi serta bisa memicu bekerjanya sistem proteksi. Hubungan dinamis antara ketidaksesuaian daya ($\Delta P_m - \Delta P_L$) dan deviasi frekuensi (Δf) dinyatakan oleh persamaan (1).

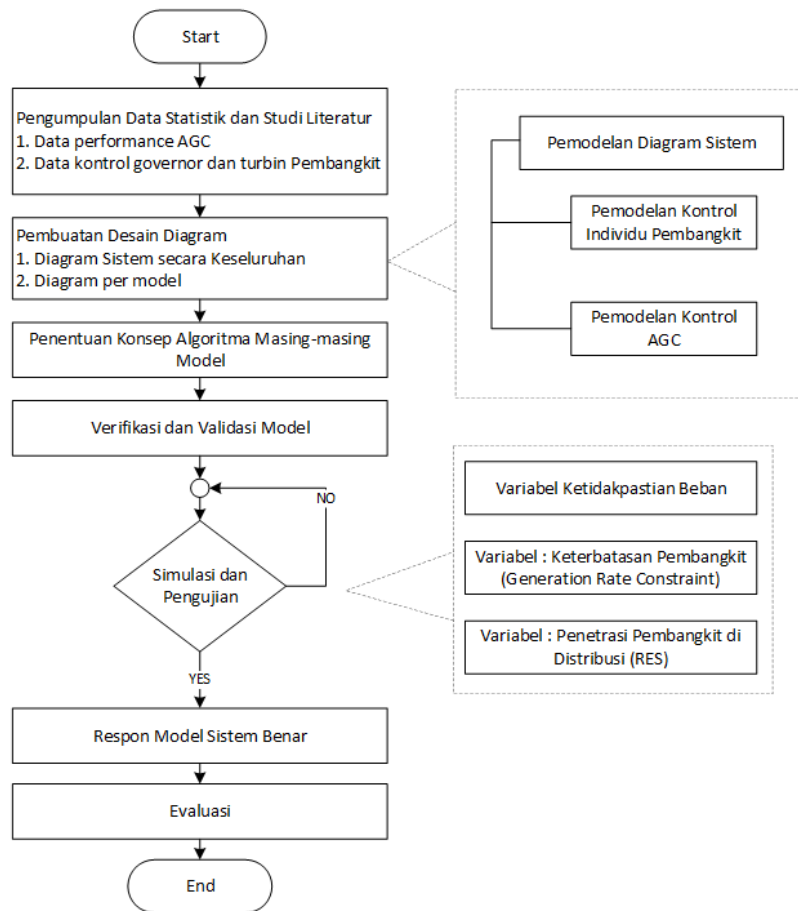
$$\Delta P_{m(t)} - \Delta P_{L(t)} = 2H \frac{d\Delta f(t)}{dt} + D\Delta f(t) \tag{1}$$

Dimana Δf merupakan deviasi frekuensi, ΔP_m merupakan perubahan daya mekanik pembangkit, ΔP_L adalah perubahan beban, H adalah konstanta inersia, dan D adalah koefisien damping beban.



Gambar 1. Blok Diagram Pembangkit yang Dilengkapi [3]

Pengaturan frekuensi terdiri dari pengaturan utama (primary control) yang dikendalikan oleh kecepatan governor dan karakteristik beban, dan merespon fluktuasi frekuensi sistem dalam periode beberapa detik [11]. Kontrol kedua (secondary control) yang dikenal LFC merupakan fungsi utama dari AGC. Tujuan utama AGC adalah mengembalikan frekuensi ke nilai nominalnya (yang sudah mencapai nilai stabil oleh free governor), menjaga pertukaran daya antar area pada nilai yang terjadwal (P scheduled) dengan menyesuaikan daya output pembangkit [14] dan untuk mempertahankan pembangkitan setiap unit pada nilai ekonomis [4] selama periode menit. Blok Diagram Pembangkit sinkron dengan primary control dan secondary control dapat dilihat dalam Gambar 1.



Gambar 2. Metode Penelitian

2.2. Metode Penelitian

Penelitian ini memodelkan respon frekuensi Sistem Jawa Bali, serta mengusulkan skema pengaturan baru untuk mempercepat waktu pemulihan dan mengurangi besarnya fluktuasi frekuensi dengan menggunakan PID controller. Simulasi skema menggunakan variabel ketidakpastian pembebanan dan keterbatasan pembangkit sehingga bisa dianalisa dampak variabel tersebut terhadap respon frekuensi sistem. Algoritma penelitian bisa dilihat dalam Gambar 2.

2.3. Pemodelan Kontrol Individu Pembangkit (Primary Control)

Setiap unit pembangkit yang sinkron berkontribusi pada seluruh perubahan beban sistem tanpa mepedulikan lokasi perubahan beban dengan menggunakan pengaturan kecepatannya (speed governor-nya) [3], [4], [14]. Agar dapat mengoperasikan dua atau lebih pembangkit secara paralel dalam satu area beban yang sama (single load area), governor dilengkapi dengan sinyal feedback (R) yang akan menyebabkan sinyal error speed menuju nol pada output generator yang berbeda. Nilai R menentukan kemiringan karakteristik. Artinya R menentukan perubahan output unit untuk perubahan tertentu dalam frekuensi seperti dalam persamaan (2).

$$R (\%) = \frac{\text{Perubahan kecepatan atau perubahan frekuensi } (\%)}{\text{perubahan daya ouput } (\%)} \times 100 \tag{2}$$

2.4. Pemodelan Kontrol AGC (Secondary Control)

Informasi pengukuran (telemetering) melalui sistem SCADA wajib didapatkan sistem AGC yaitu: daya output (MW) masing-masing unit pembangkit, aliran daya inter area (tie-line), dan frekuensi sistem [4]. Setelah menerima semua sinyal pengukuran, pusat kendali akan menghitung sinyal Area Control Error (ACE) dan mengirimkan pada pengontrol (controller), pada penelitian ini menggunakan integrator (K) dan PID controller. Output pengendali akan dikirimkan ke unit-unit pembangkit sebagai set point untuk governor setiap 4 detik (siklus AGC Sistem Jawa Bali). ACE single area control dituliskan dalam persamaan (3).

$$ACE = \Delta P_{tie} + \beta \Delta f \tag{3}$$

Dimana ΔP_{tie} merupakan daya pertukaran antar area (MW), β merupakan bias frekuensi area (MW/Hz) dan Δf adalah deviasi frekuensi Sistem (Hz). Sinyal ACE dan Δf dikontrol secara terus-menerus. Nilai rata-rata β Sistem Jawa Bali Tahun 2021 sebesar 902,85 MW/Hz [12] yang menunjukkan setiap perubahan daya sebesar 902,85 MW akan menyebabkan perubahan frekuensi sistem sebesar 1 Hz.

Asumsi yang digunakan dalam penelitian sebagai berikut:

- a. Sistem Jawa Bali menggunakan kontrol area beban tunggal (Single load area control) dengan tidak ada transfer tie-line antar area.
- b. Semua unit beroperasi paralel dalam sistem interkoneksi yang kaku (stiff) sehingga deviasi frekuensi (Δf) diasumsikan sama di seluruh area, perubahan tie line konstan (ΔP_{tie}), rugi-rugi jaringan (losses) tidak diperhitungkan.

Semua unit yang sinkron telah dilengkapi dengan sistem AGC, karakteristik droop (R) dibatasi antara 3% s.d 5%.

2.5. Variabel Respon Karakteristik Beban

Secara umum karakteristik beban terdiri dari beban yang murni resistif, dimana perubahan daya listriknya (ΔP_e) tidak mempengaruhi frekuensi sistem seperti lampu, pemanas. Kemudian beban motor, seperti pompa, kipas, yang perubahan daya elektrik (ΔP_e) akan mempengaruhi perubahan frekuensi sistem [14], seperti dalam persamaan (4).

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D \Delta \omega_r \tag{4}$$

ΔP_L , $\Delta \omega_r$, D berturut-turut adalah perubahan beban resistif murni, perubahan beban tidak murni dan D adalah konstanta damping beban. Konstanta D dinyatakan sebagai persentase perubahan beban yang menyebabkan perubahan frekuensi sebesar 1% [4], [14]. Jika nilai D = 2 berarti 1 % perubahan di frekuensi akan menyebabkan 2% perubahan beban.

Data perubahan beban Sistem Jawa Bali selama Bulan Oktober 2021 dan Januari 2022 diolah untuk mendapatkan besarnya variabel respon sesuai Tabel 1. Dimana WBP adalah Waktu Beban Puncak dan LWBP adalah Luar Waktu Beban Puncak dan frekuensi nominal sebesar 50 Hz.

Tabel 1. Rata-rata Deviasi Frekuensi (Δf) Akibat Perubahan Beban

(dalam Hz)

Bulan	Jenis	LWBP 1 (00.30-05.30)	LWBP 2 (06.00-12.30)	WBP Siang (13.00-17.30)	WBP Malam (18.00-22.00)	LWBP 1 (22.30-00.00)
Jan-22	Hari Kerja	0,285	0,530	0,276	0,396	0,552
	Hari Libur	0,248	0,268	0,196	0,416	0,459
Okt-21	Hari Kerja	0,254	0,555	0,328	0,407	0,504
	Hari Libur	0,248	0,290	0,312	0,350	0,427

Asumsi dalam perhitungan Tabel 1 menggunakan perubahan beban setiap 30 menit dan memisahkan menjadi 5 range waktu, kemudian menghitung rata-rata perubahan beban terhadap rata-rata indeks bias β sistem tahun 2021 sebesar 902,85 MW/Hz [12] sebagai base case dengan memperkecil Δf sebesar 0.1 Hz (kondisi operasi normal), sehingga $\beta = 90,285 \text{ MW}/0,1 \text{ Hz}$.

Nilai $D = 1,1$ didapatkan dari perubahan frekuensi sebesar 0,55 Hz pada pukul 06.00-12.30 dan pukul 22.00-00.00 (hari kerja) sedangkan pada WBP Malam Nilai $D = 0,8$. Hal ini menunjukkan bahwa di Sistem Jawa Bali, rata-rata perubahan beban tertinggi terjadi pada periode LWBP 2 dan LWBP 1 (malam) untuk hari kerja, sedangkan untuk hari libur (sabtu-minggu), terjadi pada LWBP 1 (malam). Konversi nilai ini akan dimasukkan sebagai asumsi nilai variabel untuk simulasi dan pengujian model.

2.6. Variabel Pembatasan Unit Pembangkit

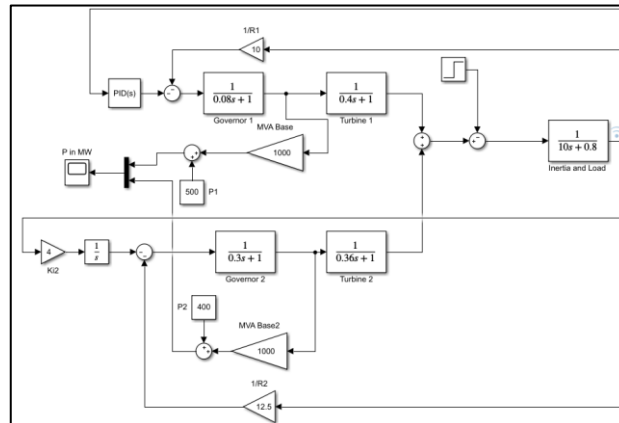
Kinerja desain kontrol frekuensi bergantung pada bagaimana respon unit pembangkit terhadap sinyal kontrol dengan kenaikan daya output pembangkit sesuai dengan batasan cadangan unit tersebut. Semua desain AGC harus memperhitungkan kecepatan pembangkit menambah atau mengurangi daya. Terutama unit thermal yang memiliki pembatasan pada tekanan mekanis dan tekanan thermal [4]. Speed governor memiliki waktu tunda sekitar 3 – 5 detik [14].

Tabel 2. Data Klasifikasi Pembangkit di Sistem Jawa Bali

No	Jenis Kit	Kapasitas (MW)	Ramp rate Up (MW/mnt)	Ramp Rate Down (MW/mnt)	Jmlh KIT (Unit)	% thd *Total KIT	Low Limit AGC (% thd DMN)	High Limit AGC (% thd DMN)
1	PLTU	125-660	2 s.d 5	2 s.d 5	50	29,40%	57%-77%	91%-100%
2	PLTU	990-1000	10	10	3	1,80%	57%-77%	91%-100%
3	PLTGU	35-140	4 s.d 10	4 s.d 10	41	24,10%	45% - 70%	90%-100%
4	PLTGU	140-300	11 s.d 23	11 s.d 23	18	10,60%	45% - 70%	90%-100%
5	PLTA	34	18	18	3	1,80%	40% - 50%	100,00%
6	PLTA	120-175	12 s.d 23	12 s.d 23	12	7,10%	40% - 50%	100,00%
7	Belum ada data pengujian	NA	NA	NA	43	25,30%	NA	NA
*Total Unit KIT wajib memiliki <i>secondary control</i> sesuai ketentuan <i>gridcode</i> Tahun 2020					170	100,00%		

Tabel 2 menggolongkan unit-unit pembangkit sistem Jawa Bali berdasarkan hasil pengujian yang dilakukan selama Tahun 2018 - 2021. Klasifikasi pembangkit ditentukan oleh jenis pembangkit, kapasitas dan batasan menaikkan daya (ramp rate up) dan menurunkan (ramp rate down), prosentase batas atas cadangan daya (High Limit AGC) dan batas bawah (Low Limit AGC) terhadap Daya Mampu Neto (DMN) masing-masing

pembangkit. Batas atas dan batas bawah menunjukkan range AGC mulai bekerja, misalnya untuk PLTU pada nomer 1, ketika pembebanan diatas 57%, AGC bisa dioperasikan hingga pembebanan mencapai 91% dari DMN pembangkit tersebut, diluar batas tadi, sinyal AGC akan di hold. Model dinamik dan parameter AGC untuk sistem interkoneksi single area control dapat dilihat dalam Gambar 3 dan Tabel 3 digunakan dalam simulasi menggunakan MATLAB Simulink.



Gambar 3. Model dinamik AGC untuk sistem interkoneksi single area control

Tabel 3. Sistem Parameter Pembangkit

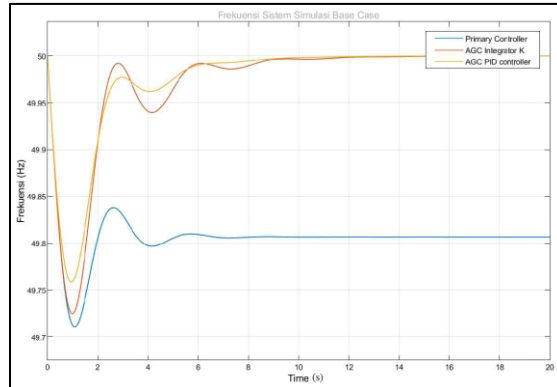
Parameter	Pembangkit 1 (PLTU)	Pembangkit 2 (PLTGU)
Speed Regulation (%)	R1 = 6	R2 = 4
Kapasitas Nominal (MVA)	600	500
Base Power (MWA)	1000	1000
Governor Time Constant (s)	$T_{g1} = 0.08$	$T_{g2} = 0.3$
Turbin Time Constant (s)	$T_{T1} = 0.4$	$T_{T2} = 0.36$

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. Simulasi Dasar (Base Case)

Simulasi dasar menggunakan skenario sebagai berikut:

1. Kedua pembangkit beroperasi secara paralel dalam satu kontrol area dengan frekuensi sistem sebesar 50 Hz dan total beban sebesar 900 MW, saat kondisi awal Unit 1 (PLTU) mensuply sebesar 500 MW, unit 2 (PLTGU) mensuply sebesar 400 MW dengan $\Delta f = 0$ Hz. Kemudian terjadi perubahan beban sebesar 90 MW (1 pu) dalam kondisi operasi normal (tidak terjadi gangguan).
2. Variasi beban untuk simulasi dasar sebesar 0,8% untuk perubahan frekuensi sebesar 1% ($D = 0,8$), dan Inersia sistem sebesar 5 detik ($H = 5$ s).
3. Simulasi dasar menguji respon frekuensi sistem ketika menggunakan primary control pembangkit (skema 1), AGC dengan menggunakan integrator K (skema 2) seperti desain AGC di Sistem Jawa Bali dan AGC dengan menggunakan PID controller (skema 3) dengan hasil simulasi dalam Tabel 4.



Gambar 4. Respon Frekuensi Simulasi Dasar (Base Case)

Tabel 4. Respon Frekuensi dan Respon Daya Aktif (Simulasi Base Case)

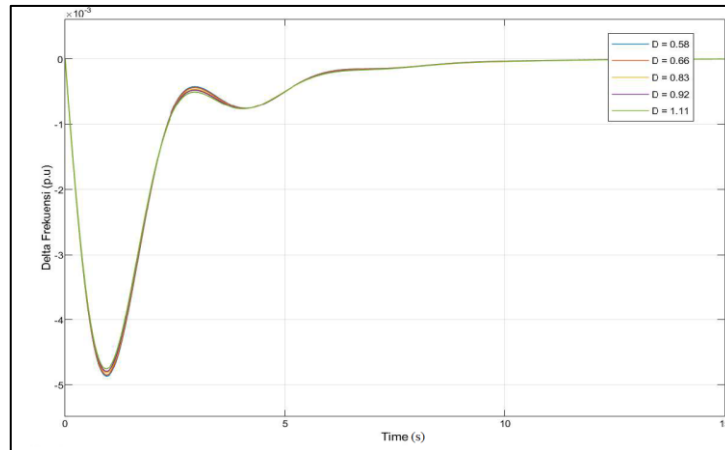
No	Jenis Simulasi	Frequency				waktu (s)	Daya Aktif			
		Δf (Hz)	f (akhir) (Hz)	f terendah (Hz)	f tertinggi (Hz)		MW		MW	
							$\Delta P1$	$\Delta P2$	P1'	P2'
1	Menggunakan Pengaturan Frekuensi Primary control (Skema 1)	-0,193	49,807	49,712	49,838	8,2	38,6	48,3	538,6	448,3
2	Automatic Generation Control menggunakan Integral controller dengan K=4 (Skema 2)	0,000	50,000	49,725	50,000	12,5	45,0	45,0	545,0	445,0
3	Automatic Generation Control menggunakan PID controller dan Integrator (Skema 3)	0,000	50,000	49,753	50,000	10,2	50,9	39,1	550,9	439,2

Hasil pengujian simulasi dasar (base case) dalam Gambar 4 dan Tabel 4 menunjukkan bahwa skema 3 bisa mengembalikan frekuensi ke nilai nominalnya (50 Hz) dalam waktu 10,2 detik, dengan pembagian kenaikan daya untuk pembangkit 1 (PLTU) lebih besar dari pembangkit 2 (PLTGU). Sedangkan skema 1 bisa menstabilkan frekuensi lebih cepat 2 detik dari skema 3, namun belum bisa mengembalikan frekuensi ke nilai nominalnya. Skema 2, membagi secara proposional kenaikan daya ke kedua pembangkit namun waktu pemulihan paling lama sekitar 12,5 detik.

Gambar 6 menunjukkan fluktuasi frekuensi skema 3 lebih kecil dan sedikit dibandingkan skema 2 dan skema 1, hal ini dapat meningkatkan kinerja pembangkit karena perubahan daya output lebih halus. Skema 3 juga mendukung optimasi biaya pokok produksi karena lebih besar menaikkan bebanan PLTU yang lebih ekonomis dibanding PLTGU. Range biaya bahan bakar (fuel cost) PLTU sekitar 370 Rp/KWh s.d 600 Rp/KWh, sedangkan PLTGU sekitar 800 Rp/KWh s.d 2.300 Rp/KWh [13].

3.2. Hasil Simulasi Variabel Respon Karakteristik Beban dan Variabel Pembatasan Unit Pembangkit

Simulasi dengan variabel respon karakteristik beban menggunakan skema 3 dengan menambahkan variabel data-data dalam Tabel 1, sedangkan simulasi dengan variabel respon pembatasan unit pembangkit juga menggunakan skema 3 dengan menambahkan data-data pada Tabel 2 kolom ramp rate up dan ramp rate down dengan mengubah menjadi MW/detik karena simulasi menggunakan pewaktuan dalam detik, misalnya 2 MW/menit sebanding dengan 0,017 MW/detik.

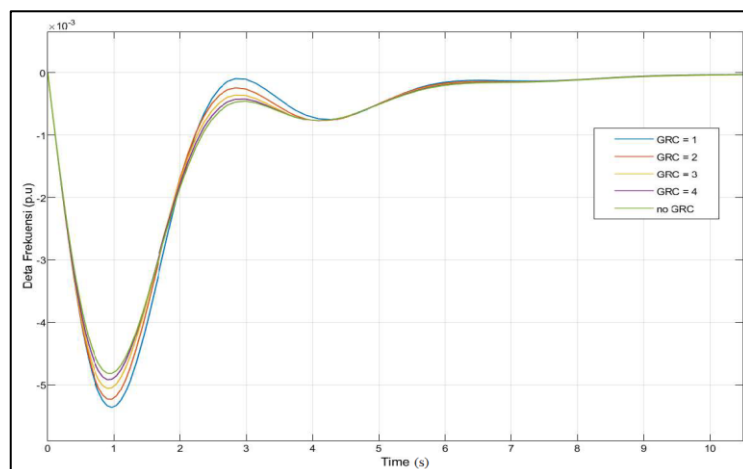


Gambar 5. Respon Δf (p.u) Simulasi Variabel Respon Karakteristik Beban

Tabel 5. Respon Frekuensi dan Respon Daya (Simulasi Variabel Karakteristik Beban)

No	Jenis Simulasi	Frequency					waktu (s)	Daya Aktif			
		Δf (p.u)	Δf (Hz)	f' (akhir) (Hz)	f terendah (Hz)	f tertinggi (Hz)		MW		MW	
								$\Delta P1$	$\Delta P2$	$P1'$	$P2'$
1	Automatic Generation Control menggunakan Skema 3 dengan dengan D =1,11 (06.00-12.30 Hari kerja)	0	0	50	49,756	50	10,3	50,89	39,15	550,89	439,15
2	Automatic Generation Control menggunakan Skema 3 dengan dengan D =0,92 (22.30-00.00 Hari Libur)	0	0	50	49,754	50	10,2	50,90	39,15	550,90	439,15
3	Automatic Generation Control menggunakan Skema 3 dengan dengan D =0,83 (18.00-22.00 Hari Libur)	0	0	50	49,753	50	10,2	50,89	39,15	550,88	439,25
4	Automatic Generation Control menggunakan Skema 3 dengan dengan D =0,66 (13-17.30 Hari Kerja & Libur)	0	0	50	49,751	50	10,1	50,88	39,14	550,89	439,20
5	Automatic Generation Control menggunakan Skema 3 dengan dengan D =0,58 (00.30-05.30 Hari Kerja & Libur)	0	0	50	49,750	50	10,1	50,88	39,15	550,88	439,20

Hasil pengujian simulasi variabel karakteristik beban memberikan sedikit perbedaan waktu untuk mengembalikan frekuensi ke nilai nominal. Untuk perubahan beban yang lebih rendah ($D = 0,58$), waktunya semakin cepat 10,1 detik seperti dalam Tabel 5 dibandingkan simulasi base case (Tabel 4). Gambar 5 memberikan respon frekuensi yang relatif sama untuk variasi karakteristik beban.



Gambar 6. Respon Δf (p.u) Simulasi Variabel Respon Pembatasan Pembangkit

Tabel 6. Respon Frekuensi dan Respon Daya (Simulasi Variabel Pembatasan Pembangkit)

No	Jenis Simulasi	Frequency					waktu (s)	Daya Aktif			
		Δf (p.u)	Δf (Hz)	f' (akhir) (Hz)	f terendah (Hz)	f tertinggi (Hz)		MW		MW	
								$\Delta P1$	$\Delta P2$	P1'	P2'
1	Automatic Generation Control menggunakan Skema 3 dengan ramp rate Kit 1 : 2 MW/menit, KIT 2 : 4 MW/mnt	0	0	50	49,732	50	10,6	50,87	39,15	550,85	439,15
2	Automatic Generation Control menggunakan Skema 3 dengan ramp rate Kit 1 : 3 MW/menit, KIT 2 : 4 MW/mnt	0	0	50	49,738	50	10,55	50,87	39,15	550,87	439,15
3	Automatic Generation Control menggunakan Skema 3 dengan ramp rate Kit 1 : 5 MW/menit, KIT 2 : 4 MW/mnt	0	0	50	49,747	50	10,4	50,87	39,15	550,86	439,16
4	Automatic Generation Control menggunakan Skema 3 dengan ramp rate Kit 1 : 10 MW/menit, KIT 2 : 4 MW/mnt	0	0	50	49,754	50	10,2	50,86	39,14	550,87	439,18

Simulasi ini mengasumsikan PLTGU (KIT 2) sebagai pembangkit respon cepat diseting pada ramp rate yang sama sebesar 4 MW/menit atau setara dengan 0,033 MW/detik, kemudian ramp rate PLTU (KIT 1) divariasikan. Hasil pengujian simulasi variabel pembatasan pembangkit memberikan perbedaan waktu pemulihan frekuensi ke nilai nominal seperti dalam Tabel 6. Skenario 1 menghasikan waktu 10,6 detik, sedangkan skenario 4 memberikan waktu yang sama dengan hasil simulasi base case untuk skema-3 seperti Tabel 4. Namun apabila kita melihat Gambar 6, fluktuasi frekuensi yang terbesar pada skenario 1 dan terkecil terjadi pada skenario 4.

4. KESIMPULAN DAN SARAN

Primary Control (skema 1) memberikan respon pemulihan frekuensi yang lebih cepat 4,3 detik dibandingkan AGC dengan Integrator (Skema 2), namun memberikan drop frekuensi -0,19 Hz, sedangkan AGC dengan PID controller (Skema 3) memberikan respon pemulihan lebih cepat 2,3 detik dibandingkan skema 2 dan berhasil mengembalikan frekuensi ke nilai nominal 50 Hz. Skema 3 juga mendukung optimasi biaya pokok produksi karena lebih besar menaikkan pembebanan PLTU yang lebih ekonomis dibanding PLTGU. Variasi karakteristik beban tidak banyak berpengaruh pada waktu dan ΔP , Damping beban yang lebih kecil mempercepat waktu sekitar 0,1 detik dibandingkan dengan simulasi base case. Pembatasan ramp rate up/down pembangkit memberikan perbedaan waktu untuk skenario 1 sebesar 10,6 detik dengan fluktuasi frekuensi paling tinggi dibandingkan ketiga skenario lainnya. Hal ini menunjukkan bahwa kondisi pembangkit sangat mempengaruhi kinerja AGC.

Penelitian ini dapat dikembangkan dengan menambahkan variabel GRC seperti dead band governor pembangkit, kondisi derating pembangkit (penurunan kapasitas pembangkit akibat gangguan internal namun pembangkit masih bisa beroperasi), kemudian metode untuk mempercepat ramp rate up/down PLTU misalnya menambahkan model kontrol modern pada sistem katup (valve) pembangkit, maupun penambahan model pembangkit PLTA, PLTP dalam simulasi ini.

DAFTAR PUSTAKA

[1] M. Toulabi, M. Shiroei, and A. Ranjbar, (2014) "Robust analysis and design of power system load frequency control using the Kharitonov's theorem," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 55, pp. 51–58, Feb..

[2] S.A Hosseini, M.Toulabi, A.S Dobakhshari , A.A. Zadeh, and A.M. Ranjbar, (2020) "Delay Compensation of Demand Response and Adaptive Disturbance Rejection

- Applied to Power System Frequency Control,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 35, no. 3, pp. 2037-2046, May.
- [3] H.Bevrani,(2009) “Robust power system frequency control”, New York: Springer;. A. J. Wood and B. F. Wollenberg, (2012), Power Generation, Operation, and Control. New York, NY, USA: Wiley, ch. 9, and 10
- [4] A.Ameli , A. Hooshyar, (2018), E.F. El-Saadany , and A.M. Youssef, “Attack Detection and Identification for Automatic Generation Control System,”IEEE Trans. Power Syst., Vol. 33, No. 5, pp 4760-4774, September 2018.
- [5] S. Sridhar and M. Govindarasu, (2014), “Model-based attack detection and mitigation for automatic generation control,” IEEE Trans. Smart Grid, vol. 5, no. 2, pp. 580–591, Mar. 2014.
- [6] M. Shiroei A.M. Ranjbar, (2014) “Supervisory predictive control of power system load frequency control,” Electrical Power and Energy Systems 61, pp 70-80, Apr.2014
C.Jin, W. Li, J. Shen, P.Li, L. Liu, K.Wen, (2019), “Active Frequency Response Based on Model Predictive Control for Bulk Power System”, IEEE Trans. Power Syst., Vol. 34, No. 4, July 2019
- [7] R. Patel, L. Meegahapola, L. Wang, X. Yu, and B. McGrath, (2020), “Automatic Generation Control of Multi-area Power System with Network Constraints and Communication Delays”, Journal of Modern Power Systems and Clean Energy Vol. 8, No. 3, pp. 454-463, May 2020
- [8] H. Bevrani, M. Watanabe, Y. Mitani, (2014), Power System Monitoring and Control (Wiley-IEEE Press, New York, 2014)
- [9] T.S Ustun, S.M.Hussain, D.Orihara, D. Lioka, (2022), IEC 61850 modeling of an AGC dispatching scheme for mitigation of short-term power flow variations, Energy Reports, Volume 8, Supplement 1, , Pages 381-391, (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484721013007>) PLN UIP2B Jamali,”Evaluasi Operasi Sistem Jawa, Madura, Bali Tahun 2021,”March, 2022 Java Madura Bali grid code, 2020
- [10] P. Kundur, Power System Stability and Control. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994, ch. 9, 11 and 12.