

## Pengaruh sistem pengaplikasian *Automatic Generation Control (AGC)* terhadap sistem ketenagalistrikan

Samsurizal<sup>1</sup>, Arif Nur Afandi<sup>2</sup>, dan Mario Martinus Land Sitanggan<sup>3</sup>

<sup>12</sup>Universitas Negeri Malang, Indonesia

<sup>13</sup>Institut Teknologi PLN, Indonesia

Email: samsurizal.2305349@students.um.ac.id

**Abstrak:** Implementasi pengaktifan *Automatic Generation Control (AGC)* di sistem Jawa Madura Bali yang merupakan salah satu program *breakthrough* Anti *Black Out* PLN dalam rangka perkuatan pertahanan untuk mencegah pemadaman meluas akibat gangguan. Sistem eksisting *Load Frequency Control (LFC)* pada PLTGU Tambak Lorok telah lama tidak beroperasi, sehingga dipilih untuk dilakukan implementasi aktivasi sistem AGC yang nantinya dikendalikan secara otomatis oleh *Dispatcher Java Control Center (JCC)* melalui skema kontrol sistem SCADA. Saat dilakukan pengujian pembebanan *realtime*, frekuensi sistem Jawa Bali dikondisikan berada di angka 50,154 dan 49,819 Hz. Data tersebut sebagai referensi keberhasilan implementasi aktivasi AGC untuk PLTGU lain dengan harapan PLTGU lain dapat segera berkontribusi dalam sistem AGC. Dengan aktivasi AGC yang cepat maka tujuan dari operasi sistem akan tercapai dengan lebih baik yaitu mutu frekuensi sistem kelistrikan jawa madura bali terjaga di 50 Hz. AGC juga menjadi solusi terhadap tantangan *intermittent renewable energy* di masa mendatang.

**Kata kunci:** *anti black out, konfigurasi sistem, SCADA, AGC*

### JUDUL BHS INGGRIS

**ABSTRACT:** Implementing *Automatic Generation Control (AGC)* activation in the Java Madura Bali system is one of PLN's *Anti Black Out* breakthrough programs in the context of strengthening defense to prevent widespread blackouts due to disturbances. The existing *Load Frequency Control (LFC)* system at the Tambak Lorok PLTGU has not been operating for a long time, so it was chosen to implement the activation of the AGC system which will be controlled automatically by the *Dispatcher Java Control Center (JCC)* through the SCADA system control scheme. When testing real-time loading, the frequency of the Java-Bali system is conditioned to be at 50,154 Hz and 49,819 Hz. The data is used as a reference for the successful implementation of AGC activation for other PLTGU's in the hope that other PLTGU's can immediately contribute to the AGC system. With fast AGC activation, the purpose of system operation will be achieved better, and the quality of the Java Madura Bali electrical system frequency will be maintained at 50 Hz. AGC is also a solution to the future *challenges of intermittent renewable energy*.

**Keywords:** *anti black out, konfigurasi sistem, SCADA, AGC*

## **PENDAHULUAN**

Dalam rangka mendukung Program Transformasi PLN bertajuk “*Anti Black-Out*”, salah satu rencana aksi yang dilaksanakan adalah aktivasi *Free Governor (FG)* dan *Automatic Generation Control (AGC)* pada unit pembangkit yang terhubung dalam sistem ketenagalistrikan Jawa-Bali. Untuk menjaga keandalan sistem, seluruh pembangkit *on-grid*—terutama pembangkit termal—wajib menyesuaikan diri dengan aturan jaringan sebagaimana diatur dalam *Grid Code Indonesia*. Ketentuan tersebut mencakup antara lain *dead band* maksimum sebesar 0,05 Hz; *speed drop* maksimum 5%; *ramp rate* minimum 3 MW per menit; dan kewajiban seluruh unit untuk mengimplementasikan FG dan AGC (Menteri ESDM, 2020; PT PLN, 2021).

Berdasarkan sistem yang telah terpasang pada PLTGU Tambak Lorok, penting untuk dianalisis dampak atau perubahan yang terjadi terhadap sistem *Load Frequency Control (LFC)* ketika digantikan oleh sistem AGC yang dikendalikan secara otomatis oleh *Dispatcher* di *Java Control Center (JCC)*, melalui skema kontrol pada sistem *Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)*. PLTGU Tambak Lorok termasuk dalam daftar program migrasi yang diinisiasi oleh PLN UIP2B JAMALI dari sistem LFC menuju AGC, dengan harapan dapat meningkatkan kontribusi terhadap keandalan operasi sistem kelistrikan Jawa-Bali (PLN UIP2B JAMALI, 2022).

Dalam konteks ini, sistem SCADA berperan penting karena memiliki kemampuan untuk memantau, mengatur, dan mengendalikan aliran daya secara *real-time*, serta mendukung pengendalian beban secara ekonomis (*economic dispatch*) melalui fungsi AGC. AGC sendiri bertujuan untuk mengatur daya *output* pembangkit secara otomatis agar sesuai dengan kebutuhan sistem dan frekuensi tetap stabil (El-Samahy *et al.*, 2018; Khadka *et al.*, 2020).

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk menganalisis pengaruh sistem AGC terhadap pengaturan pembangkit oleh *Dispatcher* JCC, membandingkan sistem SCADA pada PLTGU Tambak Lorok dengan pembangkit lain dalam merespon sinyal AGC, serta menghitung kecepatan respon AGC dalam menjaga kestabilan frekuensi pada sistem ketenagalistrikan Jawa-Bali.

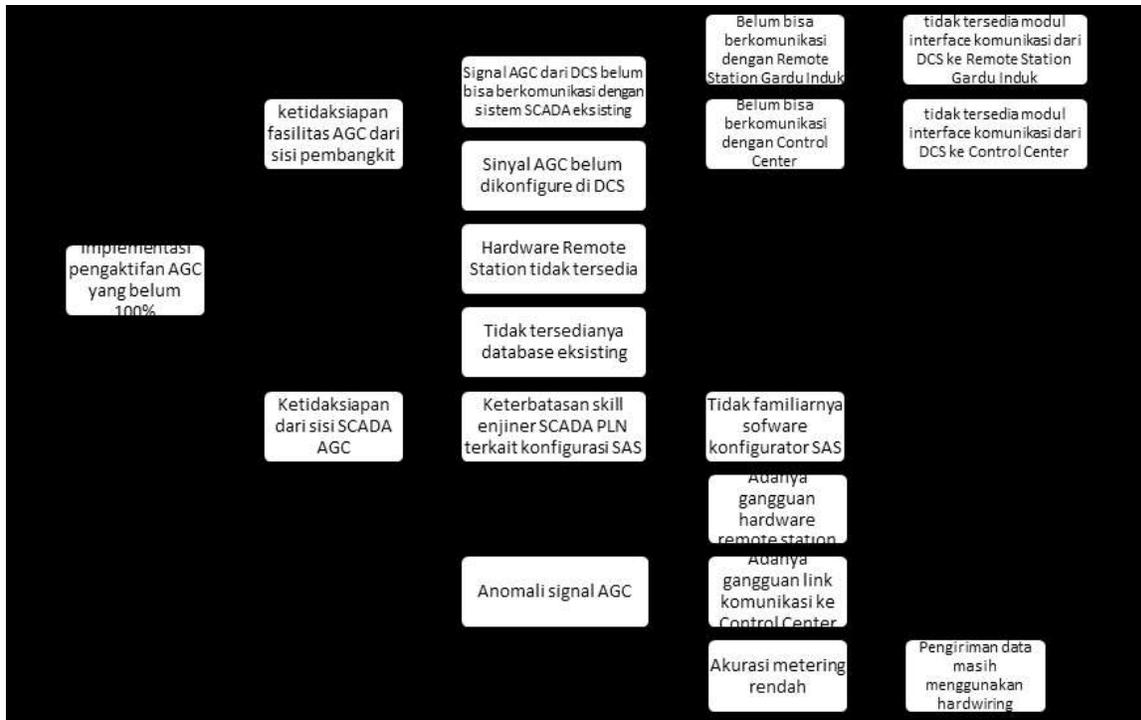
## **METODE**

Untuk memperoleh data dan informasi yang dibutuhkan dalam penelitian ini, penulis menggunakan beberapa metode pengumpulan data. *Pertama*, metode penelitian lapangan dilakukan dengan cara melakukan observasi dan pengambilan data langsung di Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) Tambak Lorok serta di PT PLN (Persero) Unit Induk Pengatur Beban Jawa, Madura, dan Bali (UIP2B JAMALI). Kegiatan ini mencakup proses pengumpulan data teknis, analisis hasil pengujian, dan penarikan kesimpulan berdasarkan hasil analisis tersebut.

*Kedua*, penulis menggunakan metode diskusi dan wawancara sebagai pendekatan kualitatif untuk memperoleh pemahaman mendalam mengenai pelaksanaan AGC. Wawancara dilakukan dengan Tim Aktivasi AGC JAMALI yang berada di PT PLN (Persero) UIP2B JAMALI dan Unit Pelaksana Pengatur Beban (UP2B) Jawa Tengah dan Daerah Istimewa Yogyakarta. Informasi yang diperoleh dari kegiatan ini sangat membantu dalam memperoleh gambaran nyata mengenai kondisi di lapangan dan permasalahan teknis yang umum terjadi.

Dalam pelaksanaan penelitian ini, peneliti menggunakan metode kuantitatif dengan pendekatan deskriptif yang didasarkan pada hasil pengujian *point-to-point test* sistem SCADA hingga pengujian beban secara *real-time* bersama *Dispatcher* JCC. Sesuai dengan ketentuan

Gambar 1. Root Cause Analys implementasi pengaktifan AGC yang belum 100%



dalam *Grid Code* Jawa–Madura–Bali tahun 2020, seluruh unit pembangkit dengan kapasitas di atas 20 MW diwajibkan untuk memiliki fasilitas AGC sebagai bagian dari sistem pengaturan frekuensi sekunder. Operator unit pembangkit yang telah memiliki kapabilitas AGC juga diwajibkan untuk mengikuti instruksi dari pengelola operasi sistem PT PLN (Persero) terkait pengaktifan maupun penghentian fungsi AGC tersebut (Menteri ESDM, 2020; PT PLN, 2021).

Selain itu, jumlah rentang pengaturan (*regulation range*) dari setiap unit pembangkit yang telah ber-AGC harus dijaga paling sedikit sebesar 2,5% dari total beban sistem. Berdasarkan data hingga akhir tahun 2021, tercatat terdapat 170 unit pembangkit di sistem kelistrikan Indonesia yang telah memiliki fasilitas AGC. Dari jumlah tersebut, 87 unit atau sekitar 51,18% berada dalam status aktif AGC. Adapun total ketersediaan daya untuk pengaturan frekuensi sekunder melalui AGC mencapai 631,52 MW per menit (PT PLN, 2022).

Permasalahan utama dalam implementasi AGC teridentifikasi dari dua sisi, yaitu dari aspek fasilitas pembangkit dan SCADA. Dari sisi pembangkit, ketidaksiapan fasilitas AGC terlihat pada ketidakmampuan sinyal AGC yang berasal dari *Distributed Control System (DCS)* untuk berkomunikasi dengan sistem SCADA yang ada. Hal ini disebabkan oleh tidak tersedianya modul antarmuka komunikasi antara DCS dengan *Remote Station* di Gardu Induk maupun antara DCS dengan *Control Center* (Khadka et al., 2020; IEEE Std C37.1-2007). Selain itu, sinyal AGC juga belum dikonfigurasi secara optimal dalam sistem DCS (Li et al., 2021).

Dari sisi SCADA, ketidaksiapan ditunjukkan oleh tidak tersedianya perangkat keras (*hardware*) *Remote Station* dan belum adanya basis data (*database*) yang diperlukan pada sistem SCADA eksisting. Hambatan lain muncul dalam proses konfigurasi perangkat lunak (*software*),

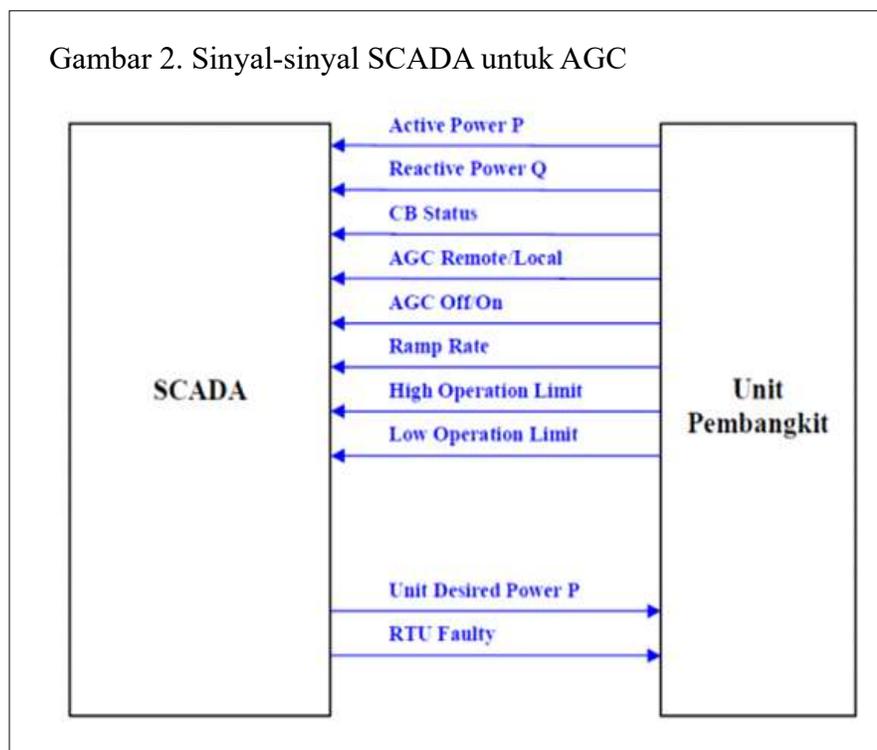
yang menggunakan bahasa pemrograman spesifik dari pabrikan, sedangkan keterampilan teknis (*technical skills*) *engineer* SCADA PLN masih terbatas dalam hal tersebut (Abdullah & Hassan, 2019). Selain itu, terdapat anomali sinyal AGC yang disebabkan oleh gangguan pada perangkat keras *Remote Station*, gangguan jalur komunikasi menuju *Control Center*, serta rendahnya akurasi data metering. Rendahnya akurasi tersebut utamanya disebabkan oleh metode komunikasi yang masih mengandalkan koneksi kabel fisik (*hardwiring*) dalam proses pengiriman data (El-Samahy *et al.*, 2018; IEC 61850 Standard, 2013).

Setiap unit pembangkit yang berpartisipasi dalam sistem AGC wajib dilakukan pemodelan unit melalui penyediaan data statik yang menggambarkan karakteristik teknis masing-masing unit pembangkit. Selain data statik tersebut, diperlukan pula data pengukuran secara *real-time* dari tiap unit pembangkit yang berfungsi sebagai sinyal input dalam perhitungan algoritma AGC (IEEE, 2011; PT PLN, 2021). Dalam operasionalnya, unit pembangkit harus mampu menerima sinyal *setpoint* berupa *Unit Desired Power*, yaitu besaran daya aktif yang ditargetkan untuk dibangkitkan oleh unit tersebut.

DCS pada pembangkit harus mampu membaca nilai *Pset* (*Power Setpoint*) yang dikirimkan oleh *master station* atau *Remote Station* agar sistem pengendalian dapat berfungsi secara optimal. Nilai *Pset* ini dikirim dalam bentuk sinyal *nett power*, yang kemudian diproses oleh logika sistem DCS dan diteruskan ke penggerak utama seperti turbin (IEC, 2013). Selain itu, antarmuka *Human Machine Interface (HMI)* pada pembangkit harus dapat menampilkan informasi yang mencakup nilai *Pset* dari *Control Center*, pengukuran daya *gross* dan *netto*, status AGC (ON/OFF), serta besaran respons terhadap fungsi *free governor* (PT PLN, 2021).

Dalam proses aktivasi AGC, terdapat sejumlah prasyarat teknis yang harus dipenuhi, antara lain: pembangkit beroperasi (*PMT Close*), status RTU *in poll*, AGC *available*, status *remote station* pembangkit termonitor, dan status AGC ON, setelah *Dispatcher request* dari *Control Center*.

Gambar 2. Sinyal-sinyal SCADA untuk AGC



Teleinformasi data yang digunakan untuk data poin SCADA dapat dilihat pada Tabel 1. Jenis pembangkit yang masih beroperasi dengan menggunakan sistem LFC (belum diintegrasikan ke AGC), maka mengikuti pola teleinformasi data khusus untuk pembangkit LFC seperti yang ditunjukkan pada Tabel 1.

Sinyal-sinyal yang sudah dilakukan *entry data* didalam *Database* IFS Point selanjutnya diintegrasikan secara visual tampilan *Single Line Diagram (SLD)* PLTGU Tambak Lorok Blok 2, sehingga enjiner *Master Station* dan juga *Dispatcher* dapat memonitor status dan nilai secara *realtime* oleh pembangkit.

Bias sistem frekuensi atau indeks kekuatan sistem (IKS) digunakan untuk mengetahui seberapa besar perubahan 1 Hz frekuensi terhadap besar semua energi listrik yang terinterkoneksi dengan satuan (MW/Hz). Berdasarkan Buku Evaluasi Operasi Tahunan (EOT) PLN UIP2B JAMALI pada tahun 2021 diinformasikan bahwa diperoleh estimasi IKS Jawa Bali periode 2021, yaitu sebesar 902,85 MW/Hz atau 3,21% dari beban puncak sistem tahun 2021. Artinya, setiap penurunan atau kenaikan frekuensi sebesar 1 Hz akan ada penurunan dan kenaikan besaran energi listrik sebesar 902,85 MW.

Persamaan untuk menghitung beban yang hilang pada setiap gangguan, yaitu:

$$P_{beban\ hilang} (\%) = \left( \frac{P_{beban}}{P_{beban\ sistem}} \right) \times 100 \% \quad (1)$$

Persamaan untuk menghitung besar penurunan frekuensi (df), yaitu:

$$df (Hz) = f_{awal} - f_{akhir} \quad (2)$$

Persamaan untuk menghitung waktu penurunan frekuensi (dt), yaitu:

$$dt (detik) = t_{awal} - t_{akhir} \quad (3)$$

Tabel 1  
Hasil pengujian isolasi kertas dengan perendaman

No.	Nama Elemen	Nama Info	Tipe Data	Keterangan
1.	HOL	<i>High Operation Limit</i>	TM	Nilai Pengukuran Batas Atas Operasi Pembangkit
2.	LFA	<i>AGC Available</i>	TSD	Pembangkit dalam Mode Siap Operasi AGC atau tidak
3.	LFC	<i>AGC ON / OFF</i>	TSD	Pembangkit beroperasi dalam Mode AGC
4.	LFF	<i>AGC Failure</i>	TSD	Fungsi <i>AGC Failure</i>
5.	LFR	<i>AGC Request</i>	TSD/ RCD	Permintaan Mengaktifkan atau Mematikan Fungsi AGC dari Dispatcher
6.	LOL	<i>Low Operation Limit</i>	TM	Nilai Pengukuran Batas Bawah Operasi Pembangkit
7.	P	<i>P Netto</i>	TM	Nilai Pengukuran Daya Nyata sisi <i>Nett</i>
8.	POAQ	<i>P Return</i>	TM	Nilai Pengukuran balikan set point dari Pembangkit
9.	POOP	<i>P Set Point</i>	RCA	<i>Input</i> Nilai Set Point oleh Dispatcher
10.	Q	<i>Q Netto</i>	TM	Nilai Pengukuran Daya Semu sisi <i>Nett</i>
11.	RAMP	<i>Ramp</i>	TM	Nilai Pengukuran Kecepatan Respon Pembangkit

Persamaan untuk menghitung laju penurunan frekuensi / satuan waktu, yaitu:

$$\text{Laju Penurunan Frekuensi} \left( \frac{\text{Hz}}{\text{detik}} \right) = \frac{df}{dt} \quad (4)$$

Persamaan untuk menghitung IKS pada sistem Jawa Bali, yaitu:

$$\text{IKS} \left( \frac{\text{MW}}{\text{Hz}} \right) = \text{Persamaan Linear}_P \text{ beban hilang dan } df \quad (5)$$

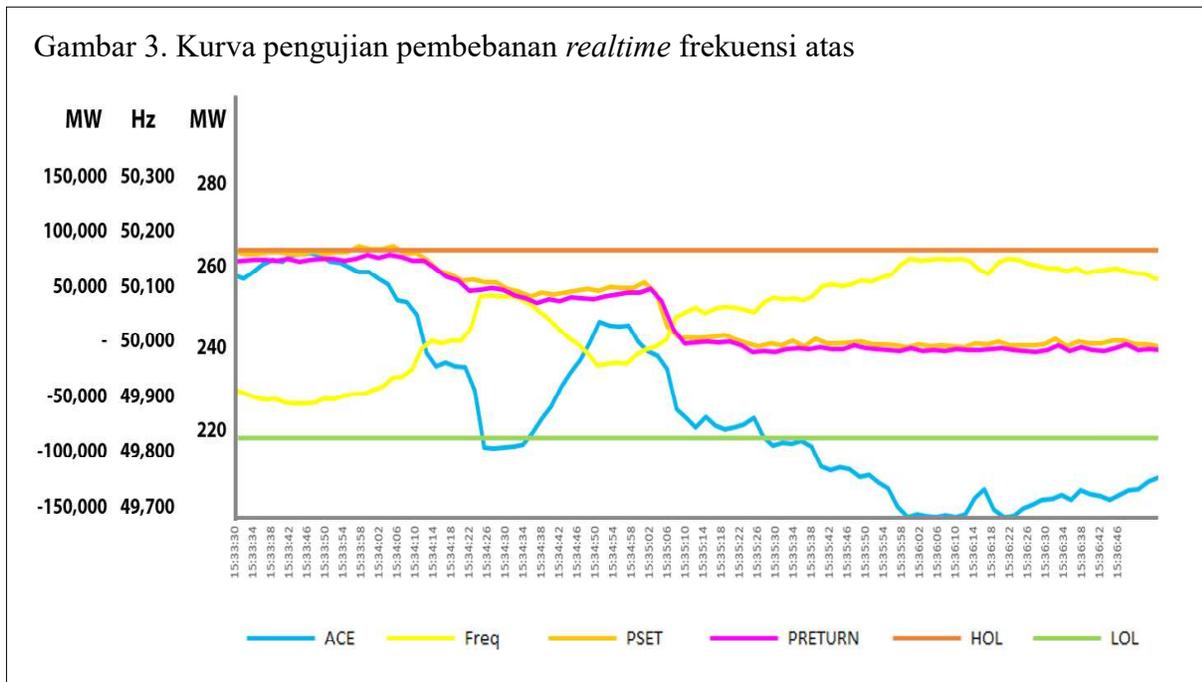
Untuk menghitung besaran indeks kekuatan sistem pada masing-masing pembangkit diperlukan beberapa nilai yaitu berapa besar unit yang trip pada pembangkit yang bersangkutan (MW) dibagi dengan nilai defiasi frekuensi (df) nominal.

### HASIL DAN PEMBAHASAN

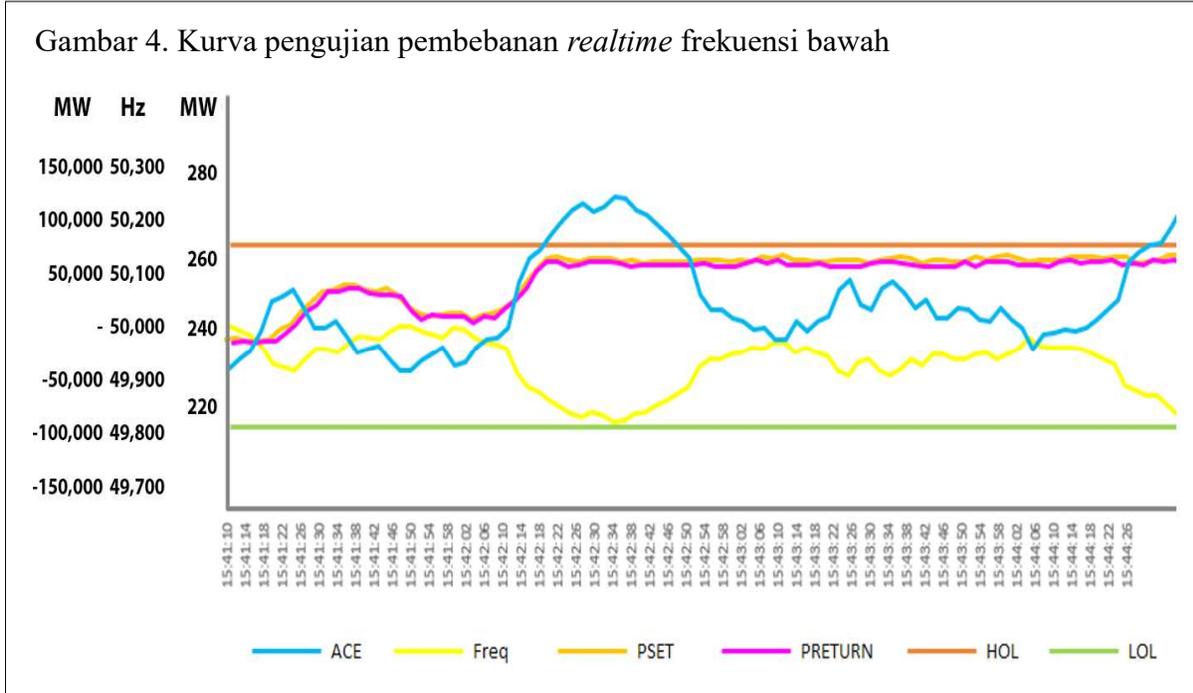
PLTGU Tambak Lorok, meskipun telah lama beroperasi dengan sistem SCADA yang besar kemungkinan tidak selalu diperbarui, menunjukkan keunggulan dalam pengoperasian AGC apabila dibandingkan dengan PLTGU lain di wilayah Jawa–Bali (Afandi, 2025). Studi lain menyebutkan bahwa saat dilakukan pengujian pembebanan *real-time*, sistem AGC PLTGU Tambak Lorok selalu berada dalam status **Available** dan **ON**, meskipun unit lain sedang memulai (*Start GT*), sedang memproses *start* HRSG, atau dalam rangkaian *stop-start* pada konfigurasi kombinasi 1, 2, atau 3 turbin (Afandi, 2025).

Berdasarkan hasil kurva pengujian pembebanan *real-time* sistem AGC pada PLTGU Tambak Lorok Blok 2 ditunjukkan pada Gambar 3 dan Gambar 4. Terlihat bahwa sistem AGC merespons secara optimal baik ketika frekuensi sistem berada di atas maupun di bawah nilai nominal 50 Hz. Nilai *PReturn* yang dikirimkan oleh DCS pembangkit telah sesuai dengan nilai *PSet* dari sistem SCADA Java *Control Center* (JCC), serta mampu menahan output daya secara stabil sesuai dengan nilai *set point* yang ditentukan (Afandi, 2025; Khadka *et al.*, 2020).

Gambar 3. Kurva pengujian pembebanan *realtime* frekuensi atas



Gambar 4. Kurva pengujian pembebanan *realtime* frekuensi bawah



Pada pengujian *real-time* saat frekuensi sistem mengalami kenaikan (*overfrequency*), PLTGU Tambak Lorok Blok 2 memerlukan waktu 2 menit 10 detik (dari pukul 15:33:30 hingga 15:35:10) untuk menurunkan daya aktif dari 262 MW ke 240 MW. Sementara pada kondisi frekuensi rendah (*underfrequency*), waktu yang dibutuhkan hanya 1 menit 10 detik (dari pukul 15:41:10 hingga 15:42:20) untuk menaikkan daya dari 240 MW ke 260 MW. Respons yang cepat ini mencerminkan efektivitas sistem AGC dalam menjaga stabilitas beban dan frekuensi sistem tenaga listrik Jawa–Bali (El-Samahy *et al.*, 2018).

Keunggulan sistem AGC juga terlihat dari kemampuannya dalam memangkas waktu komunikasi dan meminimalisasi potensi kesalahan manusia (*human error*) yang sebelumnya kerap terjadi saat proses pengaturan daya dilakukan oleh Dispatcher JCC secara manual melalui Dispatcher RCC Ungaran hingga sampai ke operator pembangkit. Sebelum implementasi AGC, proses penyampaian instruksi ini memerlukan waktu sekitar  $\pm 15$  menit. Kini, pengaturan daya dapat dilakukan secara otomatis melalui sinyal *PSet* yang dikirimkan langsung ke DCS pembangkit, tanpa keterlambatan administratif atau komunikasi antar operator (IEEE, 2011).

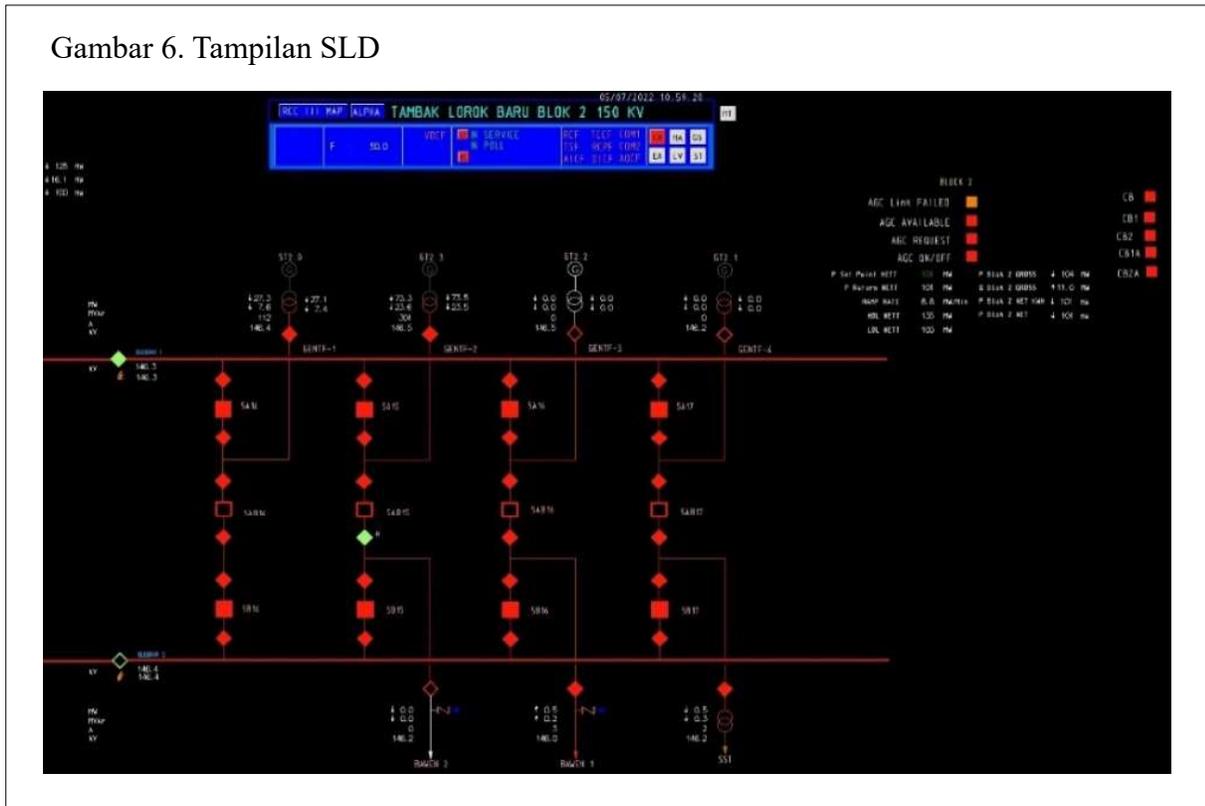
*Input* parameter pada sisi Master Station JCC diperlukan agar sistem AGC pada *master station* dapat berfungsi sesuai harapan. Parameter tersebut dimasukkan ke dalam sistem aplikasi *Spectrum Power*, yang kemudian menghasilkan sinyal perintah untuk menaikkan atau menurunkan daya output unit pembangkit. Sinyal-sinyal AGC tersebut dikonversikan ke dalam alamat (*address*) sinyal yang sesuai berdasarkan *mapping* alamat komunikasi antara *Spectrum Power* dan sistem DCS pembangkit (IEC, 2013; PLN, 2021).

Sinyal-sinyal yang sudah dilakukan *entry* data di dalam *Database* IFS Point (Gambar 5) selanjutnya diintegrasikan secara visual tampilan SLD PLTGU Tambak Lorok Blok 2, sehingga enjiner *Master Station* dan juga *Dispatcher* dapat memonitor status dan nilai secara *realtime* oleh pembangkit seperti pada Gambar 6.

Gambar 5. Database IFS point

B1-Name	B2-Name	B3-Name	Element	Info Show Text	Mon Address				Con Address													
					Mon Address	Mon Typ.	Cur. In	Con Address	Con Type	Cur. Out	Sel Bef	Cmd Dur	ISS	Db	Thr-esh	Inv	Zero range					
3TBKR2	15	BLOK-2	HOL	MvMoment	0	41	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0.0
3TBKR2	15	BLOK-2	LFA	Status	0	37	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0.0
3TBKR2	15	BLOK-2	LFC	Status	0	37	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0.0
3TBKR2	15	BLOK-2	LFF	Status	0	37	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0.0
3TBKR2	15	BLOK-2	LFR	Status	0	37	1	0	0	46	19	1	46	0	0	0	1	0	0	0	0	0.0
3TBKR2	15	BLOK-2	LOL	MvMoment	0	41	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0.0
3TBKR2	15	BLOK-2	N	MvMoment	0	0	0	0	0	0	1	1	50	0	0	0	1	0	0	0	0	0.0
3TBKR2	15	BLOK-2	P	MvMoment	0	41	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0.0
3TBKR2	15	BLOK-2	POAQ	MvMoment	0	41	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0.0
3TBKR2	15	BLOK-2	POOP	MvMoment	0	0	0	0	0	0	1	2	50	0	0	0	1	0	0	0	0	0.0
3TBKR2	15	BLOK-2	Q	MvMoment	0	41	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0.0
3TBKR2	15	BLOK-2	RAMP	MvMoment	0	41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0.0
3TBKR2	15	BLOK2	P	MvMoment	0	41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0.0
3TBKR2	15	ST2.0	I	MvMoment	2	10	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0.0
3TBKR2	15	ST2.0	P	MvMoment	0	8	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0.0

Gambar 6. Tampilan SLD



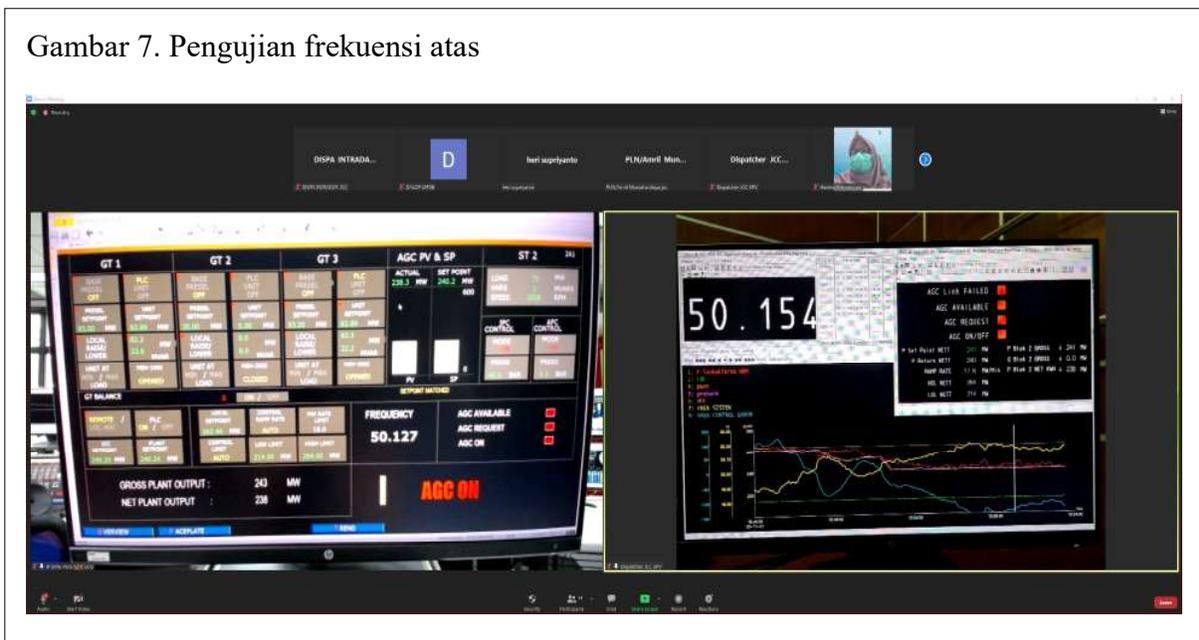
Pengujian *point-to-point* merupakan tahapan verifikasi teknis yang dilakukan setelah seluruh perangkat AGC terpasang secara lengkap baik di sisi pembangkit maupun di sisi *remote station* SCADA. Pengujian ini dilakukan secara nyata terhadap peralatan kontrol unit pembangkit, namun tidak secara langsung terhubung dengan keseluruhan sistem operasi pembangkit. Proses pengujian dimulai dengan memverifikasi sinyal-sinyal pengukuran dan status yang dikirim dari DCS ke *Control Center*. Selanjutnya dilakukan pengujian terhadap sinyal *set point* dan *remote control* AGC yang dikirimkan dari *Control Center* kembali ke DCS pembangkit (Khadka et al., 2020; IEC, 2013).

Apabila hasil pengujian *point-to-point* menunjukkan keberhasilan sesuai standar teknis yang ditetapkan, maka pengujian dapat dilanjutkan ke tahap *real-time* operation yang mensimulasikan kondisi sistem aktual. Namun, jika ditemukan ketidaksesuaian atau catatan teknis, maka perlu dilakukan proses perbaikan dan pengujian ulang hingga terpenuhi kriteria kesesuaian (IEEE, 2011; PT PLN, 2021).

Mode pengoperasian AGC berdasarkan jenis input yang diterima harus mampu mengakomodasi berbagai tipe kontrol, seperti *economic mode*, *operator ramp*, *operator base*, dan *schedule mode*. Tujuan utama dari implementasi AGC ini adalah untuk menjaga kestabilan frekuensi sistem dalam interkoneksi antar area serta meminimalkan nilai *Area Control Error* (ACE) secara berkelanjutan (El-Samahy et al., 2018). Dalam kondisi terdapat pembatasan transfer daya antar area interkoneksi, AGC wajib menjaga transfer tersebut agar tidak melebihi batas yang telah ditetapkan, kecuali dalam kondisi darurat dengan pembatasan sementara dapat diterapkan untuk menjaga keselamatan sistem (NERC, 2020).

Seperti pada Gambar 7 terlihat bahwa ACE merespon perubahan frekuensi sistem yang selalu berfluktuasi saat di frekuensi diatas 50Hz. Terlihat nominal *Ramping Rate* saat pengujian di nilai 17,6 MW/Menit. *PReturn* kiriman dari DCS Pembangkit selalu mengikuti dan mengejar *PSet* yang dikirimkan oleh JCC hingga sampai ke nominal 240 MW sesuai dengan *Set Point*

Gambar 7. Pengujian frekuensi atas



JCC. *PActual* dari dari DCS Pembangkit juga masih beroperasi di dalam batas bawah (214 MW) dan batas atas (264 MW). Sehingga saat frekuensi sistem 50,154 Hz, sistem AGC di DCS Pembangkit PLTGU Tambak Lorok sudah merespon dengan baik dengan menekan ACE ke nilai tengah nol.

Begitu juga pada Gambar 8 terlihat bahwa ACE juga merespons perubahan frekuensi sistem yang selalu berfluktuasi saat di frekuensi di bawah 50Hz. *PReturn* kiriman dari DCS Pembangkit selalu mengikuti dan mengejar *PSet* yang dikirimkan oleh JCC hingga sampai ke nominal 260 MW sesuai dengan *Set Point* JCC. *PActual* dari dari DCS Pembangkit juga masih beroperasi di dalam batas bawah (214 MW) dan batas atas (263 MW). Sehingga saat frekuensi sistem 49,900 Hz, sistem AGC di DCS Pembangkit PLTGU Tambak Lorok sudah merespon dengan baik dengan menekan ACE ke nilai tengah nol.

Gambar 8. Pengujian frekuensi bawah

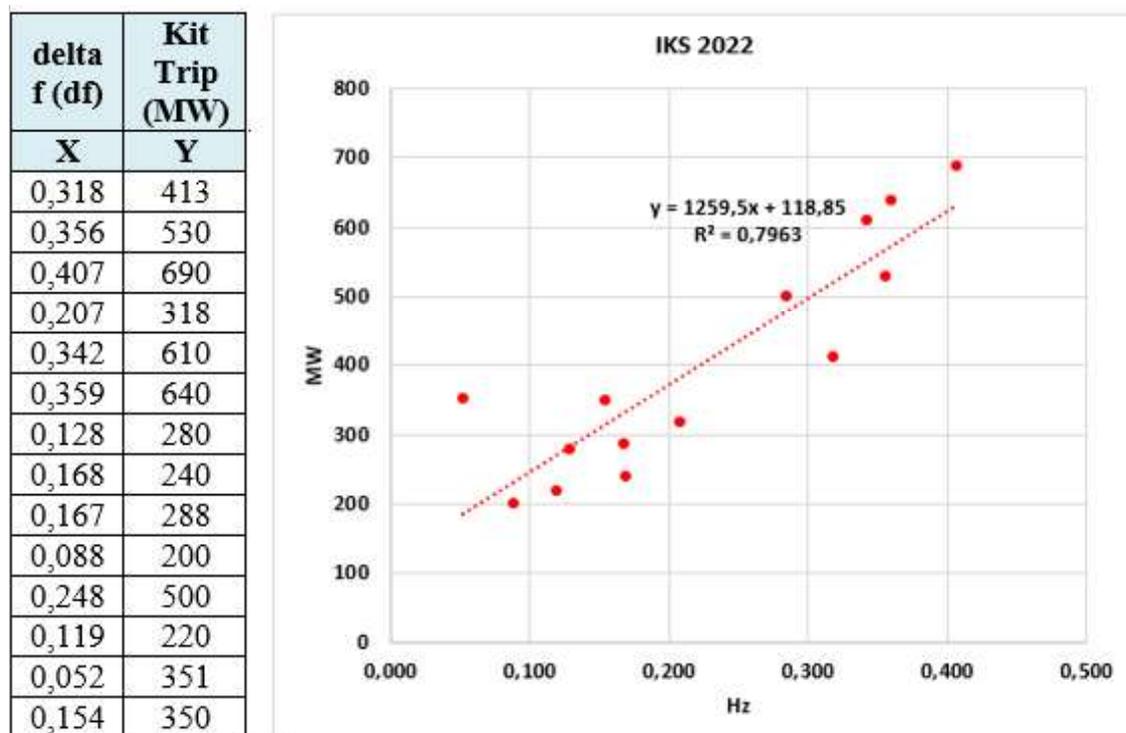


Estimasi IKS Jawa Madura Bali tahun 2022 dihitung berdasarkan realisasi terjadinya penyimpangan frekuensi sistem yang disebabkan oleh berbagai gangguan unit pembangkit. Hasil pengamatan menunjukkan besarnya kekuatan sistem bervariasi, karena dipengaruhi oleh besarnya daya pembangkit yang mengalami gangguan, komposisi unit pembangkit, besarnya beban sistem, keaktifan *governor free* pembangkit, dan ketersediaan cadangan putar respons cepat pada saat terjadi gangguan.

Terdapat banyak pembangkit yang trip sepanjang tahun 2022 tetapi data yang dipergunakan untuk mengukur IKS adalah pembangkit yang berskala besar (lebih dari 200 MW). Perhitungan IKS dilakukan dengan metode perhitungan menggunakan metode regresi linier atau menggunakan grafik scatter.

Berdasarkan Gambar 9, diperoleh korelasi hubungan indeks kekuatan sistem, dengan menggunakan metode regresi linier dapat dinyatakan memiliki hubungan yang sangat erat.

Gambar 9. Pemodelan dengan regresi linier untuk IKS



## SIMPULAN

Dengan tercapainya implementasi dan aktivasi AGC pada PLTGU Tambak Lorok, maka menambah kontribusi pembangkit dalam operasional pengaturan sistem kelistrikan JAMALI sehingga menjadi sangat andal dan juga mendukung tercapainya target penurunan *Energy Not Supplied (ENS)* dan BPP sesuai dengan KPI PLN UIP2B JAMALI, dimana pencapaian KPI tersebut secara langsung membantu meningkatkan *Revenue* dan Citra perusahaan PT PLN (Persero). PLTGU Tambak Lorok memiliki kelebihan dalam pengoperasian AGC bila dibandingkan dengan PLTGU yang ada di Jawa Bali. Sistem AGC PLTGU Tambak Lorok selalu *ready* dalam kondisi *Available* dan ON dalam kondisi apapun. Seperti dalam kondisi *Start GT* lain, *Start HRSG*, saat proses *Stop* maupun *Start* semua dalam kondisi *1 combine*, *2 combine*, *3 combine*, sistem AGC PLTGU Tambak Lorok selalu *Available* dan ON disisi *Logic AGC DCS* Pembangkit.

Sistem AGC pada PLTGU Tambak Lorok ini mampu memangkas waktu komunikasi dan meminimalisir *human error* saat dilakukan pengaturan oleh *Dispatcher JCC* dengan Operator Pembangkit melalui aplikasi AGC SCADA. Pola komunikasi AGC secara *direct* dapat dikembangkan atau diterapkan pada PLTGU Tambak Lorok untuk meminimalisir gangguan dan juga membuat tidak adanya perbedaan atau deviasi pembacaan meter antara DCS dengan *Control Centre* sehingga pembacaan *Telemetry* menjadi lebih akurat. Data meter dari DCS tidak dikonversi menjadi arus analog tetapi langsung dikirim menggunakan protokol IEC 101/104 ke *Master Station JCC*.

**DAFTAR PUSTAKA**

- Abdullah, M., & Hassan, M. Y. (2019). Challenges and strategies for implementing smart grid technologies in developing countries: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 108*, 133-146.
- Afandi, A. N. (2025). Pengaruh sistem pengaplikasian Automatic Generation Control (AGC) terhadap sistem ketenagalistrikan. *Jurnal Penelitian Saintek, 30*(1).
- El-Samahy, I., Mansour, D. E., & Zekry, A. (2018). Data accuracy and communication challenges in AGC-based power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 99*, 476-483.
- IEC. (2013). *IEC 61850-7-420: Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-420: Logical nodes for distributed energy resources*. International Electrotechnical Commission.
- IEEE. (2011). *IEEE Standard for Automatic Generation Control*. IEEE Std 1815-2010. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2010.5678665>
- Khadka, A., Dutta, S., & Ghosh, A. (2020). Distributed control systems in modern power plants: Design and communication challenges. *International Journal of Control, Automation and Systems, 18*(4), 903-915.
- Li, Z., Zhang, Y., & Wang, X. (2021). Optimization of AGC implementation in interconnected power grids. *Energies, 14*(12), 3491.
- Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral. (2020). *Peraturan Menteri ESDM Republik Indonesia tentang Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik*. Kementerian ESDM.
- NERC. (2020). *Balancing and frequency control*. North American Electric Reliability Corporation. <https://www.nerc.com>.
- PT PLN (Persero) UIP2B JAMALI. (2022). *Laporan implementasi AGC unit Pembangkit di sistem Jawa-Bali*. Dokumen Internal.
- PT PLN (Persero). (2021). *Grid code Indonesia (Edisi III)*. Direktorat Niaga dan Manajemen Energi.
- PT PLN (Persero). (2022). *Laporan statistik dan implementasi AGC sistem ketenagalistrikan nasional 2021*. Direktorat Transmisi dan Distribusi.