

# Universidad Técnica Federico Santa María

*Departamento de Ingeniería Eléctrica*

*Valparaíso - Chile*

---



“EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN (AGC) DEL SING E IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES DE MEJORAS EN SU SINTONIZACIÓN PARA GARANTIZAR UNA OPERACIÓN SEGURA”

---

**CARLOS ALBERTO FUENTES CAMPOS**

---

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
**INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

Profesores Guías

**Patricio Valdivia Lefort**

**Aldo Barraeto Guzmán**

Correferente

**Sebastian Campos Flores**

28 de marzo de 2019

*Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la Institución.*

*Nuestra vida no ha sido hecha para rodearla de sombras y tristezas...*

*Victor Jara*

# Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mis padres, Luis y Marta, no solo por darme la vida, sino también por brindarme un sin número de enseñanzas y valores que me permitieron llegar hasta este punto. Agradezco todos sus esfuerzos y sacrificios hechos durante todos estos años, cuya única meta es que sus hijos fuesen profesionales. Agradezco también a mi hermana Marta, por todos los años que ha estado apoyándome y cuidándome desde niño. A su vez, agradezco a mi mamita Flor porque se que ha estado apoyándome desde el cielo todos estos años.

Agradezco en particular, a mi polola Zennia, quien ha sido un pilar fundamental durante estos últimos años, siendo mi compañera de vida, de alegrías y de tristezas. Agradezco su paciencia y perseverancia en este proceso, su apoyo en los peores momentos y alegrías en los mejores

Agradezco a mis profesores, Patricio Valdivia y Aldo Barrauto, por su apoyo en este trabajo, por su revisión, su atención y por darme la oportunidad de desarrollar mi memoria con ellos. Asimismo, agradezco al CDEC-SING y al Coordinador Eléctrico Nacional por darme la oportunidad de ingresar, primero con mi memoria, luego con mi práctica y actualmente con un trabajo, dentro de sus dependencias. En particular agradezco a Sebastián Campos por monitorear durante estos años mi trabajo de titulación y otorgar las directrices y recomendaciones de este. También agradezco a Patricio Valenzuela y José Flores por su ayuda reiterada tanto en la memoria como en la práctica.

Finalmente, quiero agradecer a todos mis compañeros y amigos que me han acompañado durante los años que he estado en la Universidad, por las vivencias, carretes, estudios y alegrías que hemos compartido y que espero que sean muchas más.

# Resumen

En este trabajo se presenta una evaluación del desempeño del Control Automático de Generación (AGC), aplicado al SING y bajo condiciones reales de operación. Bajo este análisis, se proponen mejoras en su sintonización para garantizar una operación segura del sistema.

En una primera instancia se analiza en detalle el funcionamiento de la plataforma AGC utilizada para la efectuar la regulación secundaria de frecuencia, mediante una descripción del esquema general constituido principalmente por el módulo de control de área, el módulo básico de seguimiento y el módulo de control del PLC de la unidad. Asimismo, se explica el funcionamiento básico del SCADA que envía al AGC las señales de variables eléctricas tales como frecuencia, intercambios, reservas, entre otros, y recibe las consignas de potencia de cada unidad participando en el proceso. Asimismo, se levanta la información de las variables historizadas que almacena la plataforma, las cuales serán claves para el desarrollo de una herramienta de desempeño del AGC.

Posteriormente, se relatan los antecedentes generales que gatilló en la decisión de implementar una plataforma AGC en el SING, mediante observación de estadísticas de generación y demanda histórica, desempeño del control manual de frecuencia y estudios de tasa de toma de carga de las unidades. Paralelamente, se recopilan los artículos de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y se determina el BIAS del SING en base a caídas de frecuencia para fallas ocurridas durante una cierta ventana de tiempo y donde no hubo operación del EDAC. Dentro de este inciso se incluye el programa de implementación de la plataforma AGC, donde se describen las etapas que lo conforman: recopilación de antecedentes, levantamiento de información técnica, ingeniería básica y de detalles, implementación, operación y mantenimiento. En particular, a partir de la ingeniería básica y de detalles, surge el listado de unidades que participarán en el CSF y los requerimientos técnicos del sistema que se requieren cumplir en la operación real del AGC.

En una tercera etapa se define el proceso de sintonización de la plataforma, consistente en determinación de los parámetros propios del esquema de control del módulo. Este proceso de sintonización se subdivide en la verificación de mediciones, sintonización sistémica y sintonización de unidades habilitadas. A partir de la experiencia otorgada en el Coordinador, se hizo un levantamiento de todos los parámetros de sintonización de la plataforma, indicando la justificación de su valor. Asimismo, se registró la experiencia realizada, con los inconvenientes sistémicos y propios de las unidades ocurridos en tal ocasión. Una vez que se obtuvo la información relevante en la plataforma y su proceso de sintonización, se procede a evaluar el desempeño en tiempo real de ella. Para ello, se confecciona una herramienta de desempeño mediante un código desarrollado en lenguaje VisualBasic, que utiliza como

---

entrada las variables historizadas almacenadas en la web del SCADA y que brinda una serie de gráficos en tiempo real de variables de interés tales como frecuencia, ACE, generación de las unidades, rampas de cargas, reservas, etc.; de esta manera se requiere determinar si la plataforma opera adecuadamente bajo los requerimientos mencionados anteriormente. Este desempeño es acotado a cinco escenarios de operación distintos, donde en cada uno de ellos ocurre una desconexión intempestiva de una unidad de generación de gran potencia.

Dentro de la evaluación como tal, se determina que el AGC opera de forma adecuada en los cinco casos, estando encendido sin anomalías y en control CFC, tal como se esperaba. De igual modo, la frecuencia del sistema se mantuvo en los rangos establecidos por la norma durante el tiempo exigido por ella. Con respecto a las unidades habilitadas, se extrae que la unidad Cochrane 2 presenta problemas en el control primario de frecuencia, entrando en condición de pausa al momento de ocurrir las fallas. En cuanto a la tasa de toma de carga del sistema, se infiere que esta variable cumple con el requerimiento sistémico siempre y cuando esté trabajando la unidad U16 en AGC, dado que es la unidad que brinda mayor flexibilidad al sistema. En caso de que no esté disponible esta unidad, el sistema corre el peligro de no poder regular tempranamente la frecuencia frente a una falla de frecuencia. Finalmente, las anomalías más recurrentes observada durante escenarios de estudio fueron los cambios de estado remoto a local de las unidades y las fallas por telemetría, por lo que se recomienda tener una buena coordinación entre despachadores de la unidad y del control centralizado.

Como propuestas de mejora, se propone ingresar una unidad flexible al AGC, que pueda trabajar en CSF cuando no se encuentre la unidad U16 y que aporte en reserva cuando no se encuentre disponible las unidades de la central Angamos y Cochrane. Además, se propone revisar el CPF de la unidad Cochrane de tal manera que éste no cause problemas una vez que ocurra una falla. En cuanto a la sintonización como tal, Se propone mantener los parámetros sistémicos y de unidades dado que muchos fueron incluidos por defecto y otros son propios de las unidades. En cuanto al BIAS, se propone actualizar su valor, realizando nuevamente mediciones estadísticas de caídas de frecuencia cuando no opera el EDAC.

# Abstract

This work presents an evaluation of the performance of the Automatic Generation Control (AGC), applied to the SING and under real operating conditions. Under this analysis, improvements in its tuning are proposed to guarantee a safe operation of the system.

In a first instance, the operation of the AGC platform used to perform the secondary frequency regulation is analyzed in detail, by means of a description of the general scheme constituted mainly by the area control module, the basic tracking module and the control module of the PLC of the unit. Likewise, it explains the basic operation of the SCADA that sends to the AGC the signals of electrical variables such as frequency, exchanges, reserves, among others, and receives the power slogans of each unit participating in the process. Likewise, the information of the historicized variables stored by the platform is collected, which will be key for the development of an AGC performance tool.

Subsequently, the general background that triggered the decision to implement an AGC platform in the SING is reported, by observing historical generation and demand statistics, performance of manual frequency control and studies of the unit's charge-taking rate. At the same time, the articles of the Technical Standard on Safety and Quality of Service are compiled and the BIAS of the SING is determined based on frequency drops for faults that occurred during a certain time window and where there was no EDAC operation. Within this subsection, the implementation program of the AGC platform is included, where the stages that comprise it are described: background compilation, technical information gathering, basic and detail engineering, implementation, operation and maintenance. In particular, from the basic and detail engineering, there is a list of units that will participate in the CSF and the technical requirements of the system that must be met in the real operation of the AGC.

In a third stage, the tuning process of the platform is defined, consisting in determining the parameters of the control scheme of the module. This tuning process is subdivided into the verification of measurements, systemic tuning and tuning of enabled units. Based on the experience given by the Coordinator, a survey was made of all the tuning parameters of the platform, indicating the justification of its value. Likewise, the experience was registered, with the systemic inconveniences and typical of the units that occurred on that occasion.

Once the relevant information has been obtained in the platform and its tuning process, we proceed to evaluate the performance in real time of it. To do this, a performance tool is created using a code developed in the VisualBasic language, which uses as input the historical variables stored on the SCADA

---

website and which provides a series of real-time graphics of variables of interest such as frequency, ACE, generation of units, loading ramps, reservations, etc .; In this way it is necessary to determine if the platform operates properly under the requirements mentioned above. This performance is limited to five different operating scenarios, where an untimely disconnection of a large power generation unit occurs in each of them.

Within the evaluation as such, it is determined that the AGC operates properly in all five cases, being switched on without abnormalities and in CFC control, as expected. Similarly, the frequency of the system remained within the ranges established by the standard during the time required by it. Regarding the enabled units, it is extracted that the Cochrane 2 unit presents problems in the primary control of frequency, entering a condition of pause at the time of the occurrence of the faults. Regarding the system's charge-taking rate, it is inferred that this variable complies with the systemic requirement as long as unit U16 is working in AGC, since it is the unit that provides the system with more flexibility. In case this unit is not available, the system runs the risk of not being able to regulate the frequency early against a frequency failure. Finally, the most recurrent abnormalities observed during study scenarios were changes from remote to local state of the units and faults by telemetry, so it is recommended to have a good coordination between dispatchers of the unit and centralized control.

As proposals for improvement, it is proposed to enter a flexible unit to the AGC, that can work in CSF when the U16 unit is not found and that it contributes in reserve when the units of the Angamos and Cochrane power plant are not available. In addition, it is proposed to revise the CPF of the Cochrane unit in such a way that it does not cause problems once a failure occurs. In terms of tuning as such, it is proposed to maintain the systemic parameters and units since many were included by default and others are specific to the units. As for the BIAS, it is proposed to update its value, performing again statistical measurements of frequency drops when the EDAC does not operate.

# Glosario

<b>AGC</b>	: <i>Automatic Generation Control</i> (Control Automático de Generación)
<b>SING</b>	: Sistema Interconectado del Norte Grande
<b>SCADA</b>	: <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> (Supervisión, Control y Adquisición de Datos)
<b>CPF</b>	: Control Primario de Frecuencia
<b>CSF</b>	: Control Secundario de Frecuencia
<b>CTF</b>	: Control Terciario de Frecuencia
<b>ACE</b>	: <i>Area Control Error</i>
<b>PLC</b>	: <i>Programmable Logic Control</i> (Lógica de Control Programable)
<b>ED</b>	: <i>Economic Dispatch</i> (Despacho Económico)
<b>MTU</b>	: <i>Master Terminal Unit</i> (Unidad Terminal Maestra)
<b>RTU</b>	: <i>Remotal Terminal Unit</i> (Unidad Terminal Remota)
<b>UG</b>	: Unidad Generadora
<b>CFC</b>	: <i>Constant Frequency Control</i> (Control de Frecuencia Constante)
<b>CNIC</b>	: <i>Constant Net Interchange Control</i> (Control de Intercambios Neto Constante)
<b>TLBC</b>	: <i>Tie Line Bias Control</i>
<b>NTSyCS</b>	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
<b>CDC</b>	: Centro de Despacho y Control
<b>CDEC-SING</b>	: Centro de Despacho Económico de Carga del SING
<b>CDEC-SIC</b>	: Centro de Despacho Económico de Carga del SIC

# Índice general

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Objetivos . . . . .	2
1.2.1. Objetivo general . . . . .	2
1.2.2. Objetivos específicos . . . . .	2
<b>2. Marco teórico</b>	<b>3</b>
2.1. Control de frecuencia en Sistemas de Potencia . . . . .	3
2.2. Control Automático de Generación . . . . .	6
2.2.1. Estados y modos de operación y control . . . . .	6
2.2.2. Esquema de control general del AGC . . . . .	8
2.2.3. Modulo de control de área . . . . .	8
2.2.4. Módulo básico de seguimiento . . . . .	13
2.2.5. Módulo de control del PLC de la unidad . . . . .	14
2.2.6. Uso de filtros . . . . .	17
2.3. Sistema SCADA y esquemas de comunicación del AGC . . . . .	18
2.3.1. Componentes de un sistema SCADA . . . . .	18
2.3.2. <i>Software</i> de un sistema SCADA . . . . .	19
2.3.3. Esquema de comunicación del AGC . . . . .	21
2.4. Historización de variables para la plataforma AGC . . . . .	21
2.4.1. Calidad de las señales adquiridas remotamente . . . . .	22
<b>3. Antecedentes generales</b>	<b>24</b>
3.1. Características técnicas y operacionales del SING . . . . .	24
3.1.1. Generación . . . . .	25
3.1.2. Demanda . . . . .	27
3.1.3. Determinación del BIAS del SING . . . . .	29
3.1.4. Desempeño del control de frecuencia manual . . . . .	31
3.2. Aspectos normativos sobre Control de Frecuencia . . . . .	34
3.2.1. Artículo 1-7: . . . . .	35
3.2.2. Artículo 3-5 . . . . .	35
3.2.3. Artículo 3-16 . . . . .	35
3.2.4. Artículo 3-17 . . . . .	36

3.2.5.	Artículo 4-16 . . . . .	36
3.2.6.	Artículo 5-30 . . . . .	37
3.2.7.	Artículo 8-36 . . . . .	37
3.2.8.	Artículo 10-10 . . . . .	37
3.3.	Implementación de la plataforma AGC . . . . .	38
3.3.1.	Recopilación de antecedentes . . . . .	39
3.3.2.	Levantamiento de Información Técnica . . . . .	39
3.3.3.	Ingeniería básica y de detalles . . . . .	40
3.3.4.	Implementación de la plataforma . . . . .	42
3.3.5.	Operación y mantenimiento . . . . .	42
<b>4.</b>	<b>Sintonización del AGC</b> . . . . .	<b>43</b>
4.1.	Aspectos generales . . . . .	43
4.2.	Sintonización de Unidades Generadoras . . . . .	45
4.2.1.	Pruebas preliminares de señales . . . . .	45
4.2.2.	Pruebas de verificación inicial . . . . .	46
4.2.3.	Pruebas de respuesta en lazo abierto . . . . .	46
4.2.4.	Pruebas de rampa . . . . .	46
4.2.5.	Pruebas de lazo cerrado . . . . .	46
4.2.6.	Prueba de control de frecuencia . . . . .	46
4.2.7.	Prueba de deshabilitación del CPF . . . . .	47
4.2.8.	Pruebas adicionales . . . . .	47
4.2.9.	Experiencia realizada en las unidades habilitadas del SING . . . . .	47
4.3.	Sintonización sistémica . . . . .	52
4.3.1.	Pruebas de mediciones y verificación de parámetros y aplicaciones . . . . .	53
4.3.2.	Pruebas de funcionamiento del módulo AGC sin CSF . . . . .	54
4.3.3.	Pruebas de sintonización sistémica del AGC en modo CFC . . . . .	54
4.3.4.	Pruebas de sintonización sistémica en modo TLBC con interconexión con el SADI . . . . .	54
4.3.5.	Pruebas de cálculo de puntos base mediante despacho económico . . . . .	54
4.3.6.	Experiencia realizada en el SING . . . . .	55
<b>5.</b>	<b>Desempeño del AGC en tiempo real</b> . . . . .	<b>60</b>
5.1.	Herramienta de desempeño de AGC . . . . .	60
5.2.	Desempeño diario del AGC . . . . .	63
5.2.1.	Operación y control del AGC . . . . .	64
5.2.2.	Comportamiento de frecuencia . . . . .	64
5.2.3.	Comportamiento de las unidades habilitadas . . . . .	68
5.2.4.	Rampas de carga y número de unidades en AGC . . . . .	71
5.2.5.	Reservas para AGC . . . . .	72

## ÍNDICE GENERAL

---

5.3.	Desempeño del AGC frente a contingencias . . . . .	76
5.3.1.	Comportamiento de frecuencia . . . . .	76
5.3.2.	Acciones de control del filtro de banda muerta dinámica . . . . .	77
5.3.3.	Comportamiento de las unidades . . . . .	80
5.3.4.	Disponibilidad de reserva para AGC . . . . .	87
<b>6.</b>	<b>Conclusión</b> . . . . .	<b>89</b>
6.1.	Propuestas de mejora . . . . .	91
<b>7.</b>	<b>Anexos</b> . . . . .	<b>92</b>
7.1.	Control de frecuencia en un sistema de potencia térmico . . . . .	92
7.1.1.	Modelos de turbinas térmicas . . . . .	92
7.2.	Tipos de control de Frecuencia . . . . .	95
7.2.1.	Control inercial . . . . .	95
7.2.2.	Control Primario de Frecuencia (CPF) . . . . .	97
7.2.3.	Control secundario de frecuencia (CSF) . . . . .	99
7.2.4.	Control terciario de frecuencia . . . . .	102
7.3.	Señales adquiridas por AGC de forma remota . . . . .	103
7.4.	Identificación de variables historizadas . . . . .	104
7.4.1.	Variables de área de control . . . . .	104
7.4.2.	Variables de las unidades . . . . .	105
7.4.3.	Variables del PLC de las unidades . . . . .	106
7.4.4.	Variables asociadas al cálculo de reservas . . . . .	106
7.5.	Parámetros de sintonización sistémica . . . . .	107
7.5.1.	Límites de bandas de regulación para control de ACE . . . . .	107
7.5.2.	Ganancias para el control del ACE . . . . .	107
7.5.3.	Lógica de cruce del ACE por cero . . . . .	109
7.5.4.	Ganancias para control ACE después de regulación . . . . .	110
7.5.5.	Niveles de prioridad y condiciones para pausar/suspender AGC . . . . .	111
7.5.6.	Tiempos de ejecución: . . . . .	112
7.5.7.	Niveles de alarmas y bandas muertas . . . . .	115
7.5.8.	Filtros . . . . .	116
7.5.9.	Parámetros del despacho económico . . . . .	117
7.5.10.	Parámetros del cálculo de reservas . . . . .	118
7.6.	Parámetros de sintonización de las unidades/PLCs . . . . .	119
7.6.1.	Parámetros de las unidades . . . . .	119
7.6.2.	Parámetros de control del PLC . . . . .	120
7.7.	Código de programación de herramienta de desempeño . . . . .	122
7.7.1.	Botón <i>Completar información de reservas del SING</i> . . . . .	122
7.7.2.	Botón <i>Completar datos de reserva</i> . . . . .	125

ÍNDICE GENERAL

---

7.7.3. Botón *Cargar datos* . . . . . 130  
7.7.4. Botón *Desempeño Sistémico* . . . . . 133  
7.7.5. Botón *Desempeño de unidades* . . . . . 150  
7.7.6. Botón *Reserva en AGC* . . . . . 159  
7.7.7. Botón *Tasa de toma de carga* . . . . . 168  
7.7.8. Botón *Contingencia* . . . . . 172

# Índice de figuras

2.1. Sistema acoplado turbina-generador con control de frecuencia incorporado. Fuente: Creación propia. . . . .	4
2.2. Variación de la frecuencia del sistema frente a la acción del control de frecuencia. Fuente: [1] . . . . .	5
2.3. Esquema representativo del AGC otorgado por General Electric. Fuente: [2] . . . . .	8
2.4. Esquema detallado del lazo de control de ACE. . . . .	9
2.5. Lazo detallado del cálculo de potencias base a cada unidad despachada. . . . .	13
2.6. Esquema detallado del Lazo de control del PLC de la unidad. . . . .	14
2.7. Arquitectura general de un sistema SCADA . . . . .	19
2.8. Enlace de comunicación de la plataforma AGC. Fuente: [3]. . . . .	21
2.9. Interfaz web donde se alojan las variables historizadas del AGC. . . . .	22
3.1. Capacidad instalada en el SING de origen térmico. Fuente: CDEC-SING . . . . .	25
3.2. Capacidad instalada en el SING de origen térmico, para dos años distintos. Fuente: CDEC-SING . . . . .	25
3.3. Capacidad instalada en el SING de origen renovable. Fuente:CDEC-SING . . . . .	26
3.4. Capacidad instalada en el SING de origen renovable, para dos años distintos. Fuente: CDEC-SING . . . . .	27
3.5. Venta de energía y curvas de demanda del SING . . . . .	28
3.6. Tasa de variación de demanda del SING. Fuente: [4] . . . . .	29
3.7. Característica natural del sistema determinada para distintos eventos de pérdida de generación. Fuente: [4] . . . . .	30
3.8. Muestreo de puntos del BIAS determinados para 80 fallas en el sistema. Fuente: [4] .	31
3.9. Instrucciones enviadas por el CDC para realizar CSF. Fuente [5] . . . . .	32
3.10. Horas acumuladas de las unidades del SING participando en el CSF. Fuente: [?] . . .	33
3.11. Tasas de toma de carga de unidades del SING. Fuente: [5] . . . . .	34
3.12. Esquema general del plan de implementación del AGC. . . . .	38
4.1. Esquema general de sintonización del AGC . . . . .	44
4.2. Esquema general de sintonización de las UG que participarán en AGC . . . . .	45
4.3. Prueba de rampa de subida de la unidad CCH1. . . . .	47
4.4. Prueba de rampa de bajada de la unidad CCH1. . . . .	48
4.5. Prueba de rampa de subida de la unidad CCH2. . . . .	49
4.6. Prueba de rampa de bajada de la unidad CCH2. . . . .	49

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

4.7. Sintonización de la unidad TG3. . . . .	50
4.8. Sintonización de la unidad U14. . . . .	51
4.9. Sintonización de la unidad U16. . . . .	52
4.10. Esquema general de sintonización sistémica del AGC . . . . .	53
4.11. Variables observadas para las pruebas preliminares. . . . .	56
4.12. Frecuencia y ACE en prueba de verificación de parámetros de área. . . . .	57
4.13. Curvas observadas para prueba de sintonización en control CFC. . . . .	57
4.14. Respuesta oscilatoria en sintonización para control CFC. . . . .	58
4.15. Respuesta sin oscilación en sintonización para control CFC. . . . .	58
4.16. Curva de frecuencia con parámetros de sintonización ajustados. . . . .	58
4.17. Prueba de sintonización con control TLBC . . . . .	59
5.1. Interfaz de la herramienta de desempeño. . . . .	61
5.2. Proceso descriptivo de la herramienta de desempeño. . . . .	62
5.3. Distribución de frecuencia del SING . . . . .	66
5.4. Frecuencia y ACE en función del tiempo para los escenarios estudiados . . . . .	68
5.5. Anormalidades de las unidades propias de la central Angamos . . . . .	69
5.6. Anormalidades de las unidades propias de la central Cochrane . . . . .	70
5.7. Anormalidades de las unidades propias de la central Tocopilla . . . . .	71
5.8. Anormalidades de las unidades CTM3 y Kelar . . . . .	71
5.9. Reservas en AGC promedio para subir generación, sistémica y por unidad . . . . .	74
5.10. Reservas en AGC promedio para bajar generación, sistémica y por unidad . . . . .	75
5.11. Frecuencia y ACE en función del tiempo para los escenarios estudiados . . . . .	76
5.12. Evolución de las constantes proporcional e integral del lazo de control del ACE . . . . .	78
5.13. Aportes en regulación por unidad habilitada . . . . .	79
5.14. Comportamiento de las UG frente a contingencia ocurrida el 30 de junio . . . . .	81
5.15. Comportamiento de las UG frente a contingencia ocurrida el 03 de julio . . . . .	82
5.16. Comportamiento de las UG frente a contingencia ocurrida el 30 de agosto . . . . .	84
5.17. Comportamiento de las UG frente a contingencia ocurrida el 03 de septiembre . . . . .	85
5.18. Comportamiento de las UG frente a contingencia ocurrida el 20 de octubre . . . . .	86
5.19. Frecuencia y ACE en función del tiempo para los escenarios estudiados . . . . .	88
7.1. Tipos de turbinas de vapor, con distintas etapas de presión y recalentamiento. Fuente: [6]	93
7.2. Modelo general de una turbina de vapor. Fuente: [6] . . . . .	93
7.3. Esquema general de una turbina de gas. Fuente: [7] . . . . .	94
7.4. Esquema general del funcionamiento de un ciclo combinado. Fuente: [8] . . . . .	95
7.5. Diagrama de bloque del control inercial de frecuencia . . . . .	96
7.6. Esquema general simplificado del control de frecuencia en una UG . . . . .	97
7.7. Diagrama de bloques del CPF . . . . .	97
7.8. Característica Frecuencia-Potencia de una máquina síncrona . . . . .	98

ÍNDICE DE FIGURAS

---

7.9. Característica Frecuencia-Potencia de una máquina sincrónica. Fuente: [9] . . . . . 98  
7.10. Diagrama de bloques de CPF aplicado en varias unidades generadoras . . . . . 99  
7.11. Esquema del CSF para dos áreas interconectadas entre sí . . . . . 102

# Índice de Tablas

3.1. Unidades seleccionadas para AGC, de acuerdo a los resultados del LITGyC. Fuente: [?]	39
3.2. Requerimientos sistémicos y de unidades bajo la acción del AGC en el SING. . . . .	41
5.1. Antecedentes principales de los escenarios de operación, donde se produce una contingencia de frecuencia. . . . .	64
5.2. Porcentaje de tiempo de modos de operación y control del AGC . . . . .	64
5.3. Porcentaje de tiempo donde la frecuencia se mantiene en los rangos impuestos por la NTSyCS . . . . .	67
5.4. Porcentaje de tiempo de cumplimiento de requerimiento de rampa de carga y número de unidades en AGC . . . . .	72
5.5. Porcentaje de tiempo de cumplimiento de requerimiento de reservas para AGC . . . .	73
7.1. Señales de entrada de la plataforma AGC . . . . .	103
7.2. Variables de área de control . . . . .	104
7.3. Variables de las unidades . . . . .	105
7.4. Variables del PLC de las unidades . . . . .	106
7.5. Variables asociadas al cálculo de reservas . . . . .	106
7.6. Valores recomendados y reales de límites de banda de regulación para control de ACE	107

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

Uno de los grandes desafíos del SING, al igual que todos los sistemas eléctricos en Chile, es garantizar una operación segura y confiable del servicio eléctrico. Lo anterior se ve afectado en gran parte por desbalances de potencia entre generación y demanda, lo que conlleva en un aumento o disminución de la frecuencia del sistema. Para el SING, los desequilibrios de potencia son producidos esencialmente por una considerable variabilidad de demanda, principalmente consumos industriales y mineros, y una alta penetración de energías renovables, proveniente en su mayor parte de recursos eólicos y fotovoltaicos. Para suplir los desequilibrios de potencia y llevar la frecuencia a su banda admisible, se realiza un control primario y secundario de frecuencia; el primero actúa sobre los reguladores de velocidad estabilizando la frecuencia del sistema y el segundo envía consignas a las unidades generadoras de tal manera de llevar la frecuencia a su valor nominal. Actualmente el control secundario se realiza de forma manual, siendo este proceso demoroso, inseguro y no cumpliendo el 100 % del tiempo con los límites establecidos la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

En base a lo anterior, el Coordinador Eléctrico Nacional decidió desarrollar el proyecto de implementación de un AGC para el SING, en base a lo postulado por la NTSyCS y el Informe de Procedimiento de Servicios Complementarios (IPSSCC). Además, con los proyectos de interconexión con el SIC y SADI, resulta más atractivo aún implementar un AGC debido a que es capaz de realizar el control de intercambios frente a variaciones de potencia entre aéreas interconectadas. El proyecto de implementación actualmente se encuentra en su última etapa, cuyo alcance corresponde a la implementación real y puesta en marcha de la plataforma AGC. En esta etapa se tiene considerada la sintonización de la plataforma, donde se realizan pruebas de sintonización de unidades generadoras y de sintonización sistémica con varias unidades bajo control del AGC de manera simultánea, actualizando los parámetros propios de la plataforma.

El proceso de sintonización del AGC requiere de un trabajo coordinado y disciplinado por parte de todos los actores que participan en el proceso y en base a ello, se plantea realizar una evaluación de su desempeño operativo, realizando un análisis detallado de la efectividad de los parámetros de sintonización definidos anteriormente para poder validar estos parámetros o sugerir valores que se

adecuen de mejor manera a una correcta operación de la plataforma. A su vez, se buscará identificar posibles problemáticas que pueda tener la plataforma y plantear sugerencias de mejoras bajo los distintos escenarios a evaluar.

## 1.2. Objetivos

Los objetivos de este trabajo, tanto general como específicos, son los siguientes:

### 1.2.1. Objetivo general

Efectuar una evaluación detallada del desempeño operativo del Control Automático de Generación (AGC) del SING, considerando el análisis de la efectividad del valor de los parámetros definidos durante las pruebas de sintonización y período de marcha blanca de la plataforma, para efectos de validar dichos parámetros y/o identificar oportunidades de mejora de manera tal de mantener una operación segura y eficiente del AGC, bajo los actuales y futuros escenarios de operación del SING.

### 1.2.2. Objetivos específicos

- Analizar y describir el proceso de implementación de la plataforma AGC del SING.
- Realizar un levantamiento de la configuración y parámetros de sintonización del AGC, describiendo conceptualmente su necesidad y función. Se deberá realizar una comparación de los valores que la plataforma trae por defecto con los valores utilizados actualmente en el SING, entregando su respectiva justificación o propuesta de modificación.
- Analizar y evaluar la efectividad de los parámetros de sintonización en el desempeño operativo del AGC para los distintos escenarios de operación registrados. Bajo dicho análisis, se deberá identificar oportunidades de mejora que atiendan problemáticas que se puedan estar presentando bajo los distintos escenarios de operación.

# Capítulo 2

## Marco teórico

### 2.1. Control de frecuencia en Sistemas de Potencia

La regulación de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia (SEP) se realiza mediante el balance entre generación y demanda, el cual se manifiesta en cada unidad generadora (UG) por la presencia de torques mecánicos y eléctricos que tienden a acelerar o desacelerar el conjunto turbina-generador. Bajo un punto de vista energético, un cambio en la demanda o generación del sistema implica una variación en la energía cinética de las máquinas rodantes, trayendo como consecuencia una disminución o alza de la frecuencia del sistema [9] [10] [6].

El control de frecuencia se efectúa al interior de las unidades generadoras sincrónicas, donde un sistema de control ajustará la potencia mecánica en la turbina de la máquina con el fin de incrementar o disminuir la potencia inyectada al sistema eléctrico y de esta forma, regular su frecuencia. La figura 2.1 muestra un proceso esquemático del control de frecuencia en una máquina sincrónica, que se desarrolla a través de dos niveles conocidos como Control Primario de Frecuencia (CPF) y Control Secundario de Frecuencia (CSF), los cuales toman información del sistema asociado a la frecuencia, potencias despachadas e intercambios netos, para enviar las señales de control respectivas.

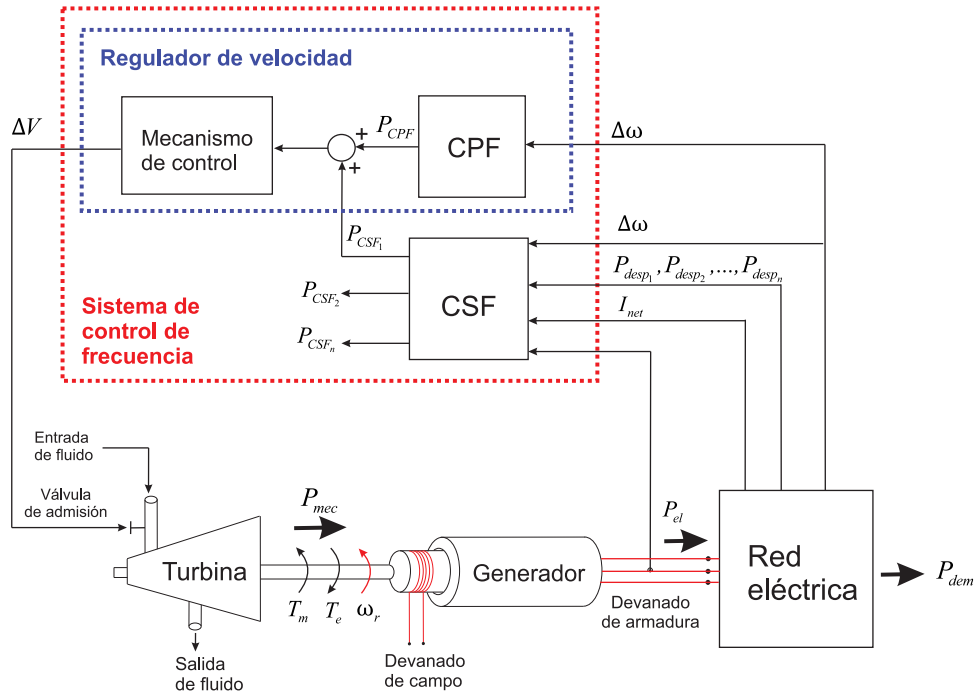


Figura 2.1: Sistema acoplado turbina-generador con control de frecuencia incorporado. Fuente: Creación propia.

Previo a la actuación de estos tres mecanismos, el sistema reacciona con una respuesta natural del sistema frente a una contingencia de frecuencia, evitando que esta descienda bruscamente inmediatamente después de ocurrido el evento, llamada respuesta inercial del sistema. Esta respuesta intrínseca se logra gracias a la inercia de las máquinas rodantes, que se oponen en conjunto al cambio brusco de frecuencia.

El Control Primario de Frecuencia logra regular la potencia de la unidad generadora en respuesta de una variación de frecuencia, mediante un control conocido como característica frecuencia-potencia negativa, consistente en un lazo de realimentación con ganancia negativa en estado estacionario, cuya ganancia se conoce como estatismo ( $R$ ), que se determina mediante:

$$R = -\frac{\Delta f}{\Delta P} \quad (2.1)$$

Donde  $\Delta f$  es el incremento de frecuencia del sistema y  $\Delta P$  la variación de potencia en la unidad. Con ello, frente a una disminución de frecuencia, el CPF enviará señales de control a la unidad para que aumente la potencia inyectada en sus bornes. Sin embargo, este control no corrige por completo el error de frecuencia, por lo que se requiere de un Control Secundario de Frecuencia (CSF), para llevar la frecuencia a una banda admisible.

El CSF consiste en un lazo de control que corrige las desviaciones de frecuencia que no pudieron ser suplidas con el CPF. Para ello, determina una variable conocida como ACE (Area Error Control), que recopila las contribuciones de error de frecuencia ( $\Delta f$ ) y error de intercambio ( $\Delta I$ ) de un área específica, de acuerdo a la siguiente relación:

$$ACE = \beta \Delta f + \Delta I \quad (2.2)$$

Donde  $\beta$  es el BIAS de frecuencia, que permite homologar las desviaciones de frecuencia como requerimientos de potencia en el sistema. El CSF puede ser manual o automático, dependiendo de las necesidades del sistema. En el primer caso, de acuerdo al valor del ACE, se ordena desde el CDC las potencias que deben inyectar ciertas unidades para eliminar por completo el error de frecuencia e intercambio, en función de su rampa de carga, reserva para CSF, disponibilidad de combustibles, entre otros. El CSF automático, por su parte, utiliza un lazo de control que determina de forma automática los aportes en regulación de potencia que debe inyectar cada UG habilitada, en función del ACE y del despacho económico. Este lazo de control es conocido como AGC (Automatic Control Generation), cuyo funcionamiento se explicará en detalle en la sección 2.2.

Adicionalmente, existe un Control Terciario de Frecuencia (CTF), que contempla restablecer o distribuir la reserva del CSF posteriormente después de haber ocurrido una perturbación. Este control no se muestra en la figura 2.1, puesto que es un control manual comandado por el Centro de Despacho de Control (CDC), el cual ordena la subida o bajada de potencia de acuerdo a los requerimientos del sistema posterior al restablecimiento de la frecuencia.

Cabe recalcar que cada mecanismo de control actúa en una ventana de tiempo distinta y con características diferentes, por lo cual se presenta la figura 2.2, que describe la evolución de la frecuencia de un SEP ante el desprendimiento de un bloque de generación, en donde se destacan los tiempos de actuación aproximados de los tres mecanismos de CF, incluida la respuesta inercial [1].

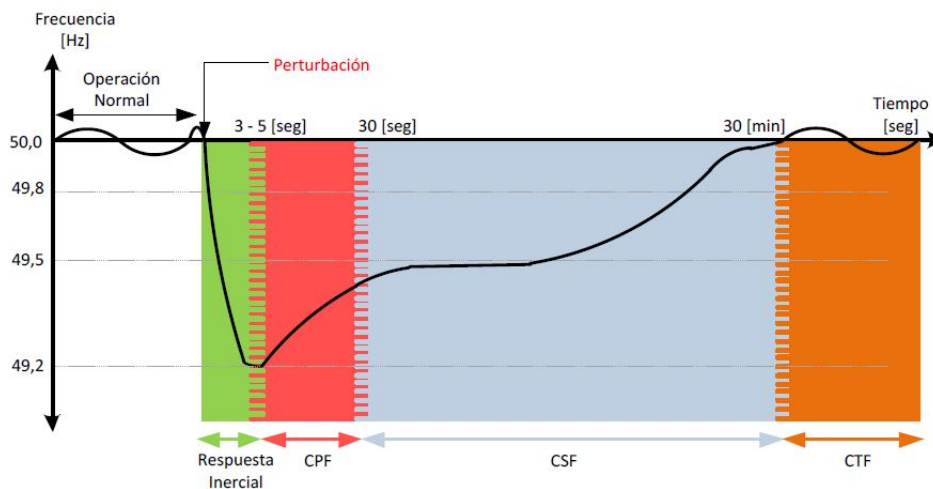


Figura 2.2: Variación de la frecuencia del sistema frente a la acción del control de frecuencia. Fuente: [1]

El funcionamiento teórico de la respuesta inercial, CPF, CSF y CTF se encuentra explicado detalladamente en el anexo 7.2, el cual puede ser consultado para una mejor comprensión del proceso como tal. Junto a ello, en el anexo 7.1.1 se explica el funcionamiento de las turbinas térmicas, las

cuales también influyen en el control de frecuencia, puesto que añaden retardos adicionales al sistema de control.

## 2.2. Control Automático de Generación

El módulo AGC planteado para realizar el CSF de forma automática en el SING es un subproducto de la plataforma *e-terrageneration* proveniente de General Electric (GE). Como se explicó previamente en 2.1, el módulo AGC determina las señales de control enviadas a las unidades generadoras para ajustar su potencia generada, en base a desviaciones de frecuencia y/o intercambios entre áreas adyacentes, con un tiempo de demora en enviar las señales de control de 4 segundos, tiempo conocido como ciclo de AGC. Este módulo es apoyado por otras funciones propias de la plataforma e-terra, tales como Despacho Económico (ED), Monitor de Reserva (RM), Producción de Costos (PC), entre otros. A su vez, la plataforma AGC se alimenta del sistema SCADA, módulo propio del producto e-terra, el cual es el encargado de enviar las mediciones reales de las variables de interés para que el AGC opere en base a la situación actual del SING.

Las señales de control generadas por la plataforma son enviadas al controlador de la planta, conocida como PLC (Programmable Logic Control), en donde pasa por un control propio de la unidad generadora antes de actuar sobre la máquina. Estas señales pueden ser del tipo Consigna o Pulso, de acuerdo a la naturaleza del regulador que tenga la unidad. Para el SING, todas las unidades trabajarán con señales tipo consigna.

### 2.2.1. Estados y modos de operación y control

El ajuste manual desde el CDC respecto al encendido o apagado del AGC conlleva a que la plataforma tenga los siguientes estados de operación posibles:

- Estado ON: El CSF se encuentra operando en forma automática y en condiciones normales. Requiere que al menos una unidad esté disponible para prestar el servicio vía AGC.
- Estado OFF: El programa se encuentra apagado y como consecuencia de aquello, no se realizan cálculos de control ni se envían setpoints a las unidades. Se trabaja con control manual.
- Estado MONITOR: Se realizan cálculos de control pero no se envían consignas a las unidades.

Por su parte, el AGC en estado ON puede presentar alguna anomalía, por lo que se definen los siguientes estados de acuerdo al funcionamiento correcto de la plataforma:

- Estado NORMAL: AGC se encuentra funcionando de forma normal enviando señales de control a las UG habilitadas.

- Estado PAUSED: AGC se encuentra activado pero sin envío de consigna a las unidades, producto de haber detectado anormalidad. Su restauración al estado ON es automática, siempre que se supere la anormalidad en un tiempo límite predefinido.
- Estado SUSPENDED: AGC se encuentra desactivado automáticamente por anormalidad en espera de condiciones para llevarlo nuevamente al estado ON si la anormalidad ya fue superada mediante una intervención manual que ejecuta el CDC.

Desde el punto de vista de las unidades, se definen los siguientes modos de operación, de acuerdo a que si la unidad se encuentra considerada para AGC:

- Modo Automático: La plataforma emite señales de control a la unidad, de acuerdo a los cálculos de aportes en regulación del ACE.
- Modo Manual: La plataforma no considera a la unidad generadora dentro del proceso AGC, por lo tanto, la potencia inyectada se encuentra determinada exclusivamente por la programación diaria.
- Modo FIXED: La potencia despachada por la unidad es un valor fijo ingresado por el operador del CDC.

Adicionalmente, la unidad puede estar configurada para que sea controlada tanto remotamente como localmente, por lo tanto se definen los siguientes estados de control:

- Estado Local: La unidad es comandada desde el operador de la planta en terreno.
- Estado Remoto: La unidad es controlada desde el CDC, mediante un tipo de control centralizado.

Finalmente, de acuerdo a la operación correcta de las unidades o bajo anomalías, se definen los siguientes estados:

- Normal: Unidad funciona normalmente bajo AGC.
- Pausado: Unidad operando bajo AGC registra anomalía, por lo que el AGC no envía consigna. Dicha condición se mantiene hasta que se supere la anomalía, momento por el cual la unidad pasa a condición normal y el AGC reactiva el envío de consignas en forma automática
- Suspendido: Unidad se mantuvo en condición PAUSED en un tiempo mayor a un límite predefinido y el AGC no considera esta unidad para el CSF, por lo que la reactivación de la unidad debe ser manual, posterior a la superación de la anomalía.
- *Not Tracking*: Unidad no es capaz de seguir la consigna de control que le envía el AGC conforme al desempeño esperado, por lo que el AGC no envía otra consigna, esperando su recuperación o cambiando su condición a SUSPENDED.

## 2.2.2. Esquema de control general del AGC

La operación del AGC se divide en tres componentes, las que en forma conjunta permiten que la plataforma realice las acciones de control adecuadas de acuerdo a los requerimientos del sistema. La figura 2.3 muestra esquemáticamente el funcionamiento del AGC con todos sus procesos, donde cada uno es descrito a continuación:

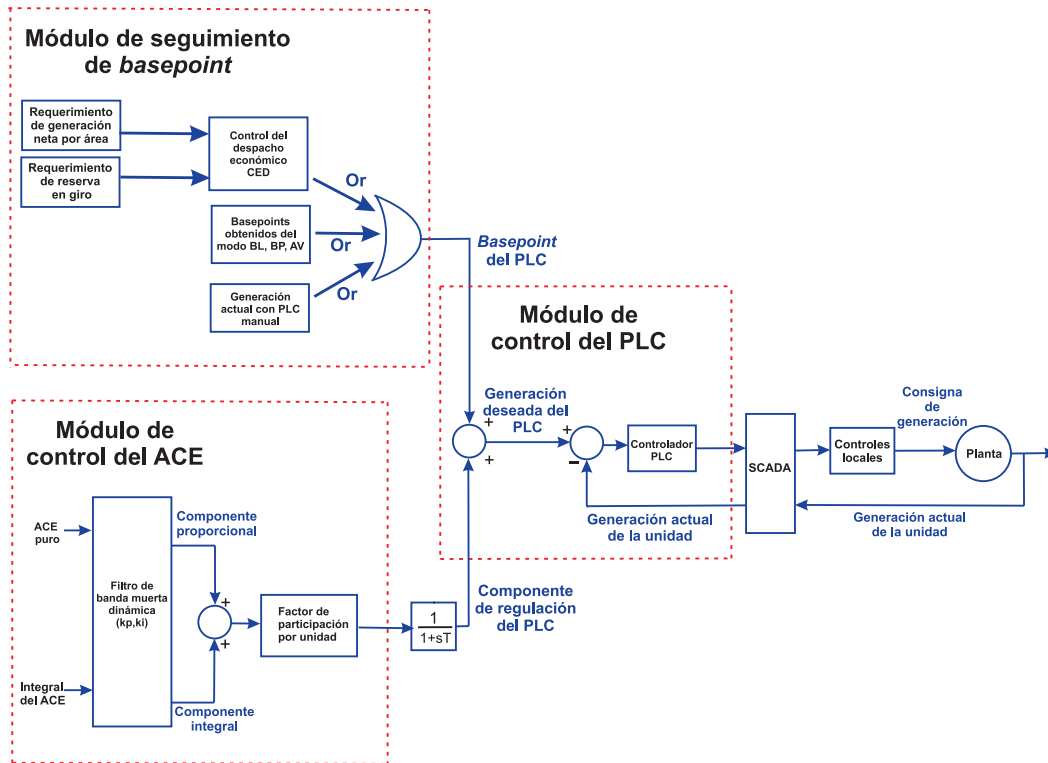


Figura 2.3: Esquema representativo del AGC otorgado por General Electric. Fuente: [2]

## 2.2.3. Modulo de control de área

El módulo de control de área determina los aportes en generación adicionales que debe entregar cada unidad generadora en AGC para suplir los requerimientos de frecuencia e intercambios del mismo. Estos requerimientos se ven reflejados en la variable sistémica *ACE*, el cual reúne las componentes de frecuencia e intercambio de acuerdo al modo de control que esté configurado el AGC, los que son descritos a continuación:

- *Constant Frequency Control* o CFC: AGC efectúa acciones de control a partir de las desviaciones solo de frecuencia, ignorando las desviaciones de intercambios netos del sistema.
- *Constant Net Interchanges Constant* o CNIT: AGC efectúa acciones de control a partir de desviaciones solo de intercambios netos, por lo que no toma en cuenta las desviaciones de frecuencia.
- *Tie Line Bias Control* o TLBC: AGC considera tanto las desviaciones de frecuencia como de intercambio para realizar las acciones de control correspondientes.

El ACE bruto entra a un lazo de control proporcional e integral, con el objetivo de calcular el valor de regulación total del sistema para AGC. Esta última variable se reparte en las unidades habilitadas en función de sus respectivos factores de participación, los cuales son determinados a partir de las tasas de subida y bajada de carga y la disponibilidad de la unidad en AGC. Un esquema detallado del módulo de control del ACE se despliega en la figura (2.6), donde se observan como entradas las señales de frecuencia e intercambios obtenidas del SCADA, y como salidas los aportes en regulación.

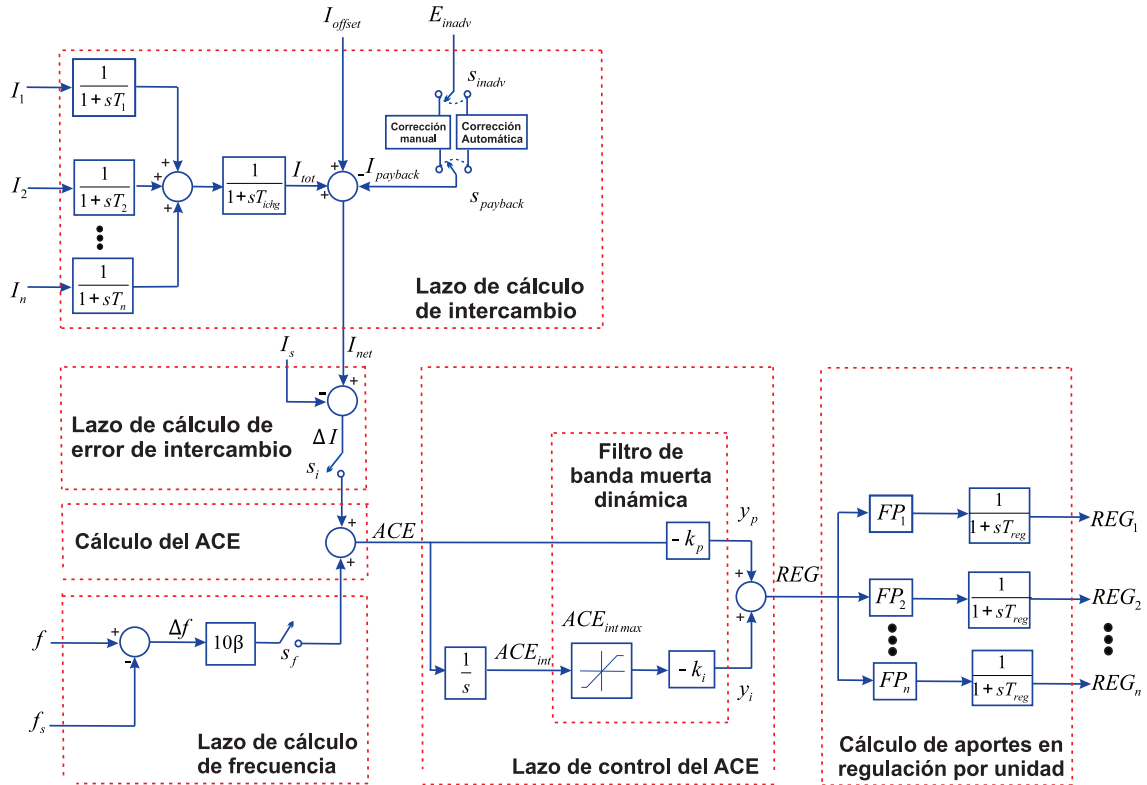


Figura 2.4: Esquema detallado del lazo de control de ACE.

A continuación se describen las principales etapas que componen la funcionalidad principal de este módulo.

### 2.2.3.a. Lazo de cálculo de intercambio

El objetivo de este lazo de control es determinar el intercambio neto del sistema que involucra el intercambio total actual  $I_{tot}$ , el intercambio proveniente de retornos inadvertidos  $I_{payback}$  y un ajuste de intercambio ingresado por el operador  $I_{offset}$ , mediante la relación (2.3).

$$I_{net} = I_{tot} + I_{payback} - I_{offset} \quad (2.3)$$

En una primera instancia, se adquieren del SCADA las señales de intercambio actuales que fluyen hacia todas las áreas vecinas, representadas por  $I_1, I_2, \dots, I_n$  y que, luego de ser filtradas para eliminar

componentes de alta frecuencia, son sumadas para obtener el intercambio total del sistema. El resultado anterior se complementa con el intercambio proveniente de los retornos inadvertidos ( $I_{payback}$ ), correspondiente a las devoluciones de energía entre dos áreas adyacentes por desviaciones no programadas en el intercambio de energía.

### 2.2.3.b. Lazo de cálculo del ACE bruto

Este lazo de control determina el ACE bruto del sistema a partir de la señal de frecuencia real, medida a través del SCADA, y de la señal de intercambio neto calculada en el lazo anterior. Para ello, se determina de manera simultánea los incrementos de intercambios y de frecuencia como la diferencia de sus valores actuales y sus valores programados, los cuales cada uno tiene incidencia en el AGC dependiendo del modo de control configurado (CFC, CNIC O TLBC). Estas variaciones aporta en el cálculo del ACE de acuerdo a lo descrito en (2.4):

$$ACE = 10\beta \Delta f s_f + \Delta I s_i \quad (2.4)$$

Donde:

- $ACE$  es el ACE bruto del sistema.
- $\Delta f = f - f_s$  es la variación de frecuencia  $f$  respecto a su valor programado  $f_s$ .
- $\Delta I = I_{net} - I_s$  es la variación de intercambio neto de potencia  $I_{net}$  respecto a su valor programado  $I_s$ .
- $\beta$  es el *bias* de frecuencia, que permite calcular el requerimiento de frecuencia del sistema en términos de potencia.
- $s_i$  es una variable binaria que activa o desactiva el control de intercambios en el AGC, el cual es 1 para el modo CNIC o TLBC y 0 para CFC.
- $s_f$  es una variable binaria que activa o desactiva el control de frecuencia en el AGC, el cual es 1 para el modo CFC o TLBC y 0 para CNIC.

### 2.2.3.c. Lazo de control del ACE

El valor del ACE determinado en el lazo anterior se integra y junto con su valor bruto, ingresan al filtro de banda muerta dinámica, el cual contiene una ganancia proporcional e integral,  $k_p$  y  $k_i$  respectivamente, que multiplican ambas señales de entrada para así determinar la regulación del ACE. La regulación del ACE posteriormente se repartirá en las unidades disponibles para CSF.

$$REG = k_p ACE + k_i \int ACE dt \quad (2.5)$$

Las constantes del filtro de banda muerta presentan diversos valores dependiendo del valor del ACE bruto que se tiene al momento de ser calculado. Para lo anterior, se definen las siguientes bandas de regulación, que son regiones acotadas donde se puede mover el ACE y que mantienen un valor constante de  $k_p$  y  $k_i$ .

- Banda muerta: No se toman acciones de control, por lo que  $k_p$  y  $k_i$  son cero. Se encuentra limitada por los parámetros  $ACE_{norm}$  y  $-ACE_{norm}$
- Región de regulación normal: Considera ambas ganancias, pero le da mayor importancia a la ganancia integral. Se encuentra limitada por los parámetros  $ACE_{ass}$  y  $-ACE_{ass}$
- Región de regulación asistida: Considera ambas ganancias, pero le da mayor importancia al valor proporcional. Se encuentra limitada por los parámetros  $ACE_{emg}$  y  $-ACE_{emg}$
- Región de regulación de emergencia: Le da en gran medida mayor importancia al valor proporcional del ACE. Se encuentra limitada por los parámetros  $ACE_{max}$  y  $-ACE_{max}$

Estas bandas de regulación se limitan por ciertos valores constantes de ACE, los cuales son definidos en la etapa de sintonización sistémica del AGC. Para el caso de la banda muerta, esta puede ser estática o dinámica; la banda muerta estática tiene valores limítrofes constantes, mientras que la banda muerta dinámica adecúa sus límites dependiendo del valor del ACE que se tenga en dicho instante. El valor de la banda muerta dinámica está definida por la siguiente expresión:

$$DACE_{db} = \begin{cases} ACE_{db} & \text{si } |ACE| \leq ACE_{db} \\ ACE_{db} + \frac{DT}{DT_{max}}(ACE_{emg} - ACE_{db}) & \text{si } |ACE| > ACE_{db} \end{cases} \quad (2.6)$$

Donde:

- $DACE_{db}$  es el valor de la banda muerta dinámica del ACE.
- $ACE_{emg}$  es el límite del ACE en región de emergencia.
- $ACE_{db}$  es el valor de la banda muerta estática.
- $DT_{max}$  es el tiempo que demora la banda muerta dinámica en pasar desde el valor de  $ACE_{emg}$  a  $ACE_{db}$  y viceversa.
- $DT$  se define como:

$$DT = \begin{cases} DT_{max} & \text{si } |ACE| \leq ACE_{db} \\ DT - t_{AGC_{nom}} & \text{si } |ACE| > ACE_{db} \end{cases} \quad (2.7)$$

Las expresiones anteriores indican que la banda muerta dinámica del ACE inmediatamente se iguala al valor del límite del ACE en región de emergencia  $ACE_{emg}$ , si el ACE se encuentra dentro de la banda muerta estática  $ACE_{db}$ , y comienza a decaer cuando el ACE supera la banda muerta estática, hasta alcanzar el valor de  $ACE_{db}$ .  $DT_{max}$  se calcula como  $k t_{AGC_{nom}}$ , donde  $t_{AGC_{nom}}$  es el tiempo que demora el AGC en ejecutar, es decir, 4 segundos.

### 2.2.3.d. Lazo de cálculo de aportes en regulación por unidad

El valor de  $REG$ , obtenido en la etapa anterior, es repartido en cada PLC de forma proporcional al factor de participación asociado a cada unidad. Así, los aportes de regulación por PLC,  $REG_i$ , se determinan a través de (2.8), donde  $FP_i$  son los factores de participación de las unidades habilitadas.

$$REG_i = REG FP_i \quad (2.8)$$

El factor de participación es un valor que puede ser ingresado manualmente o calculado por la plataforma. En caso de ser calculado, este queda determinado por las tasas de toma de carga de las unidades y sus respectivas prioridades de regulación, que es un indicador utilizado para clasificar las unidades en función de su importancia en la participación del AGC y que puede tomar valores naturales mayores o iguales a cero. El PLC de la unidad adquiere mayor importancia cuando la prioridad de regulación es igual a 1 y va disminuyendo gradualmente conforme al aumento de la prioridad. Si la prioridad de regulación es igual a cero, entonces la unidad no participa en el proceso de AGC. Cuando una unidad que se encuentra trabajando en AGC queda indisponible, inmediatamente ingresan al proceso las unidades con la siguiente prioridad, cuyos factores de participación se determinan a partir del remanente de regulación y de sus tasas de toma de carga.

A continuación se analizará el caso donde hay  $n$  unidades habilitadas, de las cuales a  $m$  se les ingresa el factor de participación de forma manual,  $h$  tienen prioridad igual a 1 y el resto tiene prioridad igual a 2. Entonces, el factor de participación de la unidad  $i$  con prioridad de regulación igual a 1 se calcula mediante la ecuación (2.9) y en caso que una máquina con prioridad 1 se encuentre indisponible, los factores de participación de las unidades con prioridad 2 se determinan a través de (2.10).

$$FP_i^{(1)} = \left(1 - \sum_{j=1}^m FP_j^{(man)}\right) \frac{TTC_i s_i}{\sum_{i=1}^h TTC_i s_i} \quad (2.9)$$

$$FP_k^{(2)} = \left(1 - \sum_{j=1}^m FP_j^{(man)} - \sum_{i=1}^h FP_i^{(1)}\right) \frac{TTC_k s_k}{\sum_{k=1}^{n-m-h} TTC_k s_k} \quad (2.10)$$

Donde:

- $FP_j^{(man)}$  es el factor de participación ingresado manualmente de la unidad  $j$ .
- $TTC_i$  y  $TTC_k$  es la tasa de subida/bajada de carga de la unidad  $i$  y  $k$ , respectivamente.
- $s_i$  y  $s_k$  es la disponibilidad de la unidad  $i$  y  $k$  para participar en AGC, respectivamente.

Para el caso particular en que todas las unidades habilitadas y disponibles para AGC tengan prioridad igual a 1 y sus factores de participación sean calculados automáticamente, estos son determinados a partir de la siguiente relación:

$$FP_i = \frac{TTC_i s_i}{\sum_{i=1}^n TTC_i s_i} \quad (2.11)$$

Donde  $n$  es el total de unidades disponibles para AGC. La disponibilidad de la unidad para participar en AGC es una variable binaria que toma el valor "1" si la unidad  $i$  se encuentra disponible para AGC, en caso contrario, toma el valor "0". Para que la unidad se encuentre disponible, se deben cumplir las siguientes condiciones:

- La unidad debe estar en modo automático (AUT).
- La unidad debe estar configurada en modo Remoto.
- La unidad debe tener prioridad de regulación distinto de cero.
- La unidad no debe sufrir ninguna anomalía, es decir, no debe estar pausada, suspendida o sin seguimiento (*not tracking*).

### 2.2.4. Módulo básico de seguimiento

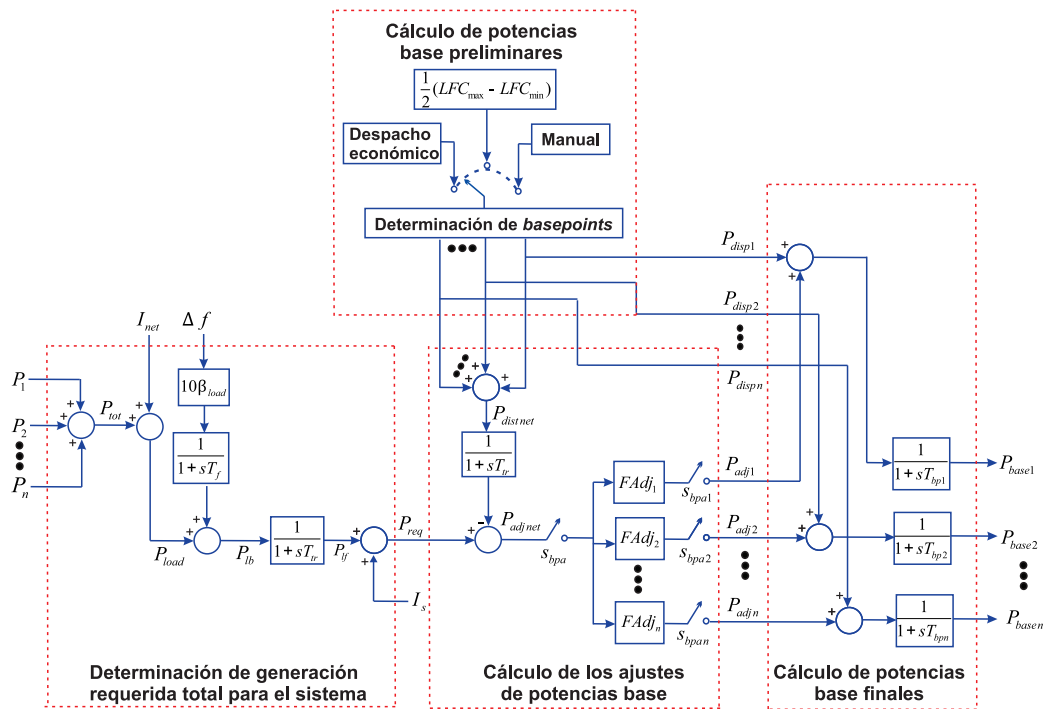


Figura 2.5: Lazo detallado del cálculo de potencias base a cada unidad despachada.

Este lazo de control permite determinar la potencia base o basepoint de cada unidad, el cual se obtiene a través del pre-despacho o despacho económico (ED). En el caso de calcular el punto base mediante ED, se determina la generación deseada para ED como la suma de la carga total filtrada y el intercambio neto menos la generación fija que no ha sido despachada. A partir de la generación

deseada para ED y junto con los requerimientos de reserva en giro, reserva operativa y factores de penalización de las unidades, se determina automáticamente los puntos bases de las unidades bajo la consigna de costo mínimo. A su vez, si la generación deseada no coincide con la suma de potencias despachadas, se determina un ajuste de punto base (basepoint adjustment) como la diferencia entre la generación deseada y la suma de las potencias bases de cada unidad, multiplicado por su respectivo factor de participación de la unidad. Esto se determina con el propósito de distribuir cualquier exceso de generación requerida.

Si se trabaja con el pre-despacho (Basepoint Schedule), el valor de la potencia base se determina de manera externa y es ingresada directamente al control del PLC de la unidad.

### 2.2.5. Módulo de control del PLC de la unidad

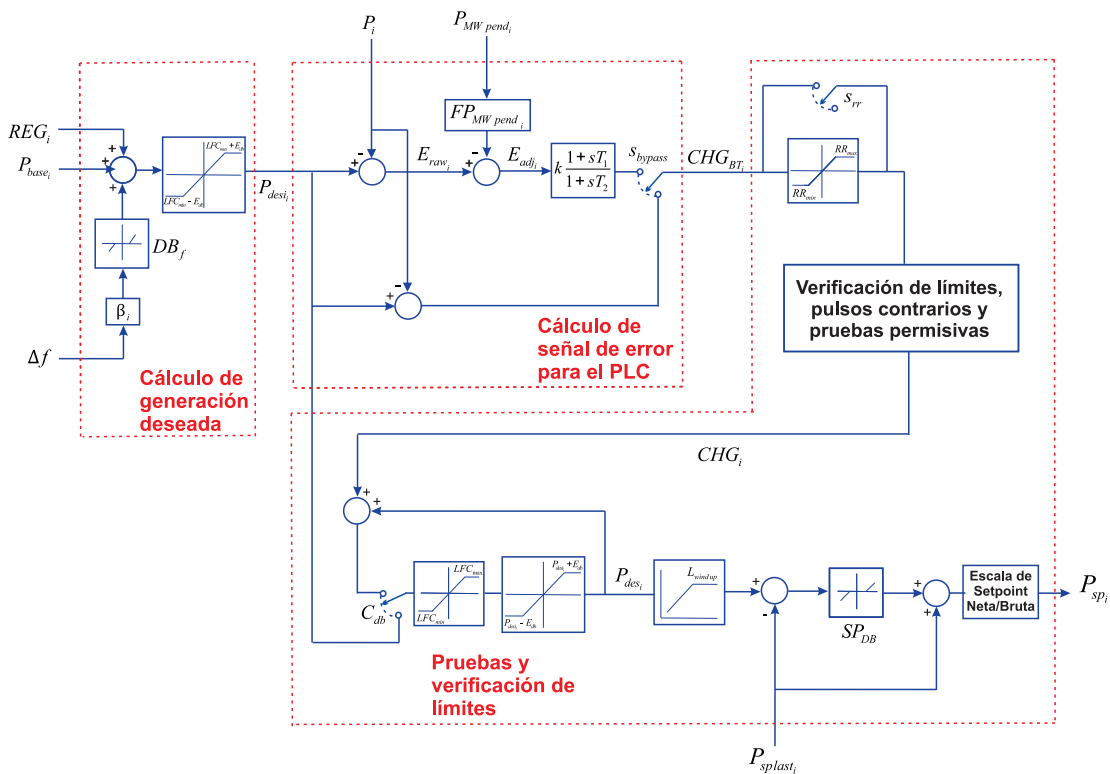


Figura 2.6: Esquema detallado del Lazo de control del PLC de la unidad.

La funcionalidad principal de esta etapa es generar la respuesta del PLC de cada unidad frente al envío de señales de control desde el AGC, que será enviada posteriormente a la unidad generadora. El control de la unidad consiste de un compensador lead-lag con lógica acumulativa y acción de control realimentada, al que además se agregan varias pruebas adicionales tales como pruebas de límites de unidad, pruebas de respuesta de seguimiento del PLC (tracking), pruebas de ACE permisivo, entre otras. El control del PLC se divide en las siguientes funciones:

### 2.2.5.a. Determinación de la generación deseada

Se calcula la generación deseada para el PLC de la unidad a través de la acción conjunta del punto base, el ajuste del punto base, la regulación del PLC y la acción modelada del regulador de velocidad, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$P_{desi} = P_{base_i} + REG_i + P_{Corr_{CPF}} \quad (2.12)$$

Donde:

- $P_{desi}$  es la generación deseada interna.
- $REG_i$  es la regulación calculada para el PLC, obtenida desde el lazo de control de área.
- $P_{Corr_{CPF}}$  es el factor de corrección de frecuencia que modela la acción del regulador de velocidad, determinado como:

$$P_{Corr_{CPF}} = -10\beta_i\Delta f \quad (2.13)$$

Donde  $\beta_i$  es el bias de frecuencia de la unidad y  $\Delta f$  es la desviación de frecuencia filtrada. El factor de corrección de frecuencia es ingresado para compensar la acción del AGC cuando hay desbalances de potencia por la acción de los reguladores de velocidad cuando participan en el control primario de frecuencia.

### 2.2.5.b. Cálculo de la señal de error para el PLC

A partir de la generación deseada  $P_{desi_i}$ , se determina en una primera instancia, el error bruto  $E_{raw_i}$  del PLC, como la diferencia entre la generación deseada  $P_{desi_i}$  y la generación actual  $P_i$  (ecuación (2.14)). A este valor posteriormente se le restan los MWs pendientes, los cuales se acumulan en acciones de control anteriores que no fueron considerados en la consigna enviada desde el AGC. Lo anterior queda expresado en la ecuación (2.15), donde los MWs pendientes son ponderados por un factor de peso propio de cada PLC.

$$E_{raw_i} = P_{desi_i} - P_i \quad (2.14)$$

$$E_{adj_i} = E_{raw_i} - FP_{pend}P_{MWpend} \quad (2.15)$$

Los MW pendientes se usan para reducir el sobre impulso de los controles cuando se envían a las unidades lentas en responder, incluso si la ganancia es grande. Estos MW se reducen luego de pasar un tiempo  $t_{MWPend}$  determinado como:

$$t_{MWPend} = \tau_{reg} \frac{t_{dec}}{100} + t_{lstp} \quad (2.16)$$

Donde  $\tau_{reg}$  es el tiempo de respuesta de la unidad,  $t_{dec}$  es el tiempo de decremento que se encuentra en función del tiempo de regulación de la unidad y  $t_{lstp}$  es el tiempo del último control enviado al PLC.

El error ajustado obtenido recientemente pasa por un compensador lead-lag, que consiste esencialmente en un controlador PID (proporcional-integral-derivativo) capaz de lograr una señal de control adecuada para el PLC. La ganancia del controlador hace que la respuesta de la unidad sean significativa frente al envío de la consigna sin generar grandes sobresaltos, mientras que la componente integral (lag) permite reducir el error del PLC en estado estacionario, logrando un óptimo tiempo de establecimiento, y finalmente la componente derivativa (lead) entrega un efecto amortiguador a la salida del compensador, reduciendo el tiempo de salida en la medida que el cero del controlador aumenta.

El control *lead-lag* se divide en dos estados separados por un punto de quiebre, conocido como *knee point*. Cuando el error ajustado es menor que el *knee point*, la ganancia del compensador será una constante  $k_1$ , mientras que en caso contrario, será una ganancia  $k_2$ . En el caso que el error ajustado sea menor que la banda muerta de error del PLC, no se emitirán señales de control distintas a la enviada en el instante anterior. El programa del AGC dispone de una opción para habilitar/deshabilitar el compensador para un PLC tipo consigna, en cuyo caso, el cambio de MW en cada ciclo corresponde a la diferencia entre la generación enviada y la consigna.

### 2.2.5.c. Pruebas y verificación de límites

La señal a la salida del compensador *lead-lag* se identifica como cambio de consigna previo a pruebas  $CHG_{BT_i}$ , la cual debe pasar por diversas pruebas antes de ser enviada a la UG. Las pruebas más importantes que involucran señales de control tipo consigna son las siguientes:

- Prueba de rechazo de ruido: Esta prueba se realiza para prevenir acciones de control por efectos de ruido cíclico, utilizando un temporizador de rechazo de ruido.
- Prueba de límite de velocidad: Mediante esta prueba, se determina el máximo rango en MW que el PLC permite incrementar o reducir en cada ciclo del AGC. Este rango es una función de las velocidades de respuesta y zonas prohibidas del PLC.
- Pruebas de límites de generación de unidades: Si la suma entre la generación actual del PLC y la señal de cambio es mayor que el valor máximo que puede aportar la unidad para AGC, conocido como límite  $LFC_{max}$  (*Load Frequency Control*), se restringe el cambio de la señal al valor igual a la diferencia entre el LFC máximo y la generación actual. De la misma manera, si el suma entre la generación actual y el cambio de la señal es menor que el valor mínimo que puede aportar la unidad para AGC, conocido como límite  $LFC_{min}$ , y adicionalmente el cambio de la señal es negativo, entonces el cambio se restringe a la diferencia entre el mínimo LFC y la generación actual del PLC.

- Prueba de la banda muerta del cambio de la señal: El cambio de la señal de control debe ser superior a su banda muerta. Si el cambio de la señal está dentro de la banda muerta del cambio de la señal, el cambio de la señal se ajusta a cero.
- Límites *Wind Up*: El cambio de consigna se debe restringir a los límites *Wind Up*, correspondientes a los límites en MW de la señal de cambio. La diferencia entre la generación actual y la consigna enviada debe ser menor al límite windup en la dirección correspondiente, para que esta sea permitida.
- Prueba de cruce por cero del ACE: Si el valor absoluto del ACE es mayor al nivel permisivo del ACE o si el ACE está en emergencia debido a la lógica de cruce por cero, se verifica la dirección de la señal de control. Si el ACE y el cambio de la señal tienen el mismo signo, el cambio se ajusta a cero.
- Prueba de *Not Tracking*: Esta prueba consiste en verificar que la unidad está inyectando o "siguiendo" la consigna enviada por el AGC. Para ello, se compara la señal de cambio con un umbral de *Not Tracking*. Si el error es mayor al umbral por un tiempo definido, se realiza una prueba para verificar si la potencia inyectada por la unidad se está acercando a su consigna. Mientras dura esta prueba, las unidades que sean consideradas *Not Tracking* son suspendidas dependiendo de la decisión del despachador.
- Verificación de zonas prohibidas: El error de control del PLC debe tener en cuenta las zonas prohibidas de la unidad. El AGC no envía consignas que originen la operación de las unidades en zonas prohibidas a menos que las consignas correspondientes permita el cruce completo de la zona prohibida.

Una vez que la consigna pasa por todas estas pruebas, es enviada a la unidad generadora, esperándose que esta responda con una inyección similar a la indicada por la señal de control.

### 2.2.6. Uso de filtros

El AGC dispone de filtros pasa bajo en las diferentes etapas del funcionamiento para eliminar componentes de alta frecuencia de señales que usualmente son el resultado de ruidos y otras fluctuaciones aleatorias. A continuación, se describen todos los filtros presentes en la plataforma AGC:

- Filtro de frecuencia: Este filtro actúa sobre la desviación de frecuencia actual respecto al valor nominal para suavizar los cambios de frecuencia del sistema, Las perturbaciones de frecuencia son inicialmente producidas por la acción de los reguladores de velocidad durante tiempos del orden de segundos.
- Filtro de seguimiento: Este filtro actúa sobre la carga del sistema, es decir, es utilizado para reducir los peaks de carga.

- Filtro de realimentación del setpoint: Este filtro actúa sobre el error entre la generación actual y la realimentación del setpoint (setpoint feedback).
- Filtro de regulación: Actúa sobre el ACE del sistema. Este filtro permite eliminar las componentes de alta frecuencia de las componentes de regulación del PLC. La constante de tiempo debe ser lo suficientemente pequeña para perseguir los cambios del ACE y suficientemente grande para eliminar variables transitorias.
- Filtro de error por not tracking: Actúa sobre el error que define el not tracking de la unidad o grupo de unidades a las consignas enviadas.

### **2.3. Sistema SCADA y esquemas de comunicación del AGC**

El término SCADA es el acrónimo de *Supervisory Control and Data Acquisition*, que corresponde a una combinación de telemetría y adquisición de datos de un sistema cualquiera. El SCADA abarca la recolección de información mediante las unidades terminales remotas (o RTU por sus siglas en inglés), transfiriéndola a una unidad central que procesa y analiza dicha información para ser mostrada en pantalla a un operador y en base a lo observado, se toman diversas acciones de control [11]. Con ello, los sistemas SCADA permiten implementar lógicas de control más eficientes y así, mejorar la seguridad de las plantas y reducir los costos de operación, en base a la gestión en tiempo real de los datos en un proceso productivo que proveen.

#### **2.3.1. Componentes de un sistema SCADA**

En términos generales, un sistema SCADA está compuesto por los siguientes elementos, los cuales se identifican en la figura 2.7:

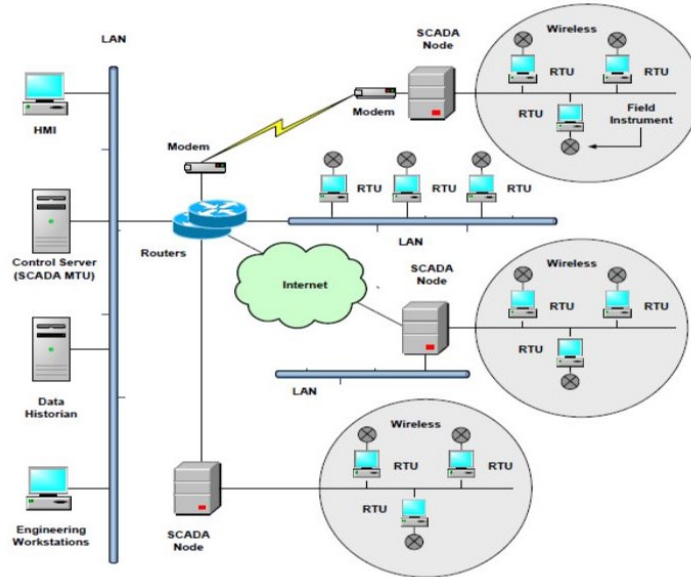


Figura 2.7: Arquitectura general de un sistema SCADA

- **Operador:** Es la persona que monitorea en forma remota la operación de una planta y ejecuta funciones de control supervisor.
- **Interfaz hombre-máquina:** Es un *software* encargado de interactuar con el operador del sistema, entregando la información y variables de control mediante gráficos, esquemas, pantallas y menús.
- **Unidad Terminal Maestra (MTU):** Corresponde a la unidad central en una arquitectura maestro/esclavo. La MTU entrega los datos al Operador mediante el software HMI, reúne la información de las unidades remotas y transmite las señales de control a los sitios lejanos.
- **Medios de comunicación:** Corresponden a los canales de comunicación entre la MTU y los dispositivos remotos. Estos pueden implementarse sobre redes cableadas, fibra óptica, enlaces inalámbricos, líneas telefónicas, enlaces de radio y microondas, enlaces satelitales e internet.
- **Unidad Terminal Remota (RTU):** Es el esclavo en una arquitectura maestro/esclavo. Las RTUs envían las señales de control a los actuadores, recibe las señales de los sensores y adicionalmente, recolecta la información de estos dispositivos y transmite los datos a la MTU. Los dispositivos más utilizados de RTU son los equipos IED y PLC.

### 2.3.2. Software de un sistema SCADA

El sistema SCADA cuenta con un *software* principal que es el núcleo o *Core* Correspondiente a un paquete estándar de *softwares* configurado dentro de un sistema característico. El *software* principal debe realizar las siguientes tareas para un correcto funcionamiento:

- Entrada y salida: Es la interfaz entre los sistemas de control y monitoreo, y la planta.
- Alarmas: Gestiona las alarmas a través del monitoreo de valores y umbrales o límites.
- Trends: Recolecta datos para el monitoreo a lo largo del tiempo.
- Reportes: Genera reportes a partir de la información obtenida desde la planta. Estos reportes pueden ser periódicos, activados por el operador o generados a partir de alguna contingencia.
- Visualización: Permite al operador, observar los datos monitoreados y acciones de control realizadas, mediante herramientas gráficas, entre otros.

Por su parte, el *software* principal está compuesto por los siguientes módulos, los cuales de forma conjunta, realizan las tareas recientemente mencionadas:

- Módulo de adquisición de datos: Tiene la función de incorporar, analizar y procesar los datos en tiempo real enviados desde las distintas RTUs a la unidad central. Dicha información es comparada con los umbrales predefinidos, de manera tal de accionar las alarmas correspondientes cuando se superan los límites configurados.
- Módulo de control: Manda las señales de control desde la MTU hacia las RTUs incorporadas. Las acciones de control pueden ser enviadas manualmente, mediante actuación del operador, o automáticamente.
- Módulo de almacenamiento de datos: Consiste en almacenar datos en tiempo real con el propósito de ser consultados en un futuro para generar reportes, estudios de tendencias y localizar posibles fallas.
- Módulo de interfaz Hombre-Máquina: Tal como se explicó anteriormente, consiste en la interfaz que permite al operador interactuar con el sistema de control supervisor. Esta interfaz se compone de una pantalla con información desplegada en término de datos numéricos, texto o gráficas representativas. En general, la interfaz cuenta con distintos niveles para la visualización de la operación de la planta en tiempo real, en donde el primer nivel consiste en una visión general de la planta, mientras que los niveles siguientes, se muestra un detalle de los subprocesos que conforman el sistema de control monitoreado.

Adicionalmente, el SCADA debe tener un sistema operativo que es la interfaz entre el *hardware* y los demás *software* de la MTU, siendo el responsable de realizar la gestión y coordinación de los recursos de *hardware* para que se ejecuten las aplicaciones presentes. El sistema operativo debe presentar características de estabilidad y confiabilidad que aseguren un mejor desempeño y cumplimiento de los requerimientos funcionales de la plataforma.

### 2.3.3. Esquema de comunicación del AGC

El sistema de comunicación de la plataforma AGC, encargado del correcto envío de las señales desde el módulo hasta los PLCs de las unidades generadoras, se divide en tres componentes, los que son explicados a continuación. La figura 2.8 muestra de forma esquemática las diferentes componentes que posee el lazo de comunicación entre el CDC y las unidades remotas, las cuales se describen a continuación:

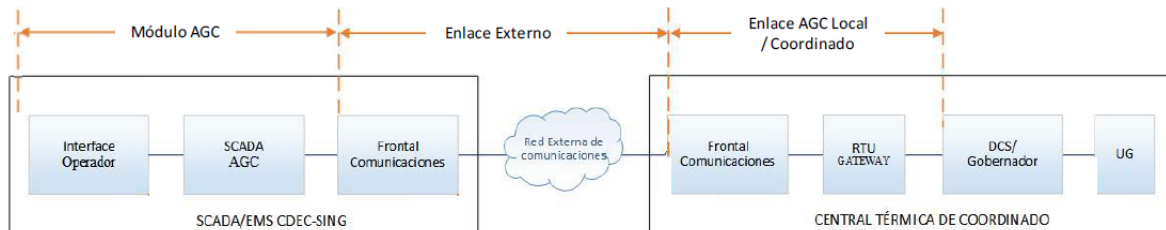


Figura 2.8: Enlace de comunicación de la plataforma AGC. Fuente: [3].

El Enlace Externo corresponde al tramo del sistema de comunicaciones y control desde el frontal de comunicaciones del Coordinador hasta antes del equipo de comunicaciones asociado a cada unidad generadora, a través del cual se realiza la telemedida y el envío de señales de control. Mediante el Enlace externo, se hace posible el acceso a la información de campo relacionada con la operación en tiempo real del AGC, además del transporte las señales de consigna del AGC a las unidades habilitadas y seleccionadas para el control de frecuencia [3].

El Enlace Local/Coordinado corresponde al tramo del sistema de comunicaciones y control desde el equipo de comunicaciones asociada a cada unidad generadora (Unidad Remota o RTU) hasta antes del gobernador de la unidad o sistema DCS. Su principal función es la adquisición en tiempo real de las variables requeridas por la plataforma del AGC y la recepción de consignas de potencia por parte de los sistemas de control o controladores de la planta, los cuales pueden tener el control de una o más componentes de una unidad [3].

## 2.4. Historización de variables para la plataforma AGC

Las variables historizadas son aquellas variables de interés que se van registrando durante la operación del AGC en tiempo real, con el objetivo de realizar un posterior análisis del desempeño del AGC, generar reportes o localizar fallas. Dichas variables son calculadas por la plataforma AGC en base a los valores las señales requeridas por el módulo para la regulación secundaria de frecuencia.

Las variables historizadas son guardadas en la aplicación *e-terraarchive*, que es una plataforma de almacenamiento de información destinada a guardar datos históricos provenientes de la plataforma

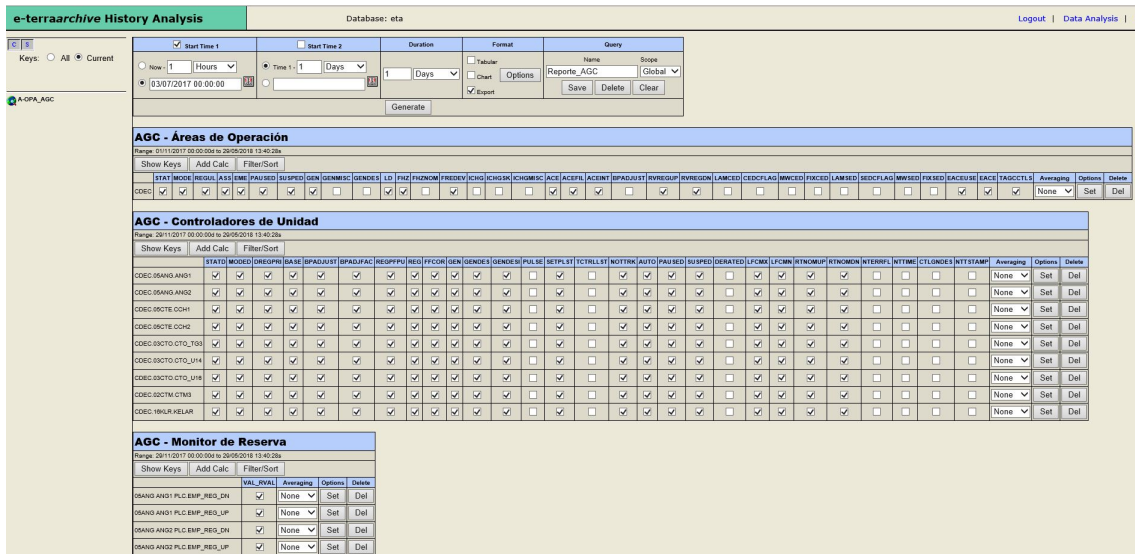


Figura 2.9: Interfaz web donde se alojan las variables historizadas del AGC.

AGC y SCADA, el cual incluye también una interfaz web con el motivo de observar los datos que se están registrando, permitiendo así realizar consultas, tabular, graficar y exportar información de las distintas variables, a nivel sistémico y de PLC/unidades, durante un periodo determinado. En esta interfaz web también se puede acceder a las señales adquiridas por el AGC remotamente mediante las RTU de cada unidad. La figura 2.9 muestra la interfaz web de la aplicación *e-terraarchive* donde son consultadas las variables historizadas.

La totalidad de variables historizadas se encuentran descritas en el Anexo 7.4, donde cada una de ellas servirán como muestra de estudio para la realización del desempeño de la plataforma.

### 2.4.1. Calidad de las señales adquiridas remotamente

El indicador que describe si una señal está llegando de manera correcta y con un grado de confiabilidad aceptable es la calidad de la señal, la cual se clasifica en:

- **GOOD:** La señal está llegando con buena calidad.
- **SUSPECT:** La señal está llegando con calidad sospechosa, debido a que tiene una mala recepción, hay fallas de telemetría, es sospechosa remotamente, está sobre el rango habitual, entre otros.
- **GARBAGE:** La señal está llegando con mala calidad. Esto se puede dar debido a que la señal es antigua, no ha sido inicializada, hay fallas en la telemetría, esta sobre el rango esperado, no es razonable, entre otros.
- **BYPASSED:** La señal se encuentra actualmente siendo ignorada por SCADA.

- REPLACED: La señal se encuentra reemplazada manualmente por un valor ingresado por el operador.

Es importante, por lo tanto, monitorear constantemente la calidad de la información contenida en estas señales y buscar una solución a aquellas que presenta una calidad SUSPECT o GARBAGE. En el anexo 7.3 se mencionan las señales que adquiere la plataforma para enviar las consignas correctas.

# Capítulo 3

## Antecedentes generales

En esta sección se describen los principales antecedentes que deben ser considerados para realizar una correcta implementación del AGC, los cuales determinan los requerimientos que deben cumplirse en el sistema y en las unidades habilitadas con el propósito de lograr un eficiente CSF. En base a estos antecedentes, se confecciona un programa de implementación que seguirá el CDEC-SING para cumplir el propósito anterior. Cabe destacar que el programa de implementación del AGC surge en Septiembre de 2013, por lo que los antecedentes del SING se ajustan a dicha fecha.

### 3.1. Características técnicas y operacionales del SING

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se extiende desde la región de Arica y Parinacota hasta la región de Antofagasta, abarcando una superficie de  $185.452 \text{ km}^2$  de mar a cordillera y siendo este uno de los principales sistemas eléctricos de Chile, previo a la interconexión con el Sistema Interconectado Central (SIC). El SING es un sistema eminentemente térmico, debido a que el 100 % de los generadores convencionales trabajan con tecnología del tipo termoeléctrica, no obstante, durante los últimos años ha ingresado una gran cantidad de unidades ERNC (principalmente solar y eólica). Los consumos del SING son principalmente mineros, por lo que no generan gran variabilidad de demanda (a diferencia del SIC cuyos consumos varían dentro del día), sin embargo, existen variaciones producto de los elementos no lineales que poseen dichas cargas. Los consumos son alimentados desde las centrales generadoras mediante líneas de transmisión que van desde los 0,4 kV a 345 kV, pasando por subestaciones transformadoras intermedias tales como Crucero, Encuentro y Kapatur.

Cabe destacar que el SING se encuentra interconectado con el Sistema Argentino de Interconexión (en adelante SADI), mediante una línea en 345 kV que conecta las subestaciones de Andes y Salta. Posteriormente, en noviembre del 2017 se efectuó la interconexión de los sistemas SIC y SING mediante una línea de doble circuito en 500 kV que une las subestaciones Kapatur (del SING) y Cardones (del SIC).

### 3.1.1. Generación

#### 3.1.1.a. Parque de generación convencional

Dadas las condiciones climáticas que presenta en el norte grande del país, la generación convencional del SING se compone casi exclusivamente por centrales térmicas, clasificadas según el tipo de combustible y turbinas que emplean. De la totalidad de unidades convencionales del sistema, las más utilizadas son las del tipo carbón y gas natural, las cuales en conjunto representan sobre un 90 % de la generación convencional desde el 2014 hasta la fecha, tal como se observa en la figura . A modo de ejemplo, se presentan las gráficas y correspondientes a los porcentajes de generación convencional por combustible para los años 2013 y 2017. En ellos, se observa que las unidades tipo carbón aumentan desde un 39,72 % a un 42,98 %, mientras que las unidades tipo GNL aumentan desde un 46,02 % a un 51,6 %, ambos a costa de una disminución del resto de los combustibles.

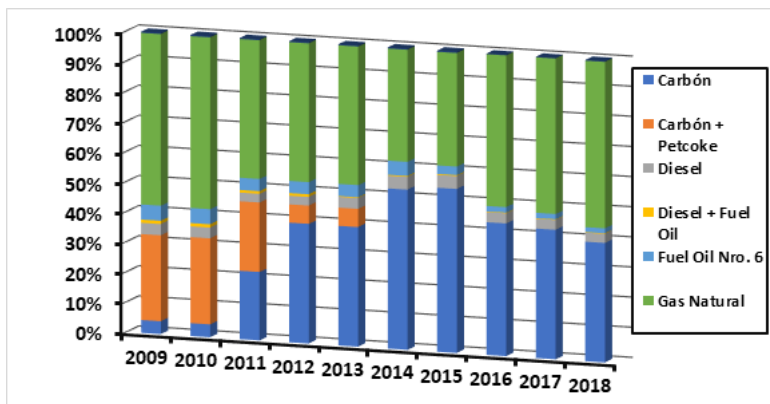
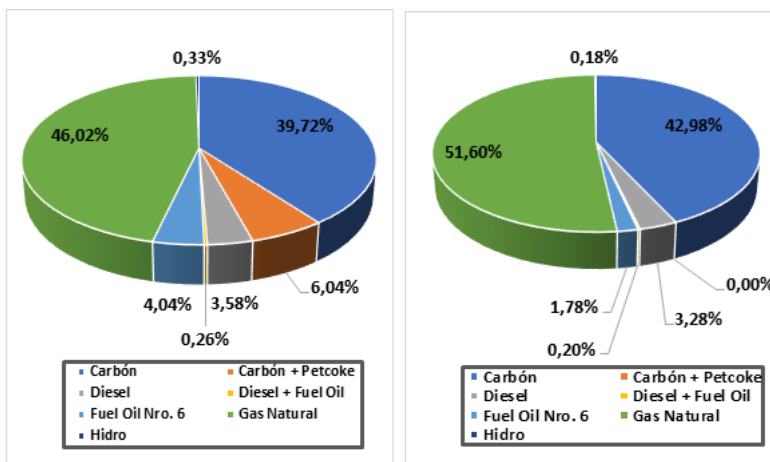


Figura 3.1: Capacidad instalada en el SING de origen térmico. Fuente: CDEC-SING



(a) Año 2013

(b) Año 2017

Figura 3.2: Capacidad instalada en el SING de origen térmico, para dos años distintos. Fuente: CDEC-SING

Las unidades tipo térmicas se caracterizan por ser unidades poco flexibles para enfrentar demanda o generación variable debido a su bajo rango de regulación, bajas rampas de generación y tiempos de encendido/apagado de larga duración [12]. Estos aspectos traen un gran desafío en el control de frecuencia, el cual será un antecedente importante al momento de evaluar la implementación del AGC.

#### 3.1.1.b. Parque de generación renovable

Pese a que la generación del SING está compuesta mayoritariamente por unidades térmicas, durante los últimos años ha ingresado una cantidad considerable de unidades tipo ERNC, principalmente con tecnología eólica y solar. De acuerdo con la figura , la capacidad energética proveniente de ERNC aumenta desde un 0 % en el 2012 a un 12 % al año 2018, donde un corresponde a generación solar y un a generación eólica. A modo de ejemplo, se presentan los gráficos de las figuras y , donde se muestran las proporciones de unidades ERNC respecto a la capacidad total instalada en el SING, para los años 2013 y 2017.

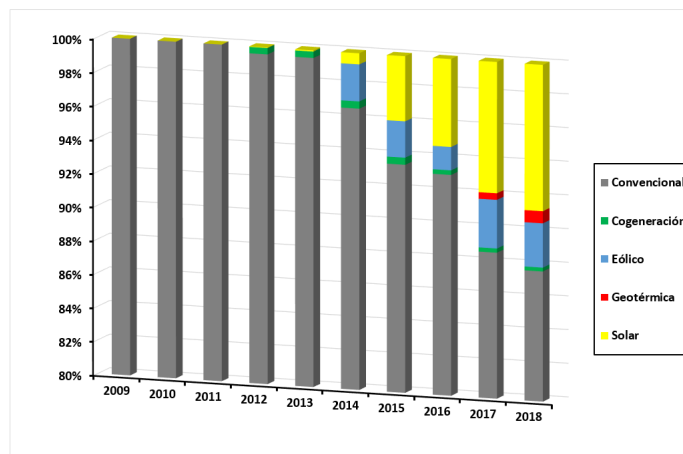


Figura 3.3: Capacidad instalada en el SING de origen renovable. Fuente:CDEC-SING

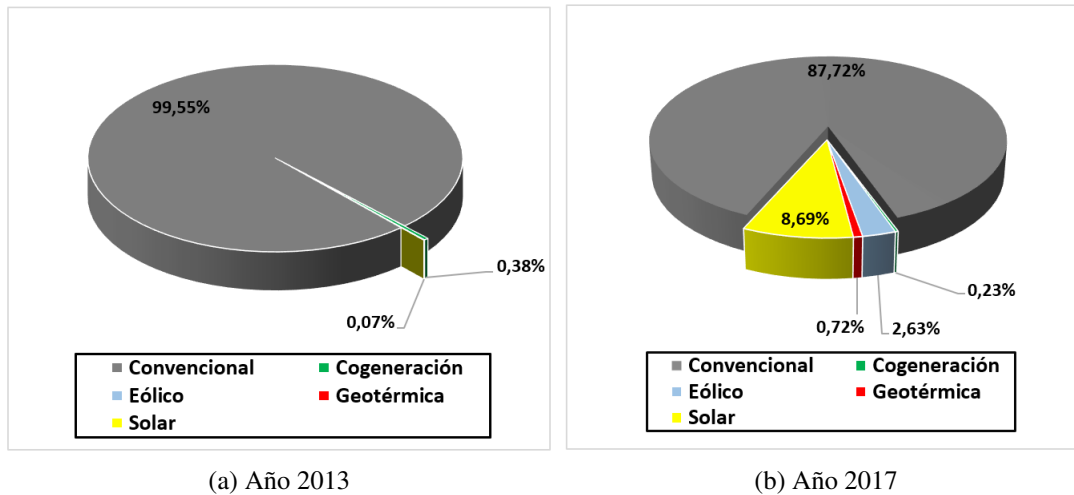


Figura 3.4: Capacidad instalada en el SING de origen renovable, para dos años distintos. Fuente: CDEC-SING

La presencia de unidades del tipo ERNC incluyen una variabilidad adicional en la generación del sistema, implicando variaciones en la frecuencia producto de intermitencias de las fuentes de energía respectivas. Esto trae consigo una restricción adicional en el control de frecuencia, haciéndose impracticable el control de frecuencia manual [12].

### 3.1.2. Demanda

Tal como se mencionó anteriormente, la demanda del SING está constituida mayoritariamente por consumos industriales, existiendo una predominancia de los clientes libres por sobre clientes regulados (ver figura 3.5a). Si embargo, la demanda presenta variabilidad durante el día, observándose zonas de alta y baja demanda, tal como se muestra en las curvas de la figura 3.5b. Estas variaciones se acentúan cuando las unidades ERNCS son despachadas.

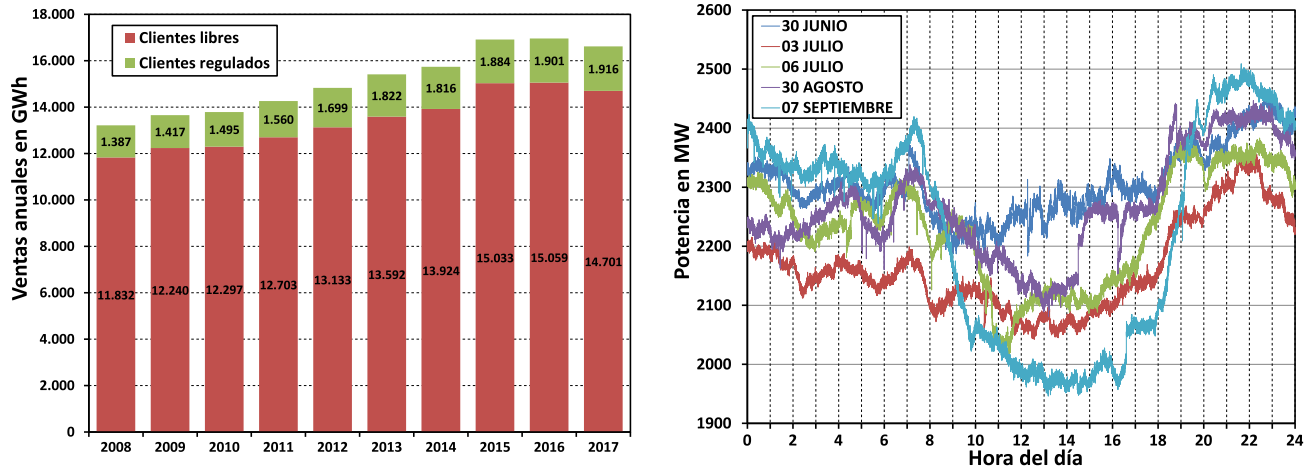


Figura 3.5: Venta de energía y curvas de demanda del SING

Un aspecto importante a estudiar en la demanda del SING, es la tasa de variación que presenta en condiciones de operación normal. Para ello, se tomó la información de la demanda del SING desde el 01 de enero de 2012 hasta el 31 de diciembre de 2012, con un periodo de muestreo de un minuto y eliminando los periodos donde ocurrieron contingencias en el sistema y fallas en la medición del SCADA. Luego, la tasa de variación de demanda en un periodo  $i$  se determina mediante:

$$TVD = \frac{D_{i+1} - D_i}{\Delta t} \quad (3.1)$$

Donde  $D_i$  y  $D_{i+1}$  son las demandas entre dos instantes consecutivos y  $\Delta t$  equivale a un minuto. Con ello, se confecciona el histograma de la figura 3.6, que muestra los rangos de tasas de variación de demanda presentes en un cierto porcentaje de tiempo. Del estudio realizado, es posible notar que existe un porcentaje mayor a un 30 % del tiempo con variaciones menores o iguales a 2 MW/min, no obstante, aproximadamente el 3 % del tiempo la tasa de variación de la demanda es superior a 11,63 MW/min, valor superior a la tasa de toma de carga de la mayor parte del parque generador del SING. Esto implica que en un 3 % del tiempo en el año, no exista regulación suficiente por parte de las centrales del SING para controlar la frecuencia de forma adecuada.

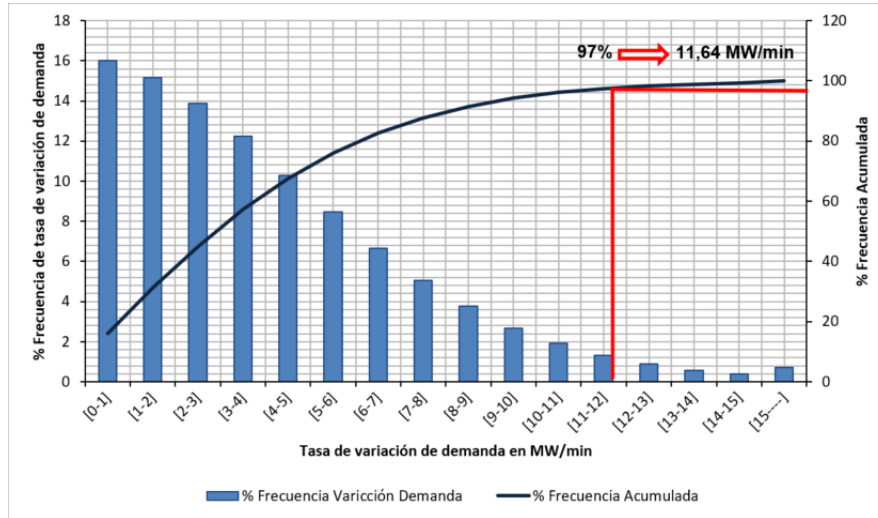


Figura 3.6: Tasa de variación de demanda del SING. Fuente: [4]

### 3.1.3. Determinación del BIAS del SING

Un aspecto importante a evaluar en la implementación del AGC, es determinar el valor del factor BIAS, debido a que este será predominante en la respuesta que tendrá el AGC ante una desviación de frecuencia. Tal como se mencionó previamente, el error de control de área (ACE en MW) se calcula multiplicando el factor BIAS ( $\beta$  en MW/0.1Hz) y la desviación de frecuencia ( $\Delta f$  en Hz) de acuerdo a la siguiente relación:

$$ACE = -10\beta\Delta f \quad (3.2)$$

El ajuste del factor BIAS repercute directamente en la calidad del control de frecuencia logrado, pues valores muy bajos del BIAS podrían ocasionar sub-actuación de la respuesta (menor potencia inyectada), mientras que valores muy altos podrían ocasionar una sobre-actuación de la respuesta (mayor potencia inyectada). A continuación se indica el método de cálculo del factor BIAS del SING:

- Como primer ajuste, el BIAS debe ser lo más cercano posible a la Característica Natural del Sistema (SRC), la cual representa la combinación de la respuesta del sistema en regulación y carga ante desviaciones de frecuencia. Matemáticamente esta respuesta natural del sistema se expresa mediante la relación 3.3:

$$SCR = \frac{1}{R_{eq}} + D = \frac{-\Delta P_L}{\Delta f_{ss}} \quad (3.3)$$

Cabe destacar que este método permite calcular la constante BIAS para distintos escenarios de generación y ante distintas desconexiones que no hayan implicado la operación de EDAC por sub-frecuencia, obteniéndose así un rango donde se pueda mover la constantes. Bajo esta premisa, se consideraron 12 eventos de pérdida de generación, cuyos valores de BIAS calculados se despliegan en la gráfica de la figura 3.7.

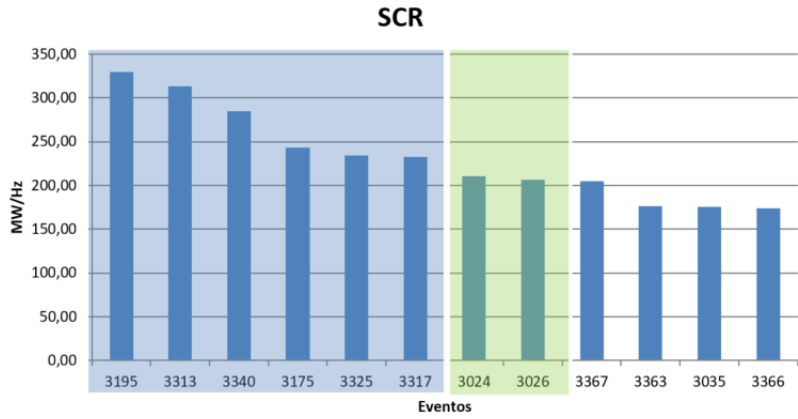


Figura 3.7: Característica natural del sistema determinada para distintos eventos de pérdida de generación. Fuente: [4]

A partir de la gráfica anterior, se observan tres rangos de BIAS. El rango designado en azul, es aquel que obtuvo los mayores SCR del sistema, donde se encuentra despachada la U16. Para el intervalo designado en verde, los SCR van desde los 206 a 210 [MW/Hz], donde no estuvo disponible la unidad U16 pero si estuvo despachada la unidad CTM3. Finalmente, en el intervalo sin pintar, se obtienen los menores SCR, donde no se encuentra despachada la unidad U16 ni CTM3.

- Un ajuste más fino del BIAS consiste en determinar la pendiente de caída de la frecuencia para diferentes fallas ocurridas en un cierto periodo de tiempo y donde no hubo operación del EDAC. Con ello, el BIAS de frecuencia se obtiene, para cada caso, mediante la relación 3.4, donde  $P_{dem}$  y  $P_{gen}$  es la demanda y generación del sistema, respectivamente, mientras que  $f_{in}$  y  $f_{fin}$  son las frecuencias previa y posterior a la falla. Para el caso del SING, se tomaron 80 muestras, obteniéndose así distintos BIAS representados en los puntos del gráfico de la figura 3.8. Al linealizar la muestra de puntos, se observa que el BIAS de frecuencia se mantiene aproximadamente constante en 18 MW/0.1Hz.

$$\beta = \frac{P_{dem} - P_{gen}}{f_{fin} - f_{in}} \quad (3.4)$$

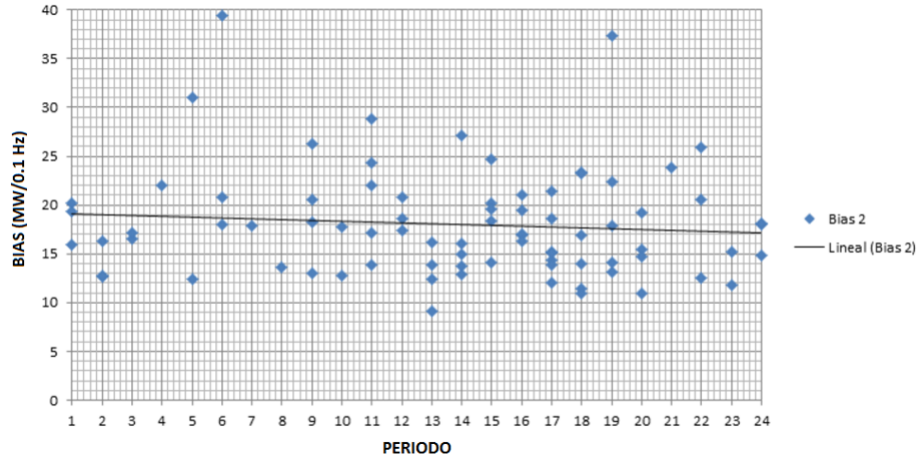


Figura 3.8: Muestreo de puntos del BIAS determinados para 80 fallas en el sistema. Fuente: [4]

### 3.1.4. Desempeño del control de frecuencia manual

Previo a la implementación del AGC en el SING, se realiza un análisis del desempeño del CPF y CSF, con el motivo de justificar la necesidad de un control secundario de forma automática. El CPF se evaluará mediante la observación de la respuesta observada en unidades generadoras del SING, para eventos que involucran una condición de subfrecuencia por la disminución abrupta de generación en el sistema. Por su parte, el CSF manual se analizará mediante la revisión de las características de regulación de las unidades del SING

#### 3.1.4.a. Desempeño del CPF

La evaluación del CPF previo al AGC consistió en analizar la respuesta del control primario de las unidades en los distintos eventos de subfrecuencia ocurridos en el año 2012, verificando que la unidad aumente su potencia al ser requerida para CPF y que esa respuesta no dependa del nivel de despacho. En general, se observó un desempeño deficiente del control primario, puesto que en la gran mayoría de unidades la potencia requerida para CPF superaba la reserva primaria y variaba de acuerdo a la potencia despachada por la unidad.

El análisis anterior es una de las tantas razones que justifican la implementación de un AGC, debido a que este puede suplir de forma automática las desviaciones de frecuencia que no lo hace el control primario y de esta forma, mantener la calidad y seguridad del servicio eléctrico.

#### 3.1.4.b. Desempeño del CSF

El presente análisis consiste en verificar si el CSF está funcionando apropiadamente o está teniendo falencias, para lo cual resultaría ser otra justificación para la implementación del AGC. Para ello, se analizaron distintos eventos clasificados en dos ventanas de tiempo distinta (abril a septiembre 2012 y enero a junio 2013). La distinción se hace debido a que el parque generador disponible entre 2011

y 2012, el control de frecuencia se hizo principalmente con unidades del tipo Ciclo Combinado, sin embargo, debido a la falta de GNL en el año 2013, el CSF fue realizado principalmente por unidades de carbón.

**Instrucciones de unidades para realizar CSF:** Mediante información del despacho, se contabilizó la cantidad de instrucciones enviadas desde el CDC para apoyar en la regulación secundaria de frecuencia, obteniéndose así las gráficas de la figura 3.9a y 3.9b, correspondientes al periodo 1 y 2, respectivamente.

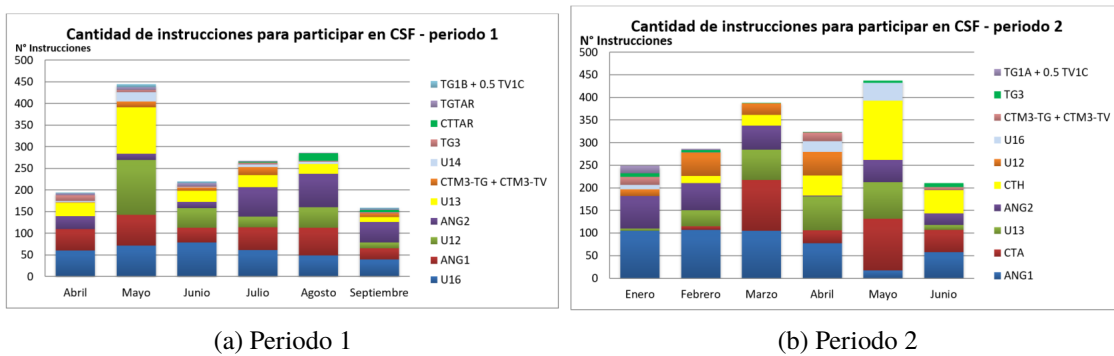


Figura 3.9: Instrucciones enviadas por el CDC para realizar CSF. Fuente [5]

De la gráfica de la figura 3.9a, se observa que en el periodo 1 las unidades ANG1 y U16, fueron las más solicitadas y tuvieron un número de instrucciones similares en cada mes, mientras que las unidades restantes tuvieron un número variable de solicitudes para CSF. Lo mismo sucede en la gráfica de la figura 3.9a, solo que la única que mantuvo aproximadamente la cantidad de instrucciones fue la unidad ANG1.

**Horas acumuladas de unidades en CSF:** A continuación se muestra la cantidad de horas que estuvieron las unidades participando en el CSF, tanto para el periodo 1 como el periodo 2, las cuales fueron convocadas mediante una instrucción del CDC en más de 10 oportunidades para realizar CSF. Con ello, surgen las gráficas de las figuras 3.10a y 3.10b, observándose que en el periodo 1 el CSF es realizado la mayor cantidad de tiempo por la unidad U16, seguido por las unidades ANG1 y ANG2. Lo anterior no se cumple para el periodo 2, debido a que en este último, el CSF se realiza principalmente por la unidad ANG1, seguido por las unidades CTA y ANG2.

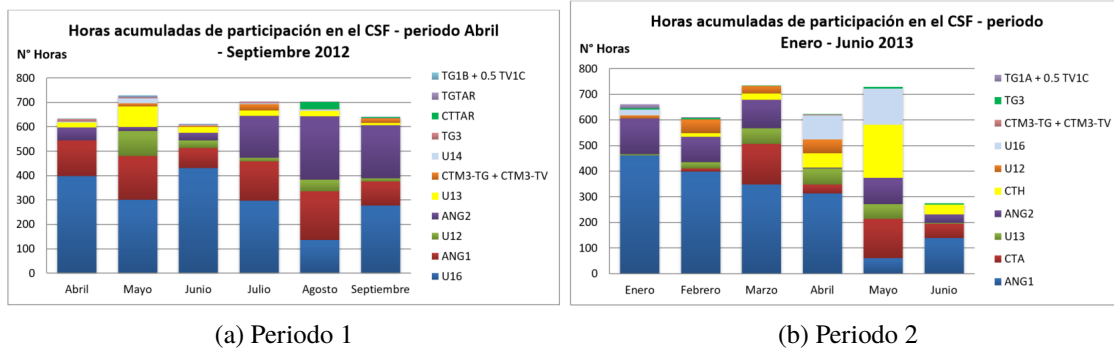
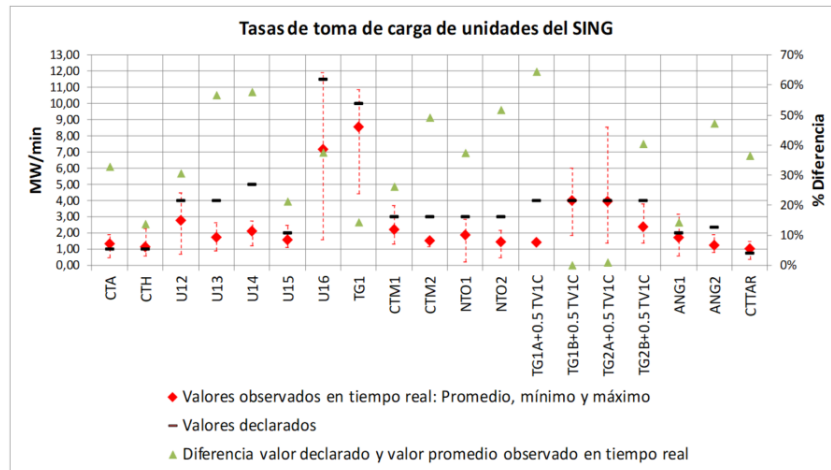
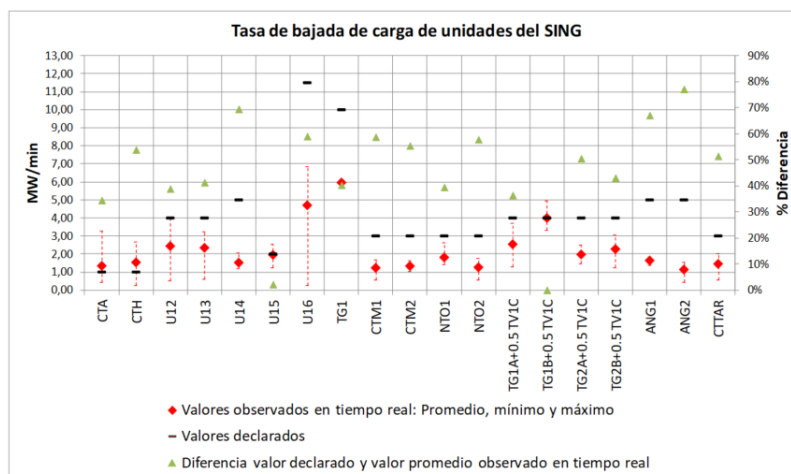


Figura 3.10: Horas acumuladas de las unidades del SING participando en el CSF. Fuente: [?]

**Tasas de toma de carga de unidades** De acuerdo a lo indicado previamente, las rampas de carga son parámetros importantes en el control de frecuencia, pues será la variable que determinará el tiempo que se demora una unidad en alcanzar la potencia requerida. En la sección presente, se muestra un resumen de las tasas de toma y bajada de carga reales de las unidades que participaron en el CSF durante los años 2011 y 2013. Esto se hace con el motivo de contrastar los valores reales con los valores declarados por los distintos dueños de las unidades.



(a) Ventas de energía anuales



(b) Curvas de demanda, año 2017

Figura 3.11: Tasas de toma de carga de unidades del SING. Fuente: [5]

De acuerdo a lo observado en las gráficas anteriores, existen diferencias sustanciales entre lo real y lo declarado, mostrando que las tasas de carga son menores en casi todas las unidades a los valores declarados. Esto implica que la tasa de toma y bajada de carga del sistema es menor a la esperada, lo cual implica que el sistema se vea más restringido aún a realizar un control de frecuencia adecuado.

### 3.2. Aspectos normativos sobre Control de Frecuencia

Los aspectos normativos sobre el control de frecuencia en un sistema eléctrico chileno se desarrollan dentro de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (en adelante NTSyCS), la cual entrega las respectivas consideraciones a través de los siguientes artículos [13]:

### **3.2.1. Artículo 1-7:**

*2. Control de Frecuencia: Conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el SI.*

*24. Control Primario de Frecuencia: Acción de control ejercida por los Controladores de Carga/Velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y de los Controladores de Frecuencia/Potencia de parques eólicos, fotovoltaicos y Equipos de Compensación de Energía Activa, habilitados para modificar en forma automática su producción, con el objetivo de corregir las desviaciones de frecuencia.*

*25. Control Secundario de Frecuencia: Acción manual o automática destinada a corregir la desviación permanente de frecuencia resultante de la acción del CPF que ejercen los Controladores de Carga/Velocidad de las unidades generadoras y/o Controladores de Frecuencia/Potencia de los Equipos de Compensación de Energía Activa dispuestos para tal fin. La acción del CSF debe ser sostenida durante el tiempo necesario para mantener la frecuencia dentro de un rango admisible referido a su valor nominal, pudiendo realizarse en el orden de varios segundos a pocos minutos, conforme a la capacidad de respuesta de la unidad generadora que haya sido determinada en su habilitación para entregar este servicio, y no pudiendo exceder los 15 minutos. Es función del CSF restablecer la frecuencia del SI en su valor nominal, permitiendo a las unidades generadoras participantes del CPF restablecer su generación de potencia activa a valores en torno a su potencia de referencia a frecuencia nominal.*

### **3.2.2. Artículo 3-5**

*f) Las unidades sincrónicas deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF. Adicionalmente, cuando lo determine la DO, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa, expresada en MW, desde el AGC, para modificar su generación de potencia activa y participar en el CSF.*

*i) Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán ser controlables dentro de su rango de potencia activa mínima y máxima disponible en cada momento. Adicionalmente, cuando lo determine la DO, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa, expresada en MW, desde el AGC para modificar su generación de potencia activa y participar en el CSF, de acuerdo con su máxima generación de potencia activa disponible en cada momento.*

### **3.2.3. Artículo 3-16**

*El Controlador de Carga/Velocidad de cada unidad generadora sincrónica deberá cumplir con las siguientes exigencias mínimas:*

- a) *Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación de la unidad con carga, con excepción de las unidades impulsadas por turbinas de vapor, las cuales podrán requerir detener la máquina primaria para modificar el valor del estatismo. Los rangos de ajustes serán:*
- *Para unidades hidráulicas : de 0 % a 8 %.*
  - *Otras unidades sincrónicas: de 4 % a 8 %.*
- b) *Banda muerta inferior a 0,1 % del valor nominal de frecuencia, es decir,  $\pm 25$  [mHz].*
- c) *El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción. La DO podrá aceptar retardos superiores sólo en caso que el propietario de la unidad generadora proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.*
- d) *Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas, operando conectadas al SI. Para la operación en isla, las unidades generadoras deberán permitir el cambio de ajustes de parámetros, al menos manualmente, a valores previamente definidos por la DO.*
- e) *Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.*

### **3.2.4. Artículo 3-17**

*En caso que más de una unidad generadora participe o aporte al CSF, o se trate de una única central compuesta de varias unidades generadoras, cada una de éstas deberá estar integrada a un control centralizado de generación que esté habilitado para cumplir con el CSF. La DO establecerá los requisitos y requerimientos técnicos mínimos que deberán cumplir los equipamientos del control centralizado de generación para implementar un AGC en el SI, teniendo en cuenta las siguientes exigencias:*

- a) *El sistema de control debe comprender un CSF, que actúe en forma conjunta sobre la consigna de potencia de todas las unidades que están en operación y participando del CSF.*
- b) *El controlador deberá ser de acción integral o proporcional-integral.*
- c) *El gradiente de toma de carga por acción conjunta no deberá ser menor a 4 [MW/min].*

### **3.2.5. Artículo 4-16**

*Para la implementación del AGC, la DO podrá exigir edad de datos de 2 segundos para cierta información crítica que se defina necesaria para el proyecto.*

### **3.2.6. Artículo 5-30**

*El CDC deberá adoptar todas las medidas posibles para que la frecuencia del SI permanezca en su valor nominal de 50 [Hz], aceptándose en régimen permanente para el Estado Normal y de Alerta, que el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos durante cualquier período de control de siete días corridos, se encuentre en los rangos siguientes:*

a) *Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, supere el 60 % del consumo total:*

- *Sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 99 % del período.*
- *Entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante no más de un 0,5 % del período.*
- *Entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante no más de un 0,5 % del período.*

b) *Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, no supere el 60 % del consumo total:*

- *Sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 97 % del período.*
- *Entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante a lo más un 1,5 % del período;*
- *Entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante a lo más un 1,5 % del período.*

### **3.2.7. Artículo 8-36**

*El CDC deberá supervisar el desempeño del CSF por parte de las unidades generadoras y/o centrales eléctricas asignadas a esa función, a través de mediciones realizadas con el SITR. En caso de observarse desviaciones o un desempeño que no esté acorde a los valores programados, la DO deberá efectuar una Auditoria Técnica a las unidades generadoras que corresponda.*

### **3.2.8. Artículo 10-10**

*Para implementar el AGC en el SI a que se refiere el Artículo 3-17, el CDEC y los Coordinados contarán con un plazo máximo de 3 años, contados desde la entrada en vigencia de la presente NT, para poner en operaciones tanto las instalaciones centralizadas y sistemas de comunicación que requiera el CDC para este objeto, como las adecuaciones que requiera cada unidad generadora interconectada al SI. En tanto no se implemente el AGC, se admitirá CSF manual solo cuando por razones técnicas, debidamente aprobadas por la DO, éste sea ejercido por una única unidad generadora del SI. Esta condición de operación, deberá ser puesta en conocimiento de la Superintendencia, en la forma y oportunidad que ésta determine.*

### 3.3. Implementación de la plataforma AGC

Para garantizar el éxito en la plataforma, es importante contar con un plan de diseño estructurado que enmarque los principales hitos a realizar. El esquema de la figura 3.12 describe en detalle cada una de las etapas que se deben ejecutar, para lo cual se generan diversos resultados que son la entrada a los hitos siguientes. Estas etapas son descritas a continuación, junto con sus resultados en el SING.

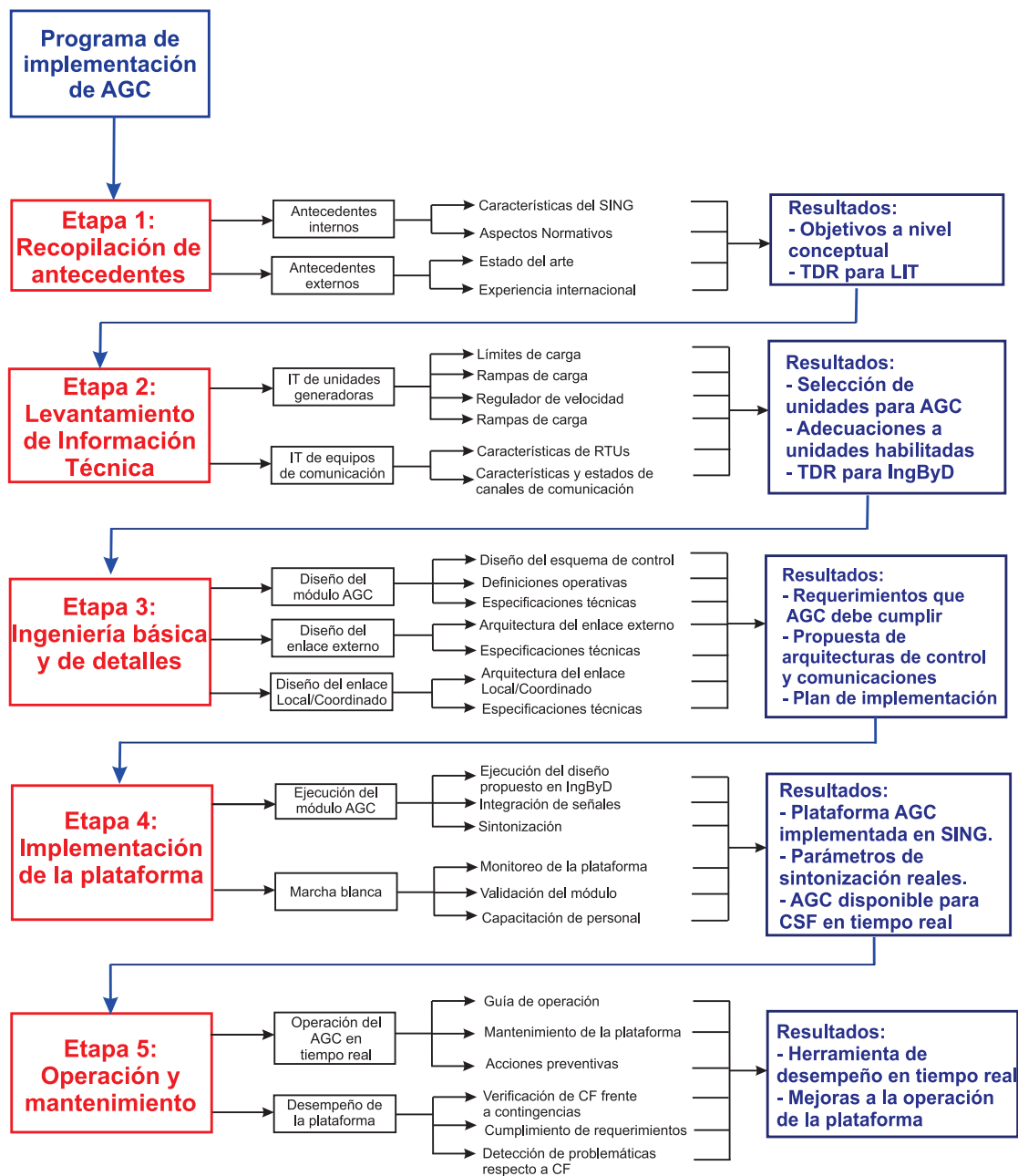


Figura 3.12: Esquema general del plan de implementación del AGC.

### 3.3.1. Recopilación de antecedentes

Como primer hito, se prevee recopilar todos los antecedentes necesarios que justifican la necesidad de implementar un AGC en el SING. Estos antecedentes provienen tanto de un análisis externo como interno; el primero logra buscar un entendimiento global del AGC a través de una revisión teórica de control de frecuencia y experiencia internacional de países que ya han incorporado la plataforma en sus sistemas, mientras que el segundo pretende establecer las características propias del SING y su problemática operacional al efectuar un CSF del tipo manual.

En base a lo anterior, se busca establecer los términos de referencia (TDR) para licitar la recopilación de información técnica, así también confeccionar un plan de implementación de la plataforma incluyendo los recursos estimados requeridos por el CDEC-SING y por los Coordinados que participen en este servicio [?].

### 3.3.2. Levantamiento de Información Técnica

El propósito de esta etapa es definir la información técnica mínima que se debe obtener de manera tal de conocer las características y capacidades específicas de las unidades generadoras y sistemas de comunicación existente, la cual será la base para el desarrollo de la Ingeniería Básica y de Detalles requerida para la implementación. El resultado de esta etapa conlleva a decidir cuáles son las unidades aptas para participar en el AGC y definir algún criterio adicional necesario para su implementación. De forma específica, se espera indicar lo siguiente:

- Indicar si el LITGyC de las unidades generadoras es homologable a sus unidades gemelas, sin hacer los ensayos correspondientes.
- Indicar si es posible hacer adecuaciones a los gobernadores de velocidad, RTU y canales de comunicación en caso que estos no se encuentren disponibles o no sean aptas para este proceso.

Coordinado	Propietario	Unidad generadora	Tecnología
ANGAMOS	ANGAMOS	ANG1	Turbovapor
ANGAMOS	ANGAMOS	ANG2	Turbovapor
COCHRANE	COCHRANE	CCH1	Turbovapor
COCHRANE	COCHRANE	CCH2	Turbovapor
E-CL	E-CL	TG3	Turbogas
E-CL	E-CL	U14	Turbovapor
E-CL	E-CL	U16	Ciclo Combinado
E-CL	E-CL	CTM3	Ciclo Combinado
KELAR	TAMAKAYA	KELAR	Ciclo Combinado

Tabla 3.1: Unidades seleccionadas para AGC, de acuerdo a los resultados del LITGyC. Fuente: [?]

### **3.3.3. Ingeniería básica y de detalles**

La ingeniería básica y de detalles del AGC consiste en diseñar los esquemas de control y de comunicaciones de la plataforma AGC, de tal manera de garantizar un desempeño óptimo del CSF en el SING. Esta etapa considera definir los requerimientos mínimos que debe cumplir el sistema y la plataforma, así como definir holgura y flexibilidad suficiente para la incorporación de nuevas unidades al AGC. A continuación, se describe brevemente cada una de las siguientes etapas:

#### **3.3.3.a. Ingeniería conceptual y básica**

En la ingeniería conceptual y básica se pretende definir, a partir de los resultados del LITGyC, los requerimientos operativos que debe cumplir tanto el sistema como las unidades generadoras habilitadas para AGC; y establecer la definición y parametrización de lógicas de operación de la plataforma, incluyendo recomendaciones de parámetros y criterios de operación en tiempo real. De forma simultánea, se espera establecer el diseño de todos las componentes que estructuran el sistema AGC, es decir, confeccionar los diseños conceptual y básicos del módulo AGC, del enlace principal y del enlace secundario. Conforme a lo recientemente descrito, se obtuvieron los siguientes requerimientos sistémicos y de unidades, los cuales deberán ser cumplidos en todo momento.

### Capítulo 3. Antecedentes generales

Requerimiento	Valor asociado	Justificación
Tiempo de recuperación de la frecuencia vía AGC	15 minutos	Conforme a lo establecido por NTSyCS y estándares internacionales (NERC y UCTF)
Velocidad de cambio de carga del sistema	8 MW/min	Conforme a Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, versión 2015, y Estudio Efectos Técnicos-Económicos de la Integración de E. Eólica y Solar, escenarios 2017.
Número mínimo de unidades	Mínimo tres unidades	Conforme a criterio de confiabilidad N-1 y a que el tener muchas unidades participando en el CSF vía AGC implica tener factores de participación pequeños para cada unidad.
Requerimientos de holguras para CSF	a) Punta: 112 MW para aumentar generación y 154 MW para disminuir generación. b) Valle: 97 MW para aumentar generación y 129 MW para disminuir generación.	Conforme a Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, año 2015. Se establece además que ninguna unidad podrá tener un rango de operación en AGC superior al 50 % de la holgura total para subir y bajar generación.
Velocidad de cambio de carga por unidad	4 MW/min	En base a criterio N-1 y tasa de toma sistémica de 8 MW/min.
Tiempo de retardo de AGC	20 seg	Conforme a experiencia internacional. Se pueden aceptar tiempos superiores siempre y cuando estos tiempos no afecten la lógica de operación del control del AGC.

Tabla 3.2: Requerimientos sistémicos y de unidades bajo la acción del AGC en el SING.

#### 3.3.3.b. Ingeniería de detalles

Habiendo concluido la ingeniería conceptual y básica, se espera definir el diseño específico y eficiente del enlace principal, incluyendo sus especificaciones técnicas, equipamiento y arquitectura de la plataforma, de manera tal de asegurar un funcionamiento robusto y confiable del AGC. Esto incluye indicar adecuaciones a las instalaciones y equipamientos existentes asociados al enlace principal, realizar propuestas de responsabilidades en la operación y mantenimiento, e incluir un plan de intervención con el fin de atender eventuales fallas o situaciones anómalas. El resultado final de esta etapa es generar un programa de actividades y plazos requeridos para la implementación de la plataforma conforme a lo establecido en la presente ingeniería de detalles.

### **3.3.4. Implementación de la plataforma**

Los esquemas de control y comunicaciones obtenidos como resultados de la IngByD, junto a su plan de implementación, son ejecutados en este hito. Con ello, se espera además, realizar la integración de las señales sistémicas y propias de las unidades en la plataforma, junto con la sintonización del AGC, consistente en el ajuste de todos los parámetros de la plataforma mediante una serie de pruebas al sistema y a las máquinas participantes. Posterior a la realización de la sintonización, comienza el periodo de marcha blanca, donde se monitorea constantemente la plataforma con el fin de observar que se esté realizando correctamente la regulación de frecuencia.

### **3.3.5. Operación y mantenimiento**

Para esta etapa, se tiene previsto gestionar el funcionamiento permanente del sistema AGC, así como establecer nuevos desarrollos para complementar su desempeño. Lo anterior incluye realizar índices de desempeño para la verificación del proceso AGC, realizar informes periódicos con resultados de desempeño que incluya acciones correctivas y elaborar el presupuesto anual considerando las medidas correctivas desarrolladas previamente.

# Capítulo 4

## Sintonización del AGC

### 4.1. Aspectos generales

La sintonización del AGC consiste en la observación del funcionamiento del sistema frente a las acciones de control ejecutadas por la plataforma y que actúan sobre las unidades habilitadas, para luego modificar los parámetros de control con el objetivo de optimizar el desempeño del AGC y así garantizar que la respuesta de control sea rápida y sin problemas, además de minimizar las funciones innecesarias. Para lograr dicho objetivo, este proceso se divide en las siguientes etapas:

1. Verificación de las mediciones de las señales: Esto involucra chequear todos los canales de telemetría y verificar todas las mediciones relevantes.
2. Sintonización sistémica de la aplicación: Implica determinar los valores iniciales del entorno e-terrasimulator, observando la respuesta del AGC frente a varias perturbaciones y usando juicio ingenieril para ajustar varios parámetros de control de forma apropiada.
3. Sintonización de las unidades habilitadas: Implica verificar que la planta de cada unidad generadora esté recibiendo las señales correctas y determinar los ajustes de los parámetros del PLC asociado.

Un esquema general de la sintonización del AGC se presenta en la figura 4.1, en donde participan los procesos recientemente descritos y cuyo resultado final son los parámetros reales que usará la plataforma para el proceso de AGC.

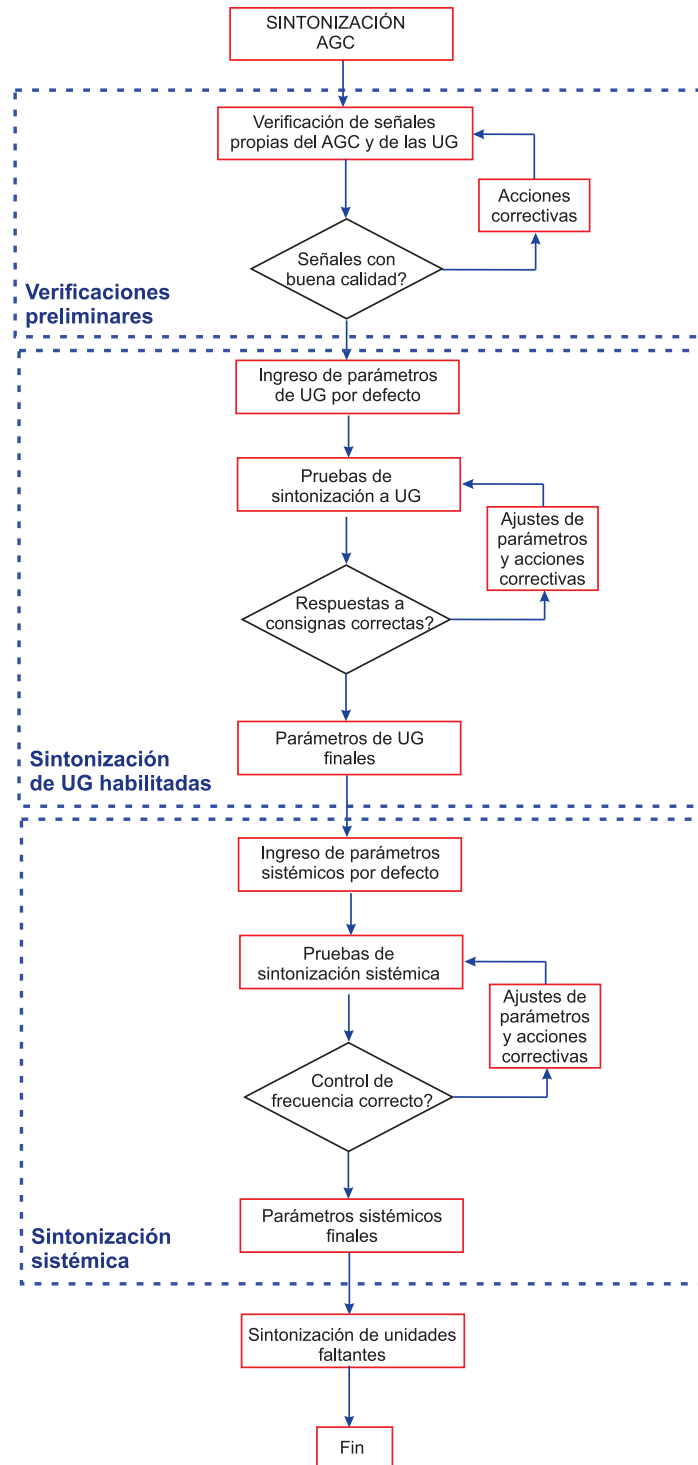


Figura 4.1: Esquema general de sintonización del AGC

Conforme a los resultados de la prueba de sintonización, los parámetros sistémicos fueron modificados con miras a tener un mejor desempeño de la plataforma. Estos parámetros se encuentran definidos detalladamente en el anexo 7.6, junto con sus valores recomendados, ajustados y la justificación de su ajuste.

## 4.2. Sintonización de Unidades Generadoras

La sintonización de UG tiene por objetivo realizar el ajuste de los parámetros de control de las UG que son relevantes para el proceso del AGC. Para lograr una adecuada sintonización, se deben realizar una serie de pruebas a las unidades habilitadas y mediante la observación de sus respuestas, se determinarán los valores de los parámetros óptimos que aseguren un correcto funcionamiento del AGC. El proceso de sintonización de las unidades se resume en el siguiente esquema, cuyas etapas son descritas en este capítulo. Cabe mencionar que estas pruebas deberán ser efectuadas con el CPF habilitado, a excepción de la prueba de deshabilitación del CPF que se explicará más adelante:

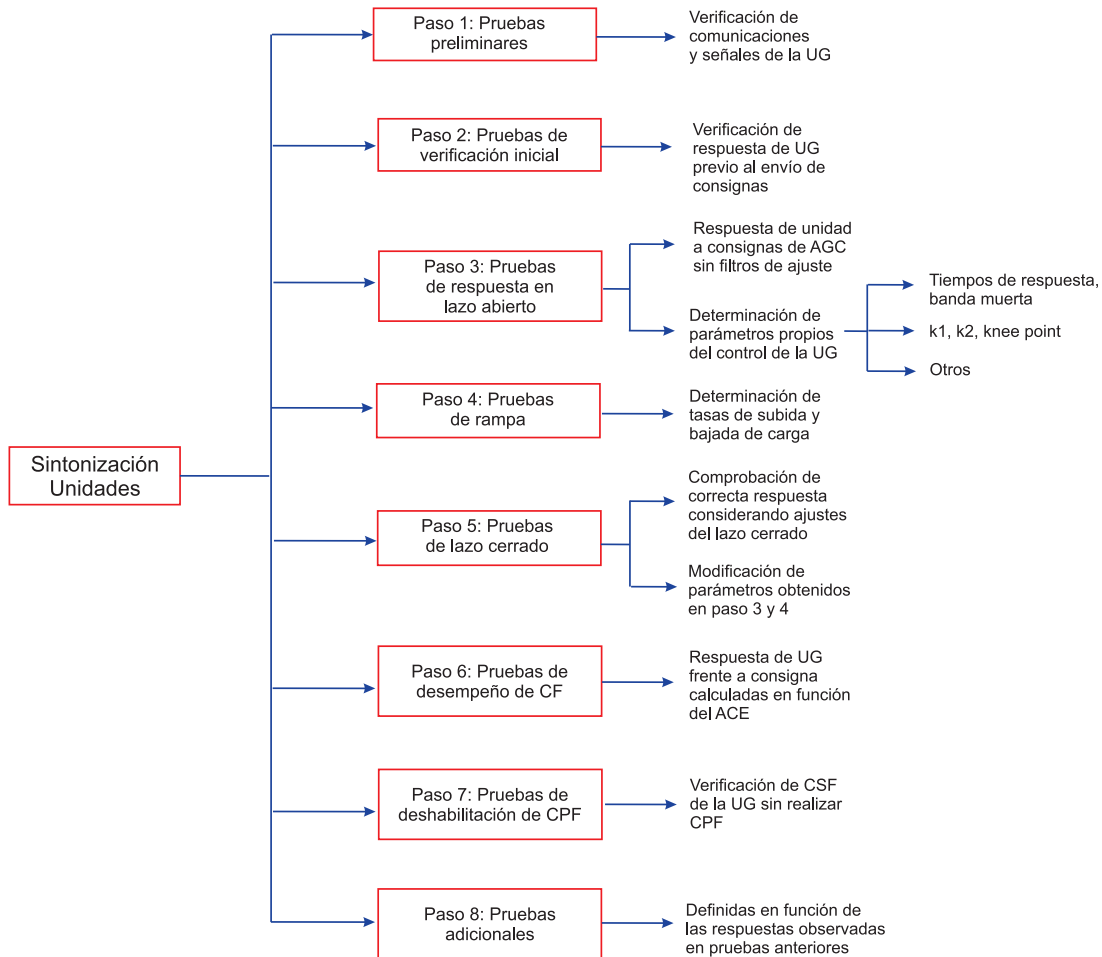


Figura 4.2: Esquema general de sintonización de las UG que participarán en AGC

### 4.2.1. Pruebas preliminares de señales

Con estas pruebas se pretende verificar las comunicaciones y observar las variables y señales de las unidades para AGC, con el fin de determinar la disponibilidad y las condiciones de ellas. Lo anterior se logra mediante contacto telefónico con el operador de la planta, en donde el CDC compara el valor de las señales analógicas y digitales que se observan en la plataforma SCADA con los valores que

visualiza el operador en su DCS.

### 4.2.2. Pruebas de verificación inicial

Estas pruebas consisten en observar el comportamiento de la unidad en control AGC. Con ello, se busca verificar lo siguiente:

- Que el cambio de estado *Local* a *Control AGC* se vea en la plataforma.
- Que el módulo AGC no envíe consignas estando en estado *Control AGC*, modo *Automático*, con prioridad igual a cero y con potencia base igual al valor de generación real de la unidad.
- Que la unidad se mantenga sin oscilaciones, estando en *Control AGC* y sin envío de consigna.

### 4.2.3. Pruebas de respuesta en lazo abierto

En ella se prevee determinar en forma preliminar los parámetros del modelo de control de la UG, tales como banda muerta de la consigna, tiempo de respuesta, *knee point*, factores  $k_1$  y  $k_2$  y otros parámetros que serán mejorados en la etapa de pruebas en lazo cerrado. Adicionalmente, se visualiza la respuesta de la unidad a diferentes consignas de generación en lazo cerrado, es decir, sin la actuación de filtros de ajuste de las consignas, que son propios del lazo de control cerrado. Lo anterior se logra mediante una prueba de respuesta para distintos escalones en función de un porcentaje de la carga base de la unidad.

### 4.2.4. Pruebas de rampa

Esta prueba tiene como objetivo determinar la rampa de toma y bajada de carga de cada unidad habilitada, mediante envíos de consigna para distintos modos de carga, limitándose así las rampa de subida y bajada a los valores predeterminados de las unidades.

### 4.2.5. Pruebas de lazo cerrado

En esta prueba se comprueba la respuesta de la unidad a los comandos de control del AGC con los parámetros ajustados en la prueba de lazo abierto. Con ello, estos parámetros son validados o corregidos para una mejor operación de las unidades.

### 4.2.6. Prueba de control de frecuencia

En esta etapa se revisa el desempeño de la unidad frente a consignas enviadas desde la plataforma, en lazo cerrado. Para ello, el AGC determina las consignas apropiadas a la unidad en base al valor del *ACE* y se monitorea la respuesta de la unidad. Se espera que esta prueba dure unos 20 a 30 minutos aproximadamente.

### 4.2.7. Prueba de deshabilitación del CPF

El objetivo de esta prueba es verificar que la unidad puede realizar CSF en AGC, sin prestar el servicio de CPF.

### 4.2.8. Pruebas adicionales

En base al desarrollo visualizado y conforme al desempeño logrado, se podrían requerir pruebas adicionales, lo cual será determinado durante la ejecución de las pruebas establecidas en el presente informe.

### 4.2.9. Experiencia realizada en las unidades habilitadas del SING

Durante los meses de diciembre de 2016 y mayo de 2017 se logró realizar la sintonización de todas las unidades que participarán en el AGC del SING, obteniéndose así los parámetros necesarios para su correcto funcionamiento. Cabe destacar que durante las pruebas, las unidades respondieron de distintas maneras, por lo que a continuación se describen los resultados de algunas unidades habilitadas para AGC.

#### 4.2.9.a. CCH1

De acuerdo con las verificaciones iniciales, existió una leve diferencia entre lo observado en el SCADA y lo informado por el operador de la planta, no obstante, las señales poseen buena calidad. Por parte de las pruebas de rampas de carga, se hicieron pruebas para distintos números de pulverizadores y estado del CPF, observándose que muchas veces es necesario deshabilitar el CPF de la unidad, además de obtener una tasa de toma y bajada de carga de 2,5 MW/min. A continuación, se muestran algunas curvas de la prueba de rampas:

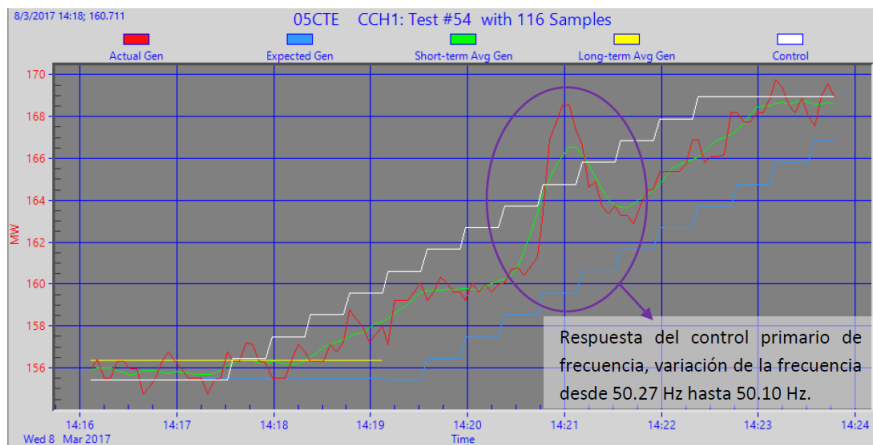


Figura 4.3: Prueba de rampa de subida de la unidad CCH1.

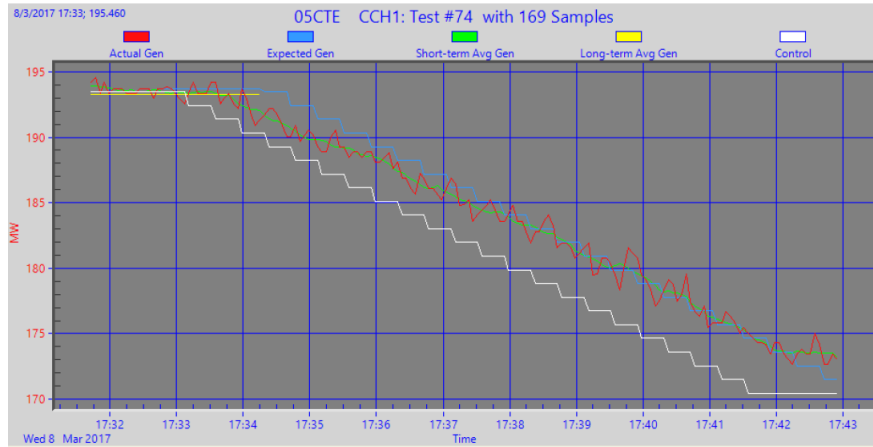


Figura 4.4: Prueba de rampa de bajada de la unidad CCH1.

Posteriormente, se realizó la prueba de respuesta de la unidad en lazo abierto, la que fue ejecutada a partir de 38 ensayos, variando la consigna entre 1 MW y 10 MW. Con ello, se obtuvo los parámetros de sintonización necesarios, los cuales fueron corregidos en la etapa de respuesta en lazo cerrado, principalmente el parámetro  $k_1$  con el motivo de que los controles sean más agresivos sin presentar sobre corrección a las señales enviadas.

Si bien se observa que durante esta prueba la frecuencia del sistema se mantuvo la mayor parte del tiempo dentro de la banda de control de frecuencia 0.2 Hz, se puede apreciar que la corrección del error de control fue lenta, pero acorde a la capacidad de variación de carga de la unidad; con lo cual se consideró exitosa la prueba.

#### 4.2.9.b. CCH2

Respecto a la etapa de verificaciones iniciales, se observó que la tasa de variación de las mediciones de potencia y frecuencia es muy baja, lo cual impide observar claramente la generación de la máquina y puede ocasionar que la máquina se detenga por diferencia entre la frecuencia del sistema y de la máquina. Por su parte, las pruebas de rampa en lazo abierto arrojaron que la unidad alcanza una toma de carga de 2,5 MW/min tanto para subir como para bajar. A continuación, se muestran algunas curvas de la prueba de rampas:

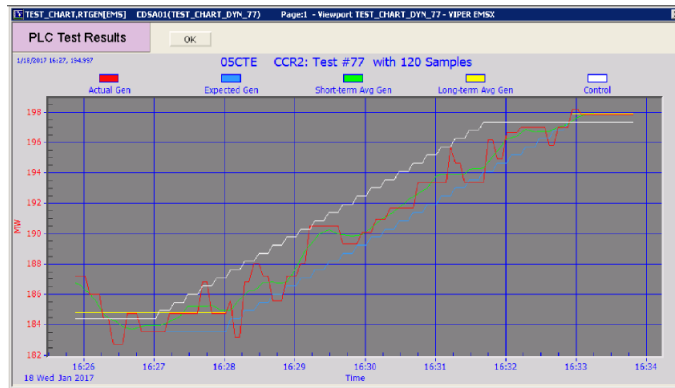


Figura 4.5: Prueba de rampa de subida de la unidad CCH2.

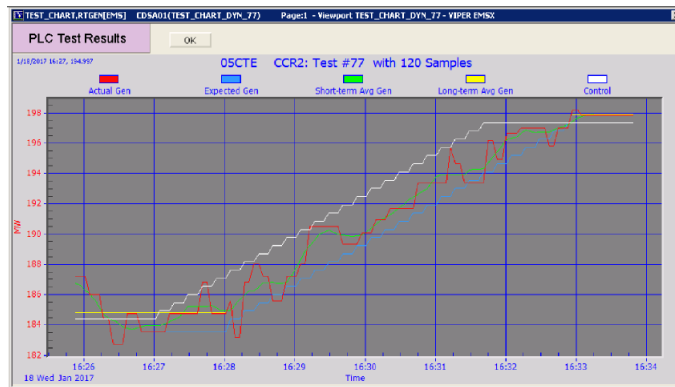


Figura 4.6: Prueba de rampa de bajada de la unidad CCH2.

Posteriormente, sobre las pruebas de respuesta de la unidad en lazo abierto realizada con 3 y 4 molinos, se observa que la unidad tiene una respuesta más rápida cuando las consignas son de tañamos menores. Se ajustaron los parámetros correspondientes, los cuales fueron ratificados en la prueba de respuesta en lazo cerrado. Finalmente, se hizo la prueba de respuesta de la unidad en AGC, produciéndose una disminución brusca de la potencia inyectada luego de 10 minutos de operación. Con ello, se solicitó dejar la máquina en modo manual, notificándose que se debe realizar una revisión exhaustiva del problema.

#### 4.2.9.c. TG3

A continuación, se describen los aspectos más relevantes a destacar del desempeño observado:

- La unidad TG3 respondió a las consignas enviadas por el módulo AGC en todo el rango de operación.
- La tasa de toma y bajada de carga observada en las pruebas de rampa y respuesta (Monto de potencia y tasa de variación en MW/min), estando el CPF habilitado, fue en promedio de 8,0 MW/min, tanto para subir como para bajar. Dicho desempeño, es menor al esperado conforme

a las pruebas realizadas a la unidad en 2015 (9,55 MW para subir generación y 10,49 para bajar generación).

- Conforme al desempeño observado, el tiempo de retardo de la unidad fue ajustado en el módulo AGC a 25 segundos, tanto para subir como para bajar.
- En función de los parámetros ajustados para la unidad TG3, se finalizó la sintonización de la unidad con la prueba de control de frecuencia, donde se observó una buena respuesta de la unidad conforme a lo observado en la figura 4.7:

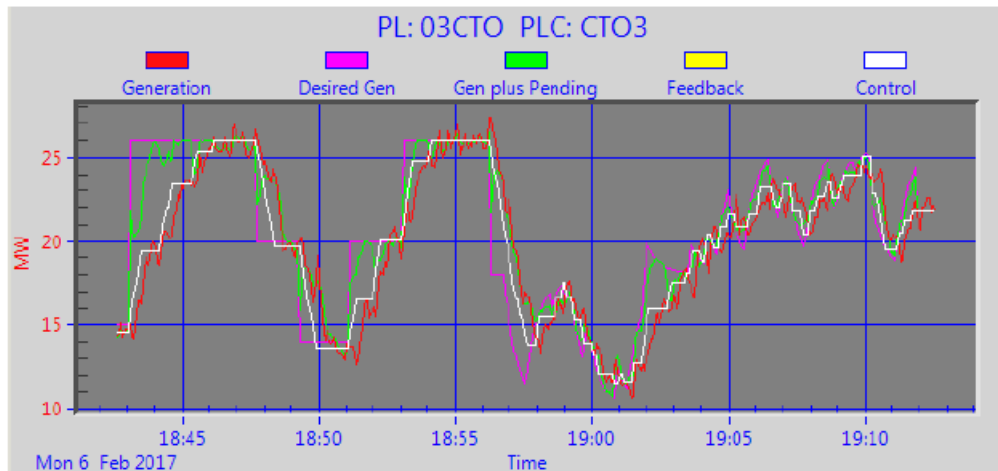


Figura 4.7: Sintonización de la unidad TG3.

- Pese a lo descrito en los puntos anteriores, la unidad presenta algunos inconvenientes, debido a que se evidenció que la señal no presenta cambios de estado una vez que se realizan cambios en terreno, la señal del estadismo actual presenta mala calidad y la banda muerta para CPF difiere del valor comportamiento observado producto del CPF.

#### 4.2.9.d. U14

Los resultados indicados en el presente documento fueron los obtenidos del desempeño de la unidad operando con 4 molinos en servicio en todo el rango de regulación. Adicionalmente, debido a la respuesta de la unidad a las variaciones de frecuencia, fue necesario cambiar provisoriamente el estadismo de la unidad de 8 % a 20 %. Una vez realizada la sintonización a lazo abierto, se normalizó el estadismo a 8 % para realizar las pruebas de control de frecuencia. A continuación, se describen los aspectos más relevantes a destacar del resultado de las pruebas:

- Se detectó que la medición de frecuencia de la unidad tiene una diferencia de aproximadamente 0,1 Hz respecto a la medición de frecuencia del sistema. Debido a esto, no fue posible utilizar dicha medición para el AGC.
- La unidad respondió a las consignas enviadas por el módulo AGC en todo el rango de operación.

- La tasa de toma y bajada de carga observada en las pruebas de rampa y respuesta (monto de potencia y tasa de variación en MW/min), estando el CPF habilitado, fue en promedio de 4,5 MW/min, tanto para subir como para bajar. Dicho desempeño, fue adecuado conforme a las pruebas realizadas a la unidad en 2015 (4,06 MW para subir generación y 4,59 para bajar generación). Sin perjuicio de esto, durante la prueba de rampa entre 99 MW hasta 110 MW, se observó que la unidad respondió con una tasa de toma de carga menor a lo esperado, aproximadamente 2,5 MW/min. Por otra parte, en las pruebas de respuesta en niveles superiores a 120 MW e inferiores a 85 MW, la respuesta de la unidad fue de 1 MW/min y en ocasiones presentó una sobre corrección de 1,5 MW conforme a lo observado en las siguientes figuras.
- Conforme al desempeño observado, el tiempo de retardo de la unidad fue ajustado en el módulo AGC a 30 segundos, tanto para subir como para bajar.

En función de los parámetros ajustados para la unidad U14, se finalizó la sintonización de la unidad con la prueba de control de frecuencia, donde se evidenció una buena respuesta de la unidad conforme a lo observado en la figura siguiente:

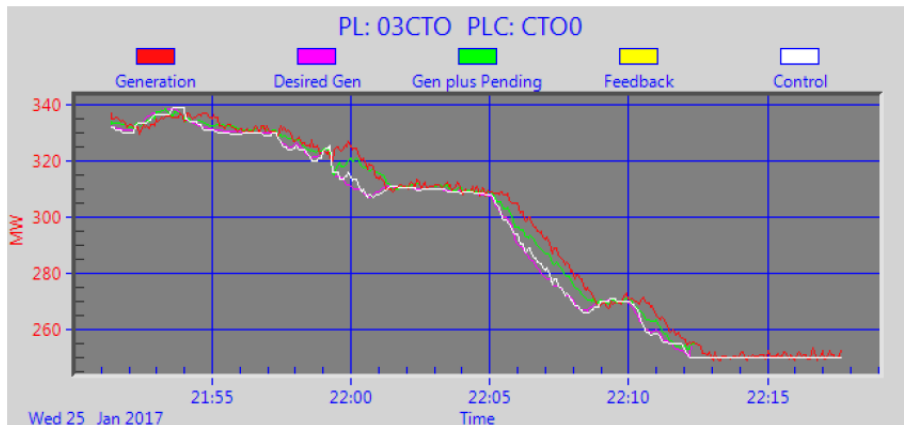


Figura 4.8: Sintonización de la unidad U14.

#### 4.2.9.e. U16

A continuación, se describen los aspectos más relevantes a destacar del resultado de las pruebas:

- Se detectó que el periodo de actualización de las señales era mayor a lo mínimo requerido (2 segundos), lo que fue corregido previo al inicio de las pruebas.
- Se identificó que las señales asociadas a los límites máximos y mínimos de generación, tasa de toma de carga, banda muerta del gobernador y banda muerta de control de AGC presentaron calidad SUSPECT o el valor recibido no coincidió con los valores esperados.
- Durante las pruebas hubo fallas en la recepción y/o procesamiento en el envío de consigna a la unidad, se observaron alarmas de falla de recepción de setpoint en el extremo del ENGIE, ante

lo que, personal de SIEMENS indicó que estos setpoint eran recibidos en el SCADA de ENGIE pero que no eran procesados.

- Sin perjuicio de lo anterior, en términos generales se evidencia que la unidad respondió a las consignas enviadas por el módulo AGC en todo el rango de operación.
- La tasa de toma y bajada de carga observada en las pruebas de rampa y respuesta (monto de potencia y tasa de variación en MW/min), estando el CPF habilitado, fue en promedio de 10,5 MW/min, tanto para subir como para bajar. Dicho desempeño, es menor al esperado conforme a las pruebas realizadas a la unidad en 2015 (11,47 MW para subir generación y 11,40 para bajar generación).
- Conforme al desempeño observado, el tiempo de retardo de la unidad fue ajustado en el módulo AGC a 35 segundos, tanto para subir como para bajar.

En función de los parámetros ajustados para la unidad U16, se finalizó la sintonización de la unidad con la prueba de control de frecuencia, donde se evidenció una buena respuesta de la unidad conforme a lo observado en la figura siguiente:

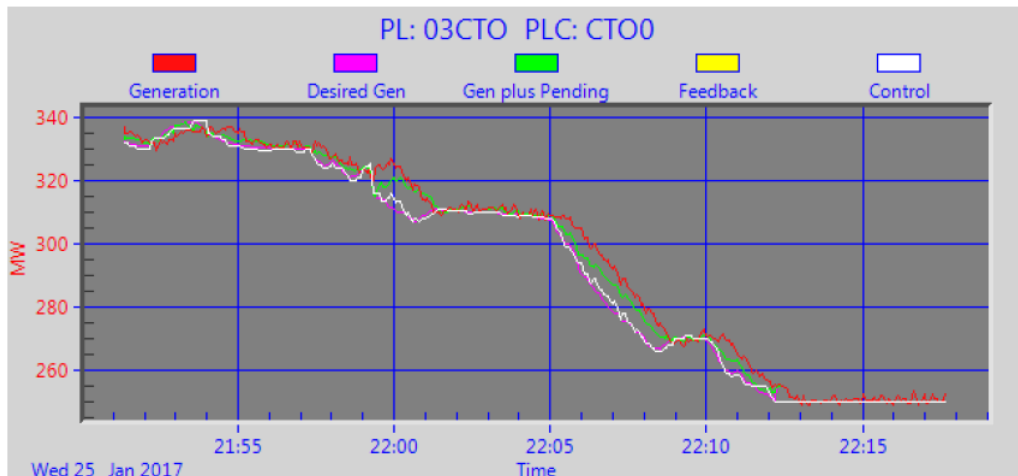


Figura 4.9: Sintonización de la unidad U16.

### 4.3. Sintonización sistémica

La sintonización sistémica tiene por objetivo ajustar los parámetros de control involucrados en el comportamiento del SING frente a las acciones del AGC. Para ello, se realiza una serie de pruebas con el SING aislado y conectado con el SADI. Estas pruebas se despliegan en el esquema de la figura 4.10, las cuales son descritas a continuación:

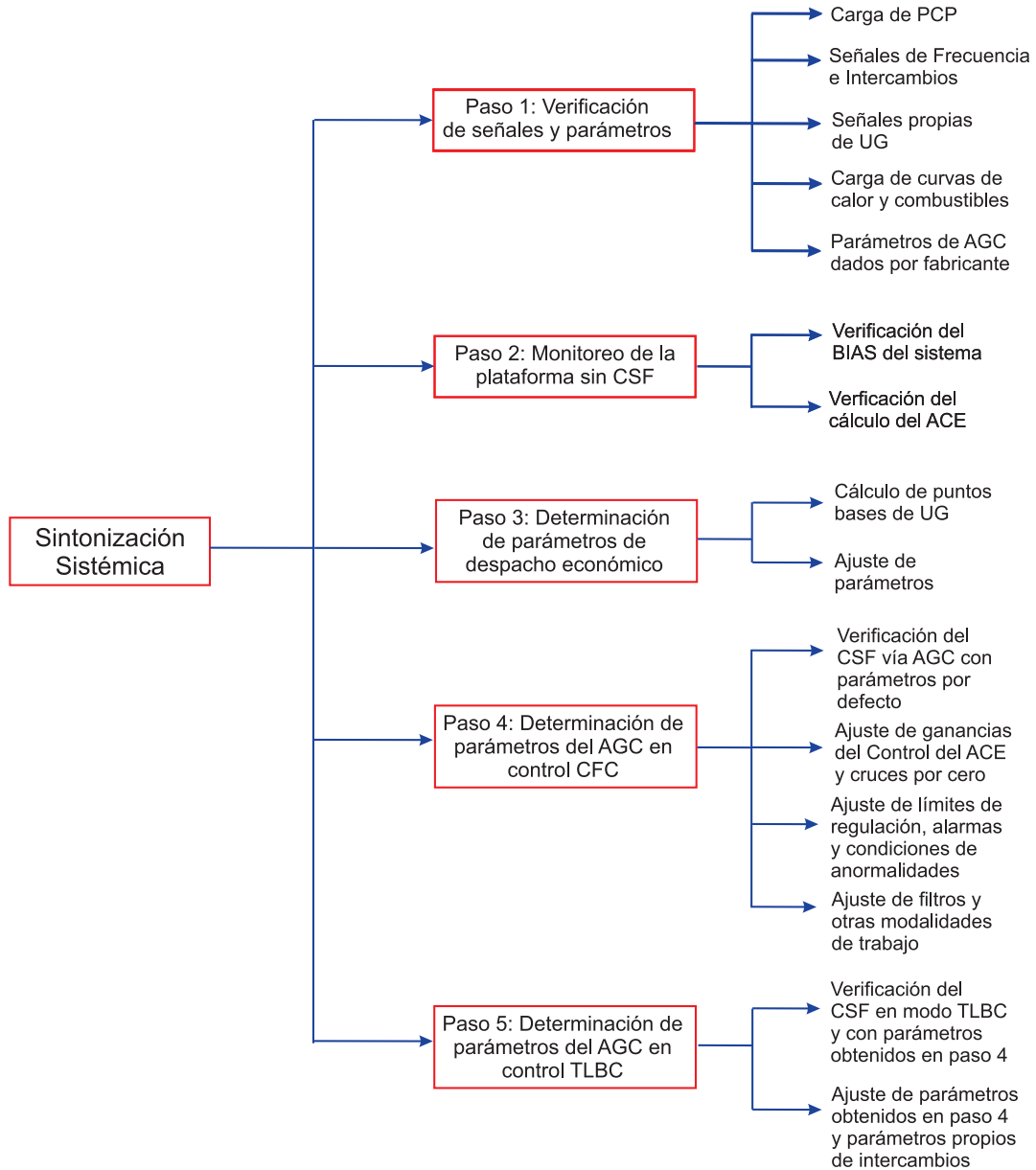


Figura 4.10: Esquema general de sintonización sistémica del AGC

Conforme a los resultados de la prueba de sintonización, los parámetros sistémicos fueron modificados con miras a tener un mejor desempeño de la plataforma. Estos parámetros se encuentran definidos detalladamente en el anexo 7.5, junto con sus valores recomendados, ajustados y la justificación de su ajuste.

### 4.3.1. Pruebas de mediciones y verificación de parámetros y aplicaciones

El objetivo de estas pruebas consiste en verificar si la PCP fue cargada correctamente al módulo AGC, si las mediciones de frecuencia y de intercambio están siendo enviadas correctamente y si los parámetros del despacho económico fueron ajustados correctamente durante las pruebas de sintoni-

zación de unidades. Además, se ingresan los parámetros sistémicos entregados por el fabricante por defecto.

### **4.3.2. Pruebas de funcionamiento del módulo AGC sin CSF**

Con estas pruebas se busca corroborar el valor del *bias* del SING y si es que se está realizando en forma correcta el cálculo del ACE. Para que esta prueba resulte satisfactoria, se requiere que el sistema opere sin CSF durante un periodo de al menos cinco minutos. El procedimiento es el siguiente:

### **4.3.3. Pruebas de sintonización sistémica del AGC en modo CFC**

Estas pruebas consisten en sintonizar el valor de los parámetros de control del módulo AGC, mientras se realiza el control de frecuencia e ignorando el control de intercambios. Esta prueba requiere que el AGC opere en estado ON y modo CFC, donde se verificar que el ACE sea menor a 25 MW y se ajustarán los parámetros de sintonización

- Ajustar el AGC en modo MONITOR.
- Ajustar las unidades participantes en modo Automático y tipo de control BL.
- Verificar que el ACE sea menor a 25 MW.
- Seleccionar el estado del AGC en ON y modo de control en CFC.
- Verificar el comportamiento del sistema y desempeño del AGC durante dos horas.
- Realizar la sintonización del AGC para operar en modo CFC

### **4.3.4. Pruebas de sintonización sistémica en modo TLBC con interconexión con el SADI**

El objetivo de estas pruebas es sintonizar los parámetros de control del AGC mientras se está controlando la frecuencia del sistema y los intercambios entre áreas vecinas en forma simultanea. El desarrollo de esta prueba requiere que haya una transferencia con el SADI de 0 MW, que el AGC se encuentre en estado ON y en modo TLBC. El procedimiento para lograr lo anterior es el siguiente:

### **4.3.5. Pruebas de cálculo de puntos base mediante despacho económico**

Estas pruebas consisten en verificar el valor de los parámetros del módulo AGC para operar las UG en tipo de control ED. El procedimiento es el siguiente:

- Ajustar el módulo en estado MONITOR
- Verificar los costos de combustibles, tipos de combustibles y curvas *heat hate* de las UG.

- Verificar que los parámetros de ED estén configurados correctamente.
- Ajustar las unidades en estado de control AGC, modo de operación AUTOMATIVO y tipo de control ED.
- Verificar si el ACE es menor a 25 MW.
- Seleccionar el módulo en estado ON y modo de control CFC.
- Verificar el comportamiento del sistema, desempeño del AGC y costos de operación del sistema determinados por el módulo AGC, para un periodo de dos horas.
- Comparar los costos de operación del sistema obtenidos desde el módulo AGC y por la PCP.
- Verificar los valores de los parámetros de la aplicación ED del AGC.

### **4.3.6. Experiencia realizada en el SING**

En el día 09/02/2017 fue hecha la sintonización sistémica de la aplicación AGC del SING del Coordinador Eléctrico Nacional, utilizando como unidades habilitadas las unidades CTM3, CCH2 y U16. A continuación se describen los resultados de cada prueba asociada:

#### **4.3.6.a. Pruebas preliminares**

En esta etapa, se verificó la carga de la PCP, las mediciones de intercambio y frecuencia y los parámetros de despacho económico. Respecto a las mediciones de frecuencia e intercambio, estas presentaron una baja tasa de actualización, por lo que requirió su revisión correspondiente, además, el valor del intercambio base medido en Chile fue distinto al de Argentina, lo cual podría haber generado oscilaciones en el ACE.

El ACE, por su parte, tuvo cambios instantáneos fluctuando en algunas ocasiones desde 40 MW a -20 MW y de -30 a 20 MW, debido al retardo de actualización de las señales que miden el intercambio entre áreas, tal como se muestra en la figura 4.11. Lo anterior implica que, hasta el momento, lo más seguro es que el AGC funcione controlando solo frecuencia, es decir, en control CFC.

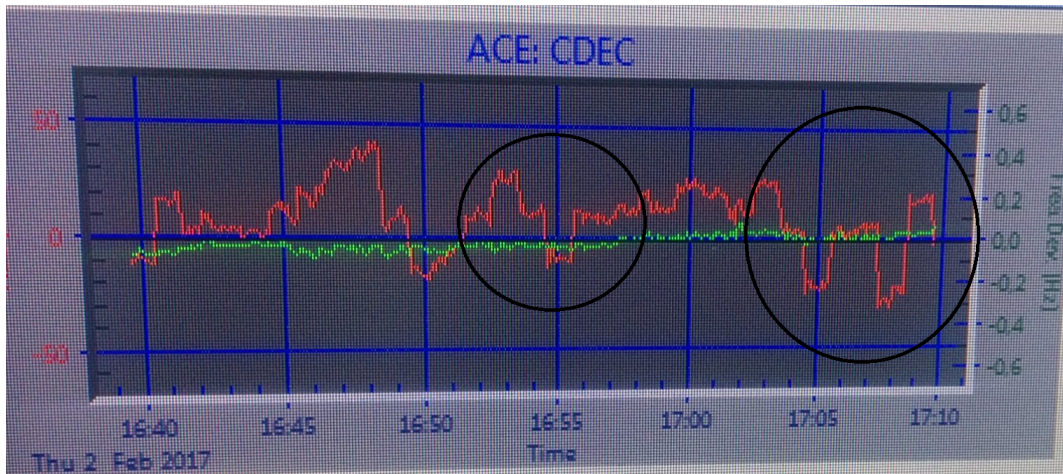


Figura 4.11: Variables observadas para las pruebas preliminares.

Respecto a las señales propias de las UG, estas no tuvieron cambio respecto a lo observado cuando se realizó la sintonización de las unidades individualmente, por lo que los errores vistos en aquella etapa siguen sin ser solucionados a la fecha. Por su parte, los parámetros económicos de las UG, es decir, curvas de eficiencia, costos de combustibles, disponibilidad, entre otros, fueron cargados exitosamente. Respecto a la carga de la PCP, esta tuvo inconvenientes inicialmente puesto que no cumplió con el formato apto, por lo que se corrigió y se cargó el programa nuevamente.

Sobre la carga de parámetros, estos fueron realizados por un especialista de GE, los cuales fueron ingresados conforme a los valores estándares que se describen en la documentación oficial de GE. El parámetro "Suspend Not Tracking PLC" fue deshabilitado para evitar que el PLC suspenda la máquina cuando se detecte una condición de Not Tracking.

#### 4.3.6.b. Verificación de parámetros de área

En esta etapa, se deshabilitó el CSF con el objetivo de verificar el valor del BIAS y comprobar que se está calculando correctamente el ACE. De acuerdo a las señales observadas de frecuencia y ACE (figura 4.12, se observa que la frecuencia tiene un valor promedio mayor a 50 Hz, por lo que el control de frecuencia no es corregido mediante control manual. Se observa además que el BIAS corresponde a 18 MW/0.1Hz, por lo que no es necesario cambiar este parámetro.

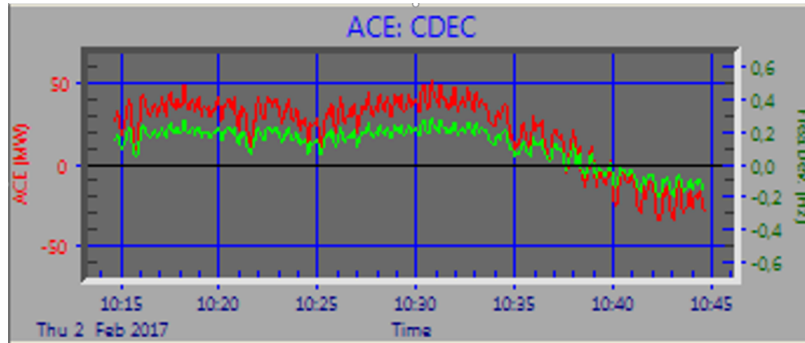


Figura 4.12: Frecuencia y ACE en prueba de verificación de parámetros de área.

#### 4.3.6.c. Pruebas de sintonización en control CFC

Se ajustó el AGC en modo ON y control CFC, mientras que las unidades CCH2, CTM3 y U16 se ajustaron en modo Automático y con los puntos bases ingresados manualmente. Con ello, se observa que el ACE se mantiene dentro de las bandas de control y las consignas son enviadas correctamente a las máquinas, tal como se muestra en 4.13. Sin embargo, al inicio de esta prueba, se observa que la frecuencia no está siendo controlada adecuadamente, debido a que la unidad CCH2 no estaba respondiendo a las consignas correctamente.

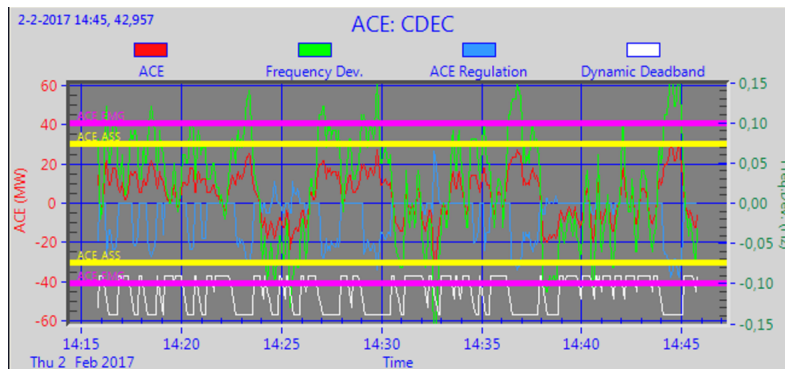


Figura 4.13: Curvas observadas para prueba de sintonización en control CFC.

Esto se produce porque la máquina estaba generando una respuesta oscilatoria producto de la actuación del CPF (ver figura 4.14), por lo que se opta por deshabilitar el CSF de esa unidad, lográndose así que los aportes en regulación se distribuyan correctamente en las unidades restantes. Posteriormente, se vuelve a habilitar la unidad CCH2 para CSF pero con CPF desactivado, observándose que la unidad trabaja correctamente en la regulación de la frecuencia (ver figura 4.15).

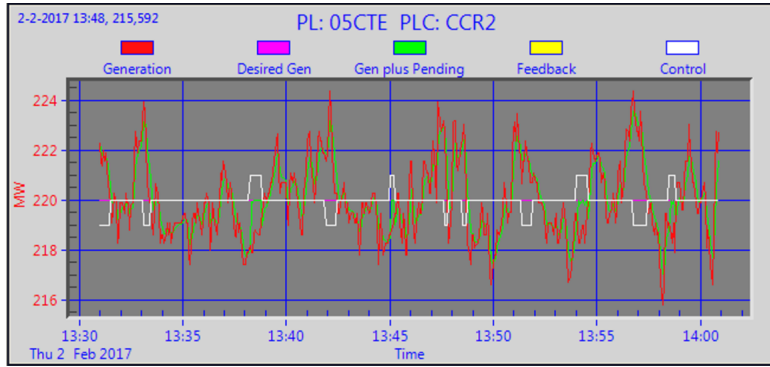


Figura 4.14: Respuesta oscilatoria en sintonización para control CFC.

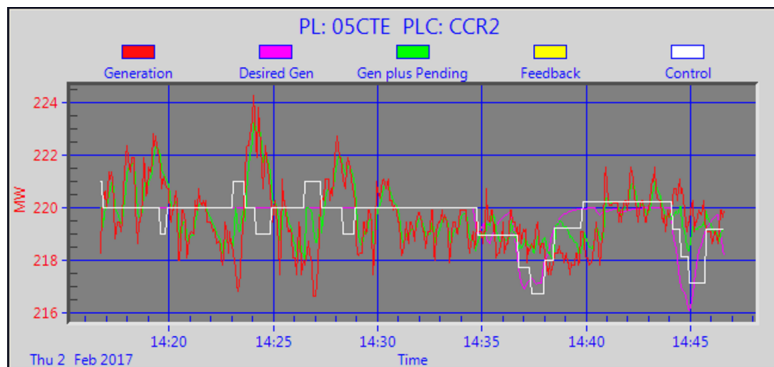


Figura 4.15: Respuesta sin oscilación en sintonización para control CFC.

Con el objetivo de mejorar la calidad del CSF, algunos parámetros sistémicos fueron cambiados, principalmente alterando las constantes del filtro de banda muerta dinámica. De esta manera, se aseguró que la frecuencia se mantuviese dentro de la banda  $\pm 0,2\text{Hz}$ , tal como se muestra en 4.16:

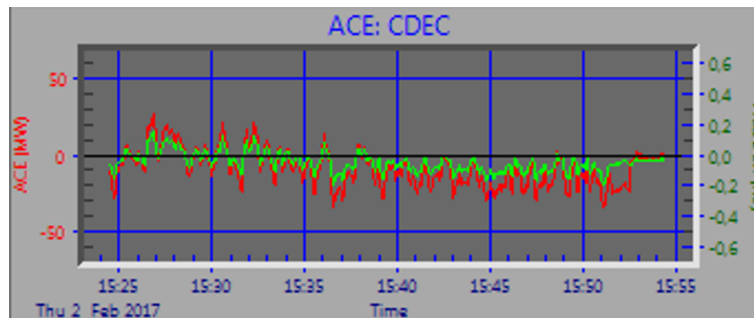


Figura 4.16: Curva de frecuencia con parámetros de sintonización ajustados.

#### 4.3.6.d. Pruebas de sintonización del despacho económico

Posterior a sintonización sistémica con la plataforma en control CFC, se procede a iniciar la operación en modo CED, de modo que los puntos bases de cada unidad sean calculados automáticamente

por la función Despacho Económico. Se verificó que los puntos bases de las unidades no fueron calculados correctamente, debido a que poseen mucha diferencia respecto a los puntos bases determinados por la PCP. Se opta por deshabilitar el Despacho Económico, lo cual conlleva a que posteriormente se deben realizar nuevas revisiones.

### 4.3.6.e. Pruebas de sintonización en modo TLBC

Se observa que la frecuencia se estabiliza, debido a que el ACE se encuentra influenciado en gran medida por el intercambio entre el SING y el SADI. Sin embargo, se verificó que existe una diferencia entre la medición que se toma en Chile y en Argentina que causa oscilaciones en el control de intercambio, por lo que este control no se logra de forma adecuada (ver figura 4.17). Se opta por trabajar el AGC solo en modo CFC.

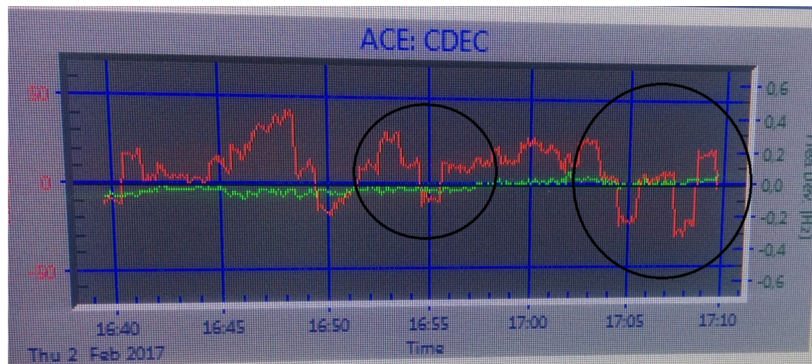


Figura 4.17: Prueba de sintonización con control TLBC

## Capítulo 5

# Desempeño del AGC en tiempo real

En esta sección se evaluará el desempeño de la plataforma AGC del SING, mediante el estudio de cinco eventos de pérdida de generación ocurridos el año 2017. Esto trae consigo determinar si el AGC funcionó adecuadamente o si se deben incorporar mejoras para lograr un adecuado control de frecuencia.

Para cumplir con el objetivo anterior, como etapa previa se desarrolla una herramienta de desempeño que logre ordenar la información extraída de las variables historizadas del SCADA y realizar el despliegue adecuado de las variables de interés, tanto sistémicas como de unidades habilitadas.

A partir de la herramienta propuesta, se analiza el desempeño diario de la AGC, verificando que se cumplan los requerimientos presentados en 3.2 y mostrando estadísticas de interés que logren evidenciar lapsos de tiempo o condiciones operativas donde puedan ocurrir fallas de la plataforma, haciendo énfasis a la influencia de las ERNCs en el proceso.

Posterior a la revisión del desempeño diario, se estudiará el desempeño de la plataforma en los intervalos de tiempo donde ocurrió la contingencia de frecuencia, con el motivo de analizar en detalle la reacción de la plataforma ante el evento y la reacción de las unidades frente a las consignas enviadas por el AGC.

### 5.1. Herramienta de desempeño de AGC

Con el motivo de realizar un buen desempeño de la plataforma AGC, se desarrolla una herramienta que brinda un reporte detallado de su funcionamiento a través del despliegue de una serie de gráficas que describen la evolución de las variables historizadas del AGC durante una ventana de tiempo de 24 horas. Esta herramienta trabaja con códigos en *VisualBasic* que se encuentran alojados en un grupo de botones, cada uno de ellos con una función específica y que están ordenados en la interfaz del programa, tal como muestra la figura 5.1. Al seccionar el código, el operador tiene un mejor control en la ejecución del programa, debido a que le es posible observar de mejor manera los procesos intermedios.

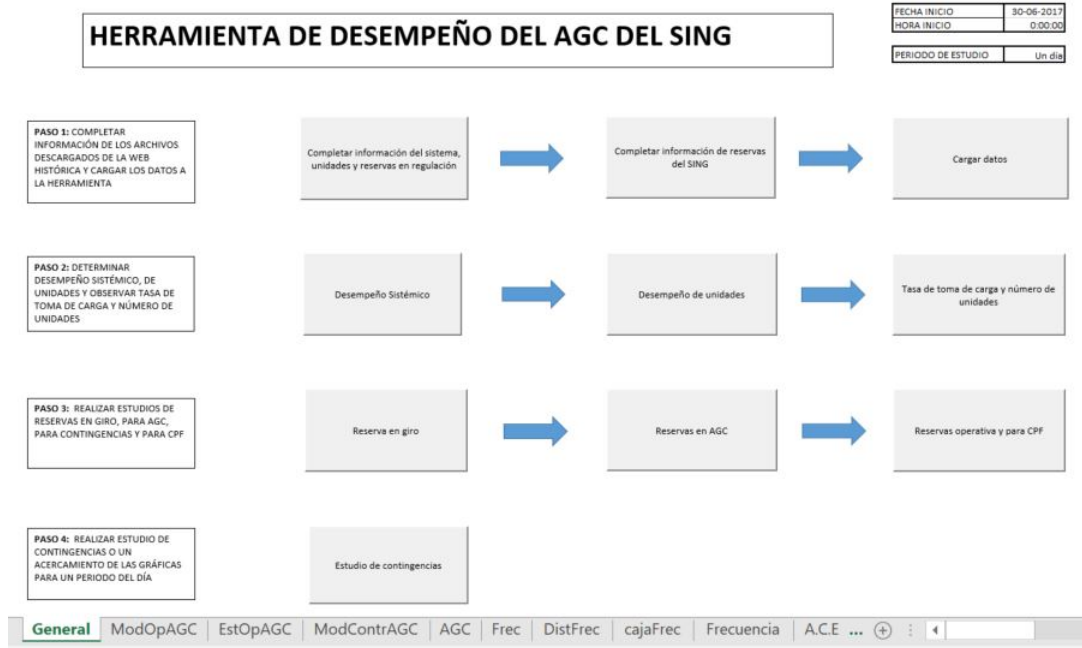


Figura 5.1: Interfaz de la herramienta de desempeño.

Un esquema general de la herramienta se muestra en la figura 5.2, el cual toma como entrada las variables historizadas obtenidas desde la aplicación e-terraarchive, para luego generar dos archivos de texto que son solicitados posteriormente junto con la programación diaria de generación. Para hacer más expedito el proceso, se definen previamente los siguientes *queries* o campos en la aplicación web para realizar las descargas de datos en una forma más compacta:

- *Reporte\_AGC*: Contiene todas las variables historizadas definidas anteriormente, a excepción de las reservas en giro, reservas para contingencia y reservas para CPF.
- *Unidades\_AGC*: Contiene la información de las variables historizadas del PLC de todas las unidades habilitadas, en el instante anterior al instante inicial del día consultado. Este archivo se debe descargar cuando existen datos que no se muestran en el primer instante, debido a que la diferencia entre la información entre dos periodos consecutivos es menor a la banda muerta de historización. De esta manera se considera que los datos faltantes en el primer instante son aproximadamente iguales a los datos del último instante del día anterior.
- *Reporte\_reserva\_SING*: Contiene las reservas en giro, las reservas para contingencias y las reservas para CPF. Estas variables no están contenidas en el archivo *Reporte\_AGC* porque su periodo de muestreo es de dos segundos, distinto al periodo del SCADA (cuatro segundos).
- *Reservas\_Unidades\_AGC*: Contiene la información de las reservas en AGC de las unidades en el instante anterior al primer instante del día consultado, utilizando en los casos en que falte información de reservas en AGC de las UG en el primer instante debido a que la diferencia entre el periodo inicial y el anterior es menor a la banda muerta de historización. En este caso,

se considera que la información en el instante anterior es aproximadamente igual al instante inicial del día consultado.

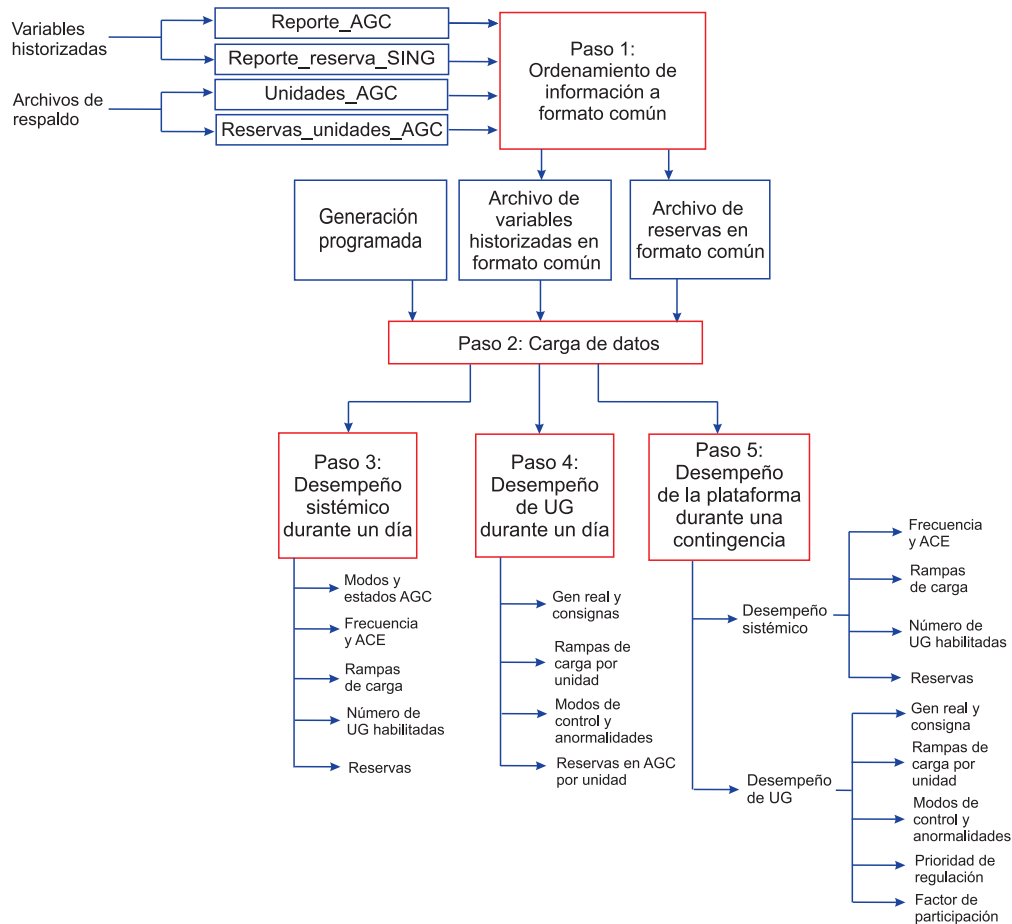


Figura 5.2: Proceso descriptivo de la herramienta de desempeño.

Una vez obtenidas las entradas a la herramienta, se procede con la ejecución de los botones, cuyas acciones se agrupan en las siguientes etapas:

- Paso 1: Fase Preliminar: Se ordenan los datos de las planillas descargadas para normalizar la información y guardarla en un solo formato común, incluyendo la información faltante, producto de la banda muerta de historización. El resultado de esta etapa son dos archivos en formato .xlsm que contienen la información ordenada de las variables históricas y reservas sistémicas, respectivamente.
- Paso 2: Carga de datos: Se solicitan las rutas de los archivos generados en la etapa anterior, junto con la ruta del archivo que contiene la generación programada del día.
- Paso 3: Desempeño sistémico del AGC durante un día: Se observa el comportamiento del AGC en base a la evolución de las variables sistémicas de interés, tales como frecuencia, ACE, rampas de carga, reservas del sistema, entre otros.

- Paso 4: Desempeño de las UG habilitadas durante un día: Se observa el comportamiento de las unidades habilitadas para AGC, de acuerdo a la evolución de las variables de las unidades de interés tales como generación real, consignas de potencia, estados y modos de las UG, y anomalías.
- Paso 5: Desempeño del AGC frente a una contingencia: Se ingresa el periodo de tiempo que se requiere observar para luego determinar las gráficas de las variables durante dicha ventana de tiempo. De esta manera, es posible hacer un acercamiento de las curvas para observar de mejor manera el comportamiento de la plataforma y de las UG habilitadas tanto para la operación normal como para una contingencia.

### 5.2. Desempeño diario del AGC

Luego de confeccionar la herramienta de desempeño del AGC, se procede a verificar su comportamiento para distintos escenarios de operación. Los casos estudiados corresponden a los escenarios reales más graves que ocurrieron entre los meses de junio a octubre del año 2017, eligiéndose un escenario por mes de acuerdo a la caída más abrupta de la frecuencia del sistema. A continuación, se describen los escenarios escogidos para el desempeño durante la operación del AGC para el año 2017, cuyos antecedentes principales se encuentran en la tabla 5.1.

- 30 junio: Desenganche de la unidad CTH con 165 MW, producto de la interrupción del interruptor 52JR en la S/E Chacaya. La unidad CTA sufre un *runback* desde 166 a 90 MW.
- 03 julio: Desenganche de la unidad CTH con 99 MW, producto de una falla en válvulas de altas cargas en domo.
- 30 agosto: Desenganche de la unidad CCH1 con 200 MW, debido a la alta presión del Hogar por pérdida de sello de caldera ante un desprendimiento de escoria.
- 07 septiembre: Desenganche de la unidad CTTAR con 110 MW, debido a la detección de llama en el ignitor C1 del molino C.
- 20 octubre: Desenganche de la componente CTM3-TV con 68 MW a las 22:14 hrs y de la componente CTM3-TG con 149 MW con 22:22 hrs. Lo anterior se debe a una falla en válvula atemperadora del bypass de baja presión.

## Capítulo 5. Desempeño del AGC en tiempo real

Día	Hora	Unidad desenganchada	Pérdida de generación	Unidades habilitadas	Frecuencia de prefalla	Frecuencia mínima
30 de junio	12:17	CTH	140 MW	ANG1, ANG2, CCH1, U14, U16	50 Hz	49.23 Hz
03 de julio	10:23	CTH	99 MW	ANG1, ANG2, CCH1, CCH2, U16	50 Hz	49.48 Hz
30 de agosto	16:14	CCH1	200 MW	ANG1, ANG2, CCH1, CCH2, U14, KELAR	50.21 Hz	49.16 Hz
07 de Septiembre	19:04	CTTAR	110 MW	ANG1, ANG2, CCH1, CCH2, U14, U16	49.85 Hz	49.47 Hz
20 de octubre	22:14	CTM3	68 MW y 149 MW	CCH1, CCH2, U14, U16, KELAR	49.92 Hz	49.30 Hz

Tabla 5.1: Antecedentes principales de los escenarios de operación, donde se produce una contingencia de frecuencia.

### 5.2.1. Operación y control del AGC

La tabla 5.2 resume los porcentajes de tiempo en donde la plataforma estuvo trabajando en los distintos modos y estados de operación y control. En general, se observa que la gran mayoría del tiempo la plataforma trabaja en modo ON y CFC, tal como se esperaba para la operación del SING. De igual forma, la plataforma actuó casi en su totalidad del tiempo en estado normal de operación, ocurriendo anomalías durante un tiempo muy reducido y solo en los escenarios del 30 de junio y 07 de septiembre.

Cabe destacar que las anomalías ocurridas produjeron que el AGC entrara en estado de pausa, pero como este estado duró menos de 180 segundos, la plataforma no alcanzó a suspenderse. Para ambos casos, la causa de estas anomalías fue por fallas de telemetría, no teniendo así disponibilidad de medición de la frecuencia y ACE del sistema.

Clasificación operativa del AGC	Tipo	30 Junio	03 Julio	30 Agosto	07 Septiembre	20 Octubre
Modos de operación	ON	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
	OFF	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	MONITOR	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Modos de control	CFC	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
	CNIC	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	TLBC	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Estados de operación	NORMAL	99,9954 %	100 %	100 %	99,9769 %	100 %
	PAUSED	0,0046 %	0 %	0 %	0,0231 %	0 %
	SUSPENDED	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %

Tabla 5.2: Porcentaje de tiempo de modos de operación y control del AGC

### 5.2.2. Comportamiento de frecuencia

El estudio del comportamiento de la frecuencia del SING implica observar la distribución de frecuencia en la ventana de un día, obteniéndose así los histogramas de la figura 5.3 donde se distinguen

por colores las bandas estipuladas por la NTSyCS. A partir de ellos se extrae que para todos los días estudiados, entre 49.95 a 50 Hz la frecuencia se mantuvo un mayor porcentaje de tiempo, siendo más alta el día 20 de Octubre, lo cual indica un buen desempeño de la plataforma. Por otra parte, se observa una distribución más homogénea en el histograma del 07 de septiembre, en comparación con el resto de los casos estudiados. Con motivo de complementar la información de los histogramas, se adjunta una tabla resumen con los porcentajes de tiempo en que la frecuencia estuvo en cada rango, para cada día analizado. De la información presente, se observa que de los escenarios estudiados, el ocurrido el 03 de julio es el único que cumple en su totalidad con lo indicado en la norma técnica, mientras que los escenarios del 07 de septiembre y 20 de octubre fallan en el rango de 49.3 Hz a 49.7 Hz y el del 30 de junio falla en el cumplimiento de la banda menor a 49.3 Hz. De todas maneras, la norma técnica exige que el valor promedio de la frecuencia fundamental medida en una ventana de 10 segundos se encuentre en los rangos definidos y el análisis propuesto en este documento sugiere que la frecuencia instantánea se encuentre dentro de dichos rangos, concluyéndose que este análisis es más restrictivo que lo que indica la norma.

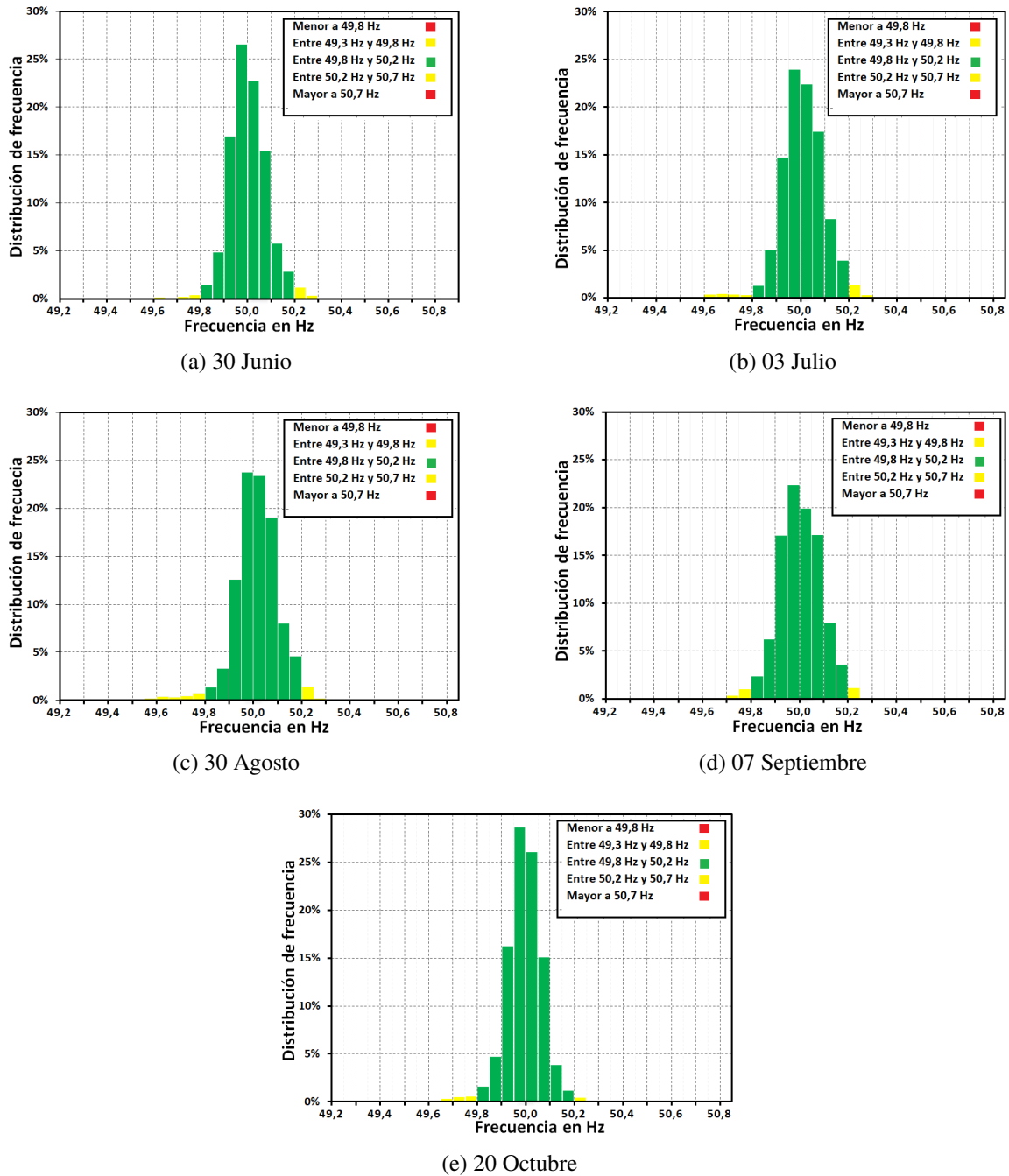


Figura 5.3: Distribución de frecuencia del SING

<b>Rango de frecuencia</b>	<b>30 Junio</b>	<b>03 Julio</b>	<b>30 Agosto</b>	<b>07 Septiembre</b>	<b>20 Octubre</b>
Menor a 49,3 Hz	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Entre 49,3 y 49,8 Hz	1,35 %	1,48 %	2,16 %	1,87 %	1,98 %
Entre 49,8 y 50,2 Hz	97,33 %	97,28 %	96,69 %	97,26 %	97,57 %
Entre 50,2 y 50,7 Hz	1,29 %	1,24 %	1,15 %	0,84 %	0,43 %
Mayor a 50,7 Hz	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %

Tabla 5.3: Porcentaje de tiempo donde la frecuencia se mantiene en los rangos impuestos por la NTSyCS

Una herramienta eficaz para analizar variaciones de frecuencia durante el día, son los diagramas de caja de la figura 5.4, que muestran el comportamiento de la frecuencia de forma estadística por cada hora. A partir de dichas gráficas, se observa claramente cuando actúa el evento de desconexión, mediante la caída abrupta de la frecuencia en la hora que ocurre la falla, y su restablecimiento en la hora siguiente, puesto que el tiempo de recuperación de la frecuencia se encuentra en torno a los minutos. Adicionalmente es posible notar la influencia de las ERNCs que actúan aproximadamente entre las 08:00 hrs y las 18:00 hrs, dado que durante esa ventana de tiempo las cajas son más grandes, existiendo así una mayor separación entre el cuartil 1 y el cuartil 3, para una muestra de datos de frecuencias en una hora. Lo anterior se observa mayoritariamente en los días 30 de junio, 03 de julio y 20 de octubre.

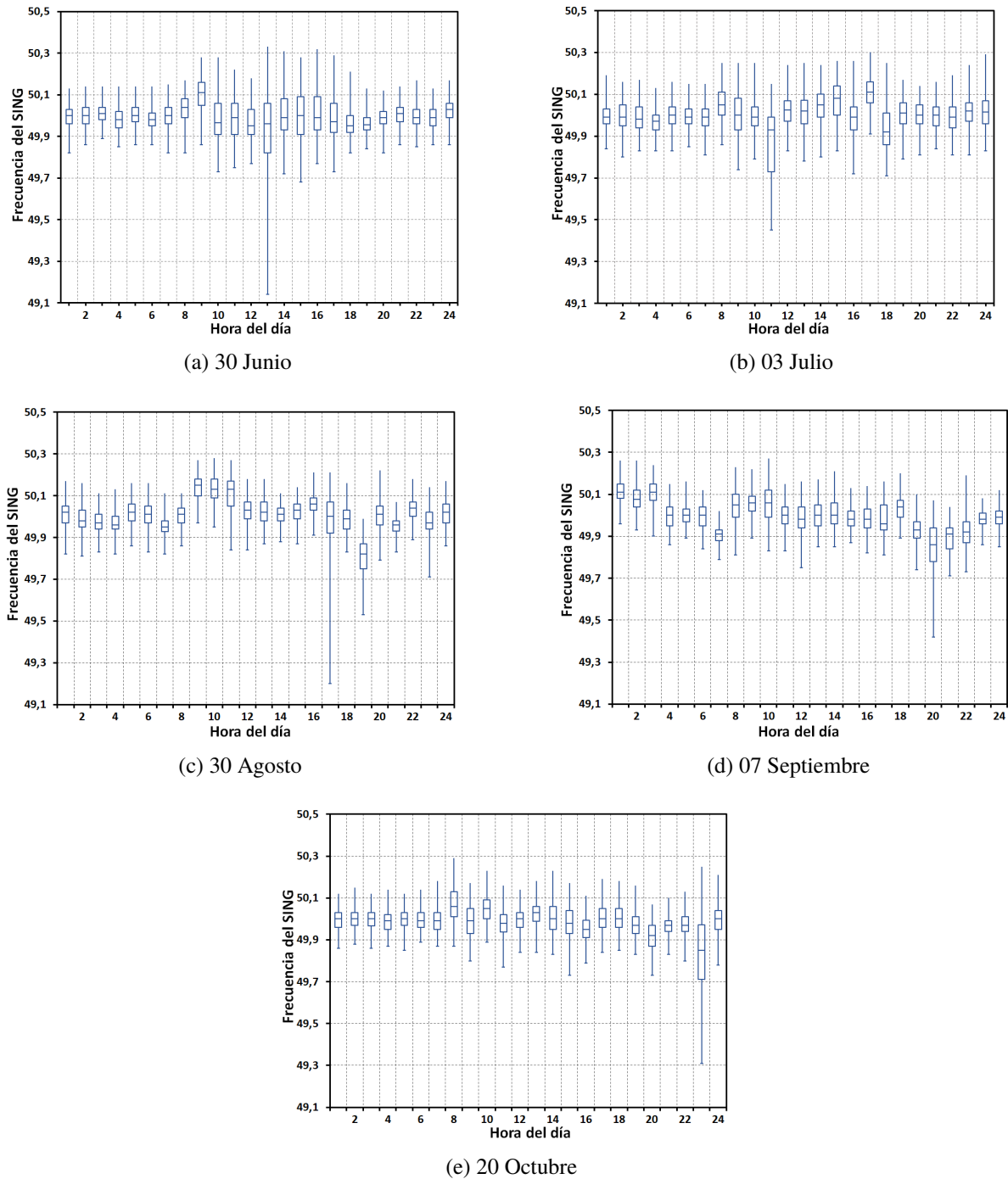


Figura 5.4: Frecuencia y ACE en función del tiempo para los escenarios estudiados

### 5.2.3. Comportamiento de las unidades habilitadas

El análisis del comportamiento de las unidades recae en mostrar el resumen de los porcentajes de tiempo donde las unidades se pausaron, se suspendieron o se encontraban dentro de una condición de *Not Tracking*, para luego describir a grandes rasgos la causa de la presencia de anomalías más

abruptas de cada una de ellas.

### 5.2.3.a. Angamos

De acuerdo con lo observado en las figuras 5.5a y 5.5b, tanto la ANG1 como la ANG2 han estado pausadas un leve porcentaje de tiempo, pudiendo ocurrir que las unidades se suspendieran (caso 30 de agosto) o que se corrigiera su condición inmediatamente (caso 07 de septiembre). El caso más grave fue el ocurrido el 30 de agosto, donde las unidades pasaron de un estado remoto a local, lográndose así una condición permanente de suspendido. Nótese además que durante el 30 de junio estas unidades estuvieron trabajando un 100 % del tiempo en estado normal.

De estos gráficos se infiere además que existe baja presencia de la condición Not Tracking, detectándose solo una vez en la ANG1 el 07 de septiembre y dos veces en la ANG2 durante el 30 de agosto.

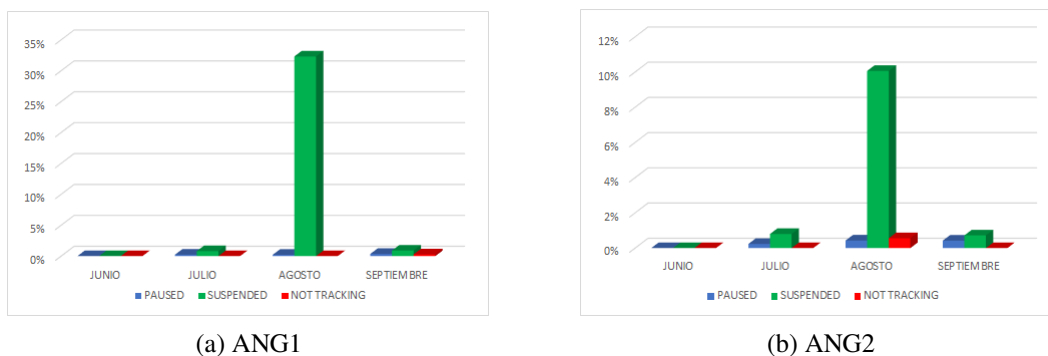


Figura 5.5: Anormalidades de las unidades propias de la central Angamos

### 5.2.3.b. Cochrane

La unidad CCH1 durante el día 30 de junio tuvo un buen desempeño, observándose anormalidades solo tres veces y por un periodo de un ciclo de AGC, la primera condición de pausa es causada al momento de ocurrir el evento producto de una mala ejecución del regulador de velocidad y las condiciones restantes fueron ocasionadas por fallas de telemetría.

03 Julio: La unidad CCH1 durante el día 03 de julio tuvo un buen desempeño, observándose solo una condición de pausa al momento de ocurrir el evento de desconexión, producto de una mala ejecución del regulador de velocidad. La unidad CCH2 también se pausa al momento de ocurrir la falla, condición que dura un ciclo de AGC. Adicionalmente, la unidad CCH2 presenta una condición de Not Tracking, luego de superar el umbral mínimo considerado en la pruebas de Not Tracking y comprobar que no convergía la generación real a su consigna. Esto produjo que la consigna cayera bruscamente hasta que se superara dicha condición.

30 Agosto: La unidad CCH1 detecta una condición de pausa luego que se desconecta de forma intempestiva. La unidad CCH2, por su parte, sufre una anomalía al momento de desconectarse la

unidad CCH1, donde se detecta una condición de pausa, y luego que localmente se cambiara el estado desde Remoto a Local. La última condición mencionada hace que la unidad quede pausada por 180 segundos y luego suspendida

CCH2

07 Septiembre: La unidad CCH1 entra en modo pausado de forma consecutiva entre las 13:00 hrs y las 14:00 hrs, como consecuencia del pausado de la plataforma AGC entre las mismas horas.

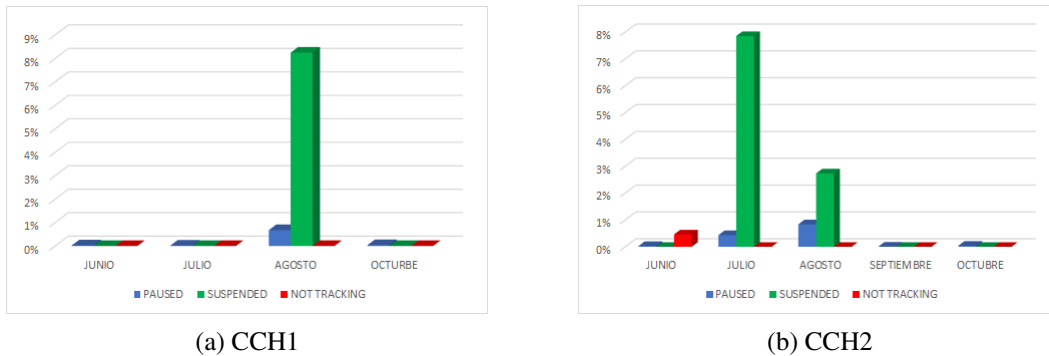


Figura 5.6: Anormalidades de las unidades propias de la central Cochrane

5.2.3.c. Tocopilla

De acuerdo a lo señalado en la figura 5.7a, la unidad presenta predominantemente estados de pausa en los eventos ocurridos en Julio, Agosto y Septiembre. Para el caso del 03 de Julio, la unidad se pausó debido a que se hizo el cambio de estado de remoto a local mientras la unidad se encontraba en modo automático; esta condición dura brevemente puesto que al instante siguiente la unidad pasó de modo automático a local. El día 30 de agosto fue el día donde se observó mayores casos de anomalías, donde los más graves fueron dos condiciones pausa y suspensión por falla de telemetría y una condición de Not Tracking a las 18:53 hrs, mientras que el 07 de Septiembre se detectan consecutivamente condiciones de pausado entre las 11 y las 14 hrs, producto de una mala ejecución de la plataforma. Cabe destacar que durante el 03 de junio no se detectaron anomalías.

Por su parte, en la figura 5.7b se observa que durante los meses de julio y septiembre se producen las mayores anomalías, estando suspendida un 22 % del tiempo para el 30 de julio y un 45 % un 07 de septiembre. En particular, las causas de las anomalías en el 03 de julio se deben a múltiples cambios de estados de remoto a local, los cuales ocasionaron que la unidad se suspenda y que tenga que ser restaurada manualmente, mientras que durante el 07 de Septiembre la unidad U16 se encuentra casi la mitad del tiempo suspendida puesto debido a que la plataforma se pausa consecutivamente entre las 12:00 hrs y las 13:00 hrs. Cabe destacar que para el día 20 de Octubre, la unidad presentó una condición de Not Tracking a las 22:39 hrs, condición que se mantiene por cerca de un minuto. Nótese que durante el 30 de junio, la unidad no sufrió anomalía alguna.



Figura 5.7: Anormalidades de las unidades propias de la central Tocopilla

### 5.2.3.d. Mejillones y Kelar

Durante el 30 de junio no se detectó ninguna anomalía. Durante el 30 de agosto se detectó una condición de pausado por falla de telemetría y una condición de Not Tracking que dura un poco menos de 9 minutos. Durante el 07 de septiembre se produjo solo una condición de pausado puesto que se hizo el cambio de estado remoto a local. Durante el 20 de Octubre, la unidad estuvo un poco menos de un 25 % del tiempo utilizado para AGC en condición de Not Tracking, luego de superar con creces el umbral mínimo para detectar no seguimiento.

Respecto a la unidad CTM3, esta solo estuvo regulando durante el 07 de septiembre, donde se observa que la unidad se encuentra pausada cerca de un 12 % del tiempo utilizado para AGC. Este porcentaje se sustenta en las condiciones de pausa de la plataforma AGC ocurridas entre las 13:00 hrs y 14:00 hrs.



Figura 5.8: Anormalidades de las unidades CTM3 y Kelar

### 5.2.4. Rampas de carga y número de unidades en AGC

A excepción del escenario del 03 de julio, se cumplió favorablemente el requerimiento de rampa de carga, donde el porcentaje de cumplimiento de cada escenario supera el 99 % del tiempo. El porcentaje

alto de incumplimiento del escenario del 03 de julio se explica porque a las 16:32 hrs la prioridad de regulación de las unidades ANG1, ANG2 y CCH1 cambia de 1 a 0, lo que produjo una caída de la tasa de carga sistémica de 12,5 MW/min a 7 MW/min y trabajando en AGC solo las unidades CCH2 y U14. Para contrarrestar lo anterior, a las 17:27 hrs la unidad U16 pasa de estado local a remoto, aumentando la tasa de carga sistémica de 7 MW/min a 18 MW/min. Posteriormente, estando en AGC solo las unidades U14 y U16, esta última a las 18:26 hrs pasa de modo remoto a local, disminuyendo la tasa de toma de carga de 15,5 MW/min a 4,5 MW/min. Esto se resuelve a las 18:52 hrs, donde se ajustan las prioridades de regulación de las unidades ANG1, ANG2 y CCH1 de 0 a 1, aumentando la tasa de carga a 10 MW/min.

		30 Junio	03 Julio	30 Agosto	07 Septiembre	20 Octubre
Tasas de carga	Cumplimiento	99,991 %	93,343 %	99,171 %	99,056 %	99,995 %
	No Cumplimiento	0,009 %	6,657 %	0,829 %	0,944 %	0,005 %
Número de Unidades	Cumplimiento	99,995 %	91,18 %	99,171 %	99,74 %	99,995 %
	No Cumplimiento	0,005 %	8,82 %	0,829 %	0,24 %	0,005 %

Tabla 5.4: Porcentaje de tiempo de cumplimiento de requerimiento de rampa de carga y número de unidades en AGC

Análogo a la revisión del cumplimiento de la rampa sistémica de carga, el requerimiento de número de unidades se cumplió satisfactoriamente para los escenarios estudiados, exceptuando el ocurrido el 03 de julio. Esto se explica porque debido al cambio de prioridad de las unidades ANG1, ANG2 y CCH1, solo se encuentran regulando las unidades CCH2 y U14, condición que se mantiene hasta la entrada de la unidad U16 a las 17:27 hrs. No obstante, a las 17:39 hrs la prioridad de la unidad CCH2 pasa de 1 a 0, implicando que solo se encuentre regulando la unidad U16. La situación empeora cuando la U16 pasa de estado remoto a local, quedando solo la unidad U14 en AGC. Una vez que entran las unidades ANG1, ANG2 y CCH1, el requerimiento se vuelve a cumplir.

### 5.2.5. Reservas para AGC

El estudio de las reservas en AGC arroja un resumen de porcentajes de tiempo que se cumplió el requerimiento de reserva, el cual se despliega en la tabla . A partir de los valores de la tabla se infiere que existe un buen cumplimiento de la reserva para subir generación, debido a que todos los escenarios cumplen con este requerimiento un 90 % del tiempo estudiado. No obstante, existe un porcentaje considerable de incumplimiento de la reserva para bajar generación, alcanzando hasta un 51,45 % para el caso del escenario del 07 de septiembre. De todas maneras, resulta difícil que ambas variables cumplan simultáneamente, puesto que la tendencia es que mientras sube una, la otra puede bajar.

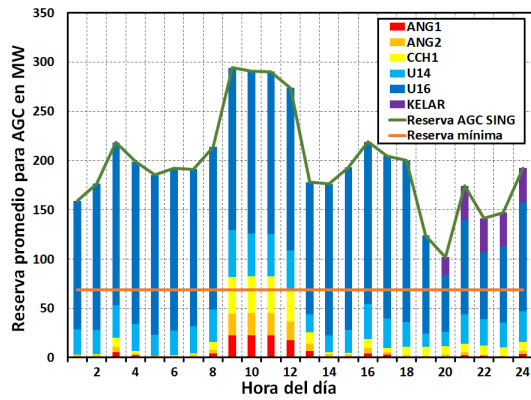
Debido que las curvas de reservas para AGC tanto sistémicas como individuales por unidad presentan abundante variación, se calculó los promedios de cada reserva por hora, obteniéndose así las

gráficas de la figura 5.9 y 5.10. En las gráficas de la figura 5.9 se aprecia que la reserva para subir generación está dada principalmente por los aporte en reserva de la unidad U16, la cual tiene gran margen de generación debido a que se encuentra despachada a una potencia cercana a su límite inferior (124 MW). Los casos en que la unidad U16 no se encuentra disponible, los márgenes de reserva necesarios para cumplir el requerimiento de reserva en AGC son proporcionados por las unidades U14 y KELAR, las cuales también son despachadas a una potencia cercana a la mínima (75 MW para la U14 y 152 MW para la KELAR en configuración TG1+TG2).

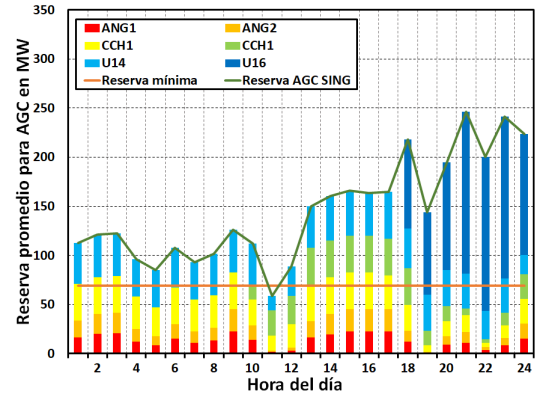
El hecho que las unidades U14, U16 y KELAR se encuentren despachadas a un valor cercano a su límite inferior para AGC implica que la reserva sistémica para bajar regulación sea mucho menor a lo esperado, lo cual se ve reflejado en el gran porcentaje de incumplimiento que se observa en las gráficas de la figura 5.10. Esto puede implicar un posible peligro al sistema para los casos en que ocurra un evento de sobre frecuencia (desprendimiento de una carga de gran tamaño).

		30 Junio	03 Julio	30 Agosto	07 Septiembre	20 Octubre
Reserva para subir	Cumplimiento	98,48 %	92,98 %	92,57 %	97,07 %	98,12 %
	No Cumplimiento	1,52 %	7,02 %	7,43 %	2,93 %	1,88 %
Reserva para bajar	Cumplimiento	88,63 %	64,36 %	63,86 %	48,55 %	88,87 %
	No Cumplimiento	11,37 %	35,64 %	36,14 %	51,45 %	11,13 %

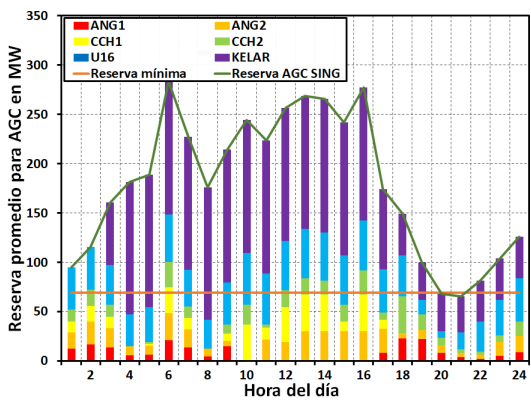
Tabla 5.5: Porcentaje de tiempo de cumplimiento de requerimiento de reservas para AGC



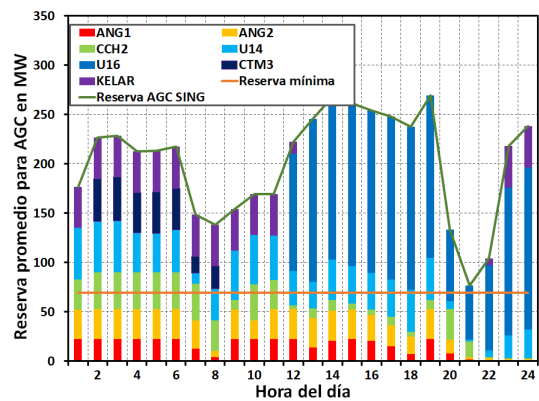
(a) 30 Junio



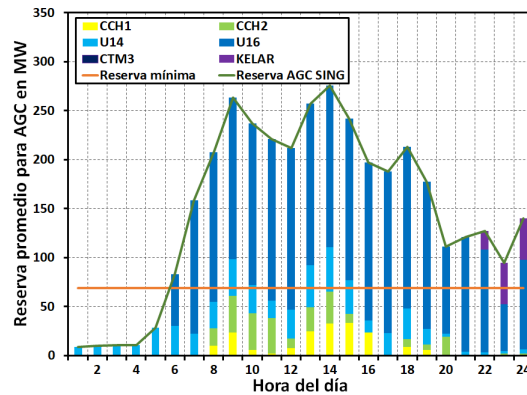
(b) 03 Julio



(c) 30 Agosto

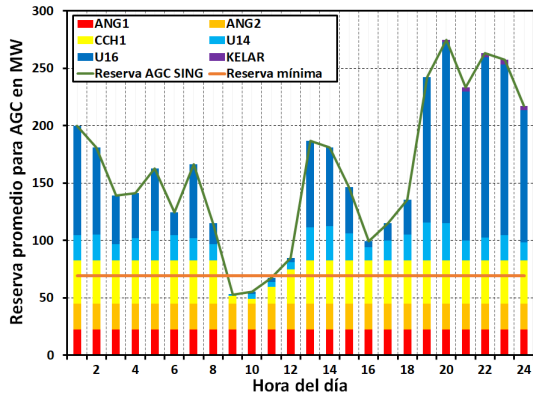


(d) 07 Septiembre

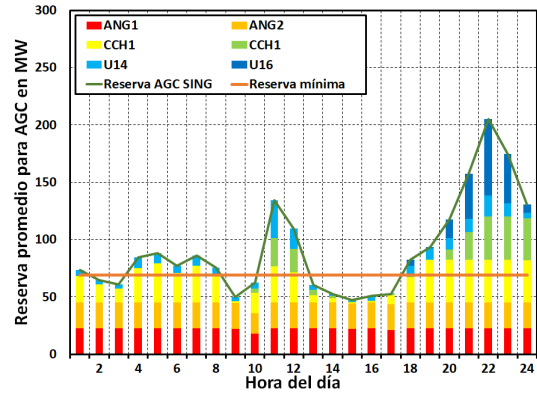


(e) 20 Octubre

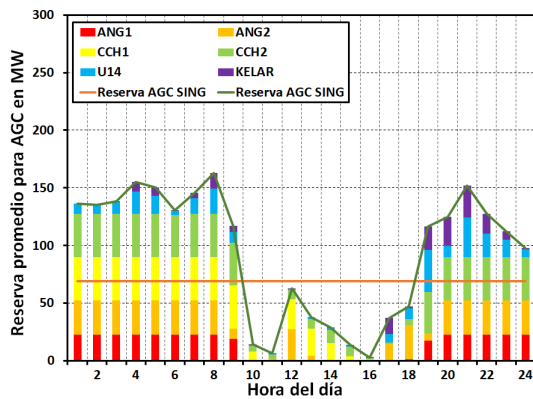
Figura 5.9: Reservas en AGC promedio para subir generación, sistémica y por unidad



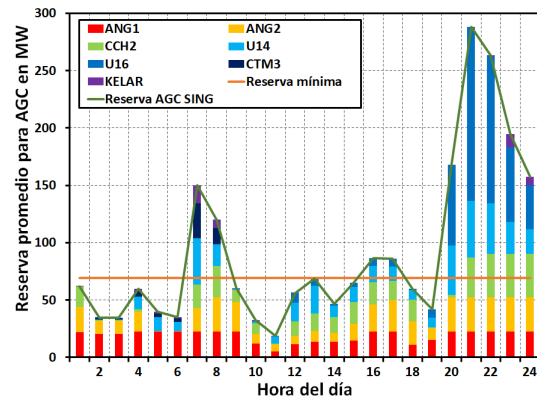
(a) 30 Junio



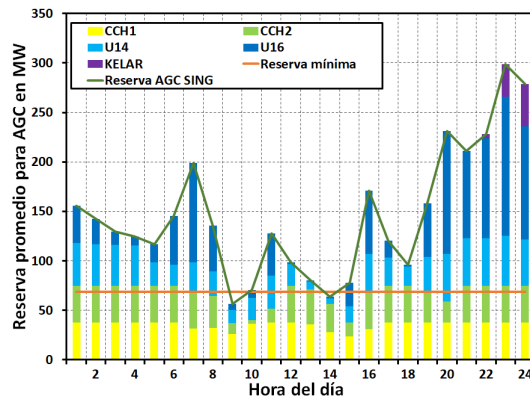
(b) 03 Julio



(c) 30 Agosto



(d) 07 Septiembre



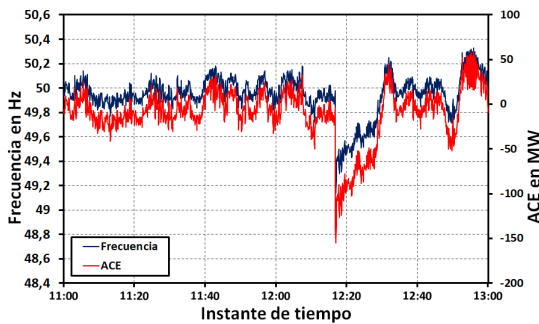
(e) 20 Octubre

Figura 5.10: Reservas en AGC promedio para bajar generación, sistémica y por unidad

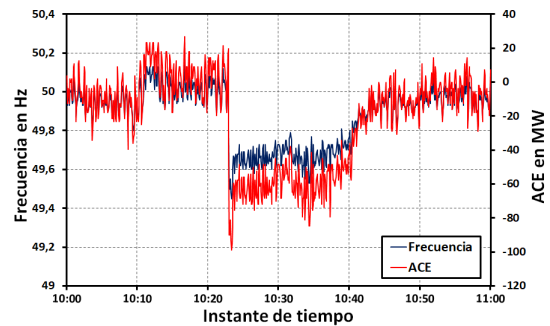
### 5.3. Desempeño del AGC frente a contingencias

#### 5.3.1. Comportamiento de frecuencia

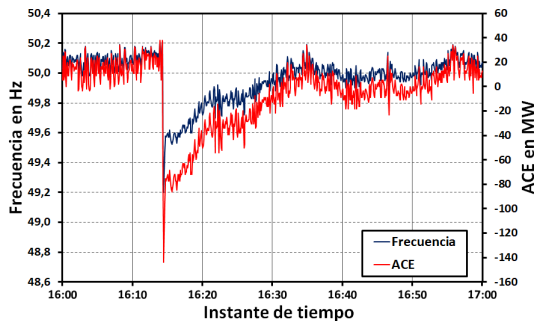
A continuación se presentan las gráficas de frecuencia y ACE en función del tiempo, observándose claramente la caída de ambas variables al ocurrir una contingencia de generación. Previo a los eventos ocurridos, la frecuencia se encuentra entre 49,8 Hz y 50,2 Hz, implicando que la plataforma AGC logra mantener la frecuencia dentro de la banda admisible por la NTSyCS. Sin embargo, en la figura 5.19a se muestra que la frecuencia tiene una mayor variabilidad que el resto de las figuras, debido a que al momento de ocurrir la contingencia, existe una mayor cantidad de ERNC inyectando al sistema.



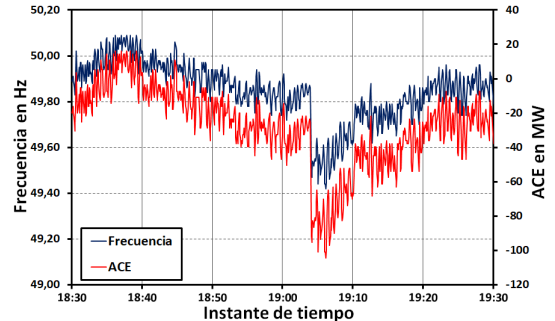
(a) 30 Junio



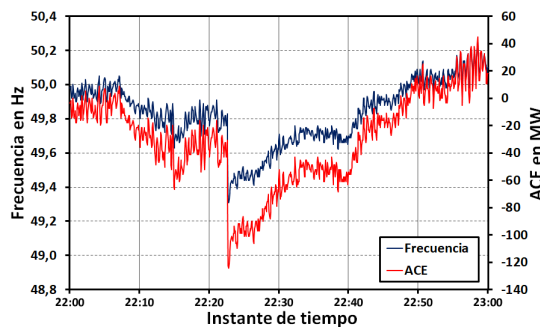
(b) 03 Julio



(c) 30 Agosto



(d) 07 Septiembre



(e) 20 Octubre

Figura 5.11: Frecuencia y ACE en función del tiempo para los escenarios estudiados

Posterior a los eventos de pérdida de generación, actúa de forma inmediata el CPF y CSF, observándose que la frecuencia es recuperada luego de un cierto tiempo. Cabe destacar que el primer salto positivo de frecuencia es mayor a los siguientes, debido a que en ese instante actúa el CPF. Cabe destacar que en ningún momento la frecuencia bajó de los 49 Hz, por lo que la plataforma no sufrió suspensión por descenso de frecuencia.

### **5.3.2. Acciones de control del filtro de banda muerta dinámica**

Las gráficas siguientes muestran la evolución de las constantes proporcional e integral del lazo de control del ACE, los cuales varían de acuerdo al valor del ACE presente en cierta banda de regulación. Previo a los eventos ocurridos, el ACE se mantiene alternándose entre la banda muerta y la banda normal de regulación, situándose ocasionalmente en la banda asistida y de emergencia. No obstante, ocurrida la perturbación, el valor del ACE se posiciona inmediatamente en la banda de emergencia y se mantiene así hasta que la frecuencia se restablece. Cabe destacar que hay ciertos saltos hacia las constantes de la banda asistida durante la recuperación de la frecuencia, sin embargo, estos son aleatorios producidos por la variabilidad del ACE.

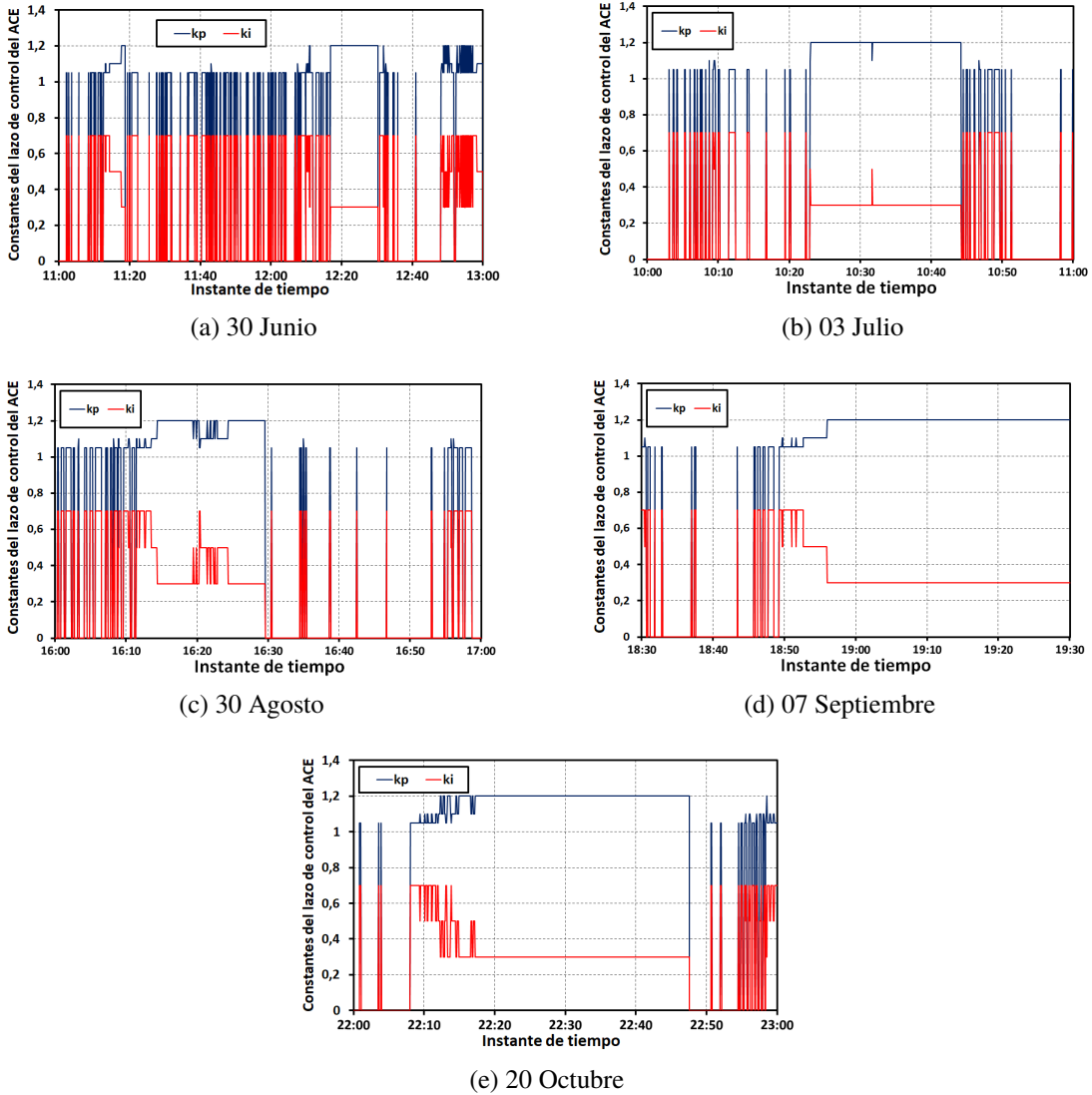


Figura 5.12: Evolución de las constantes proporcional e integral del lazo de control del ACE

Una vez ajustadas las constantes, se procede a determinar los aportes en regulación para las unidades habilitadas, cuyas gráficas se muestran a continuación. Cabe destacar que los aportes en regulación de las unidades se encuentra determinado principalmente por los factores de participación de cada una de ellas, donde estos dependen únicamente de la tasa de toma de carga propia y sistémica. Previo a la ocurrencia de los eventos, los aportes en regulación son pequeños, producidos por pequeñas variaciones del ACE. Posterior a la ocurrencia de los eventos, los aportes en regulación aumentan bruscamente para luego disminuir de forma gradual conforme se va recuperando la frecuencia del sistema.

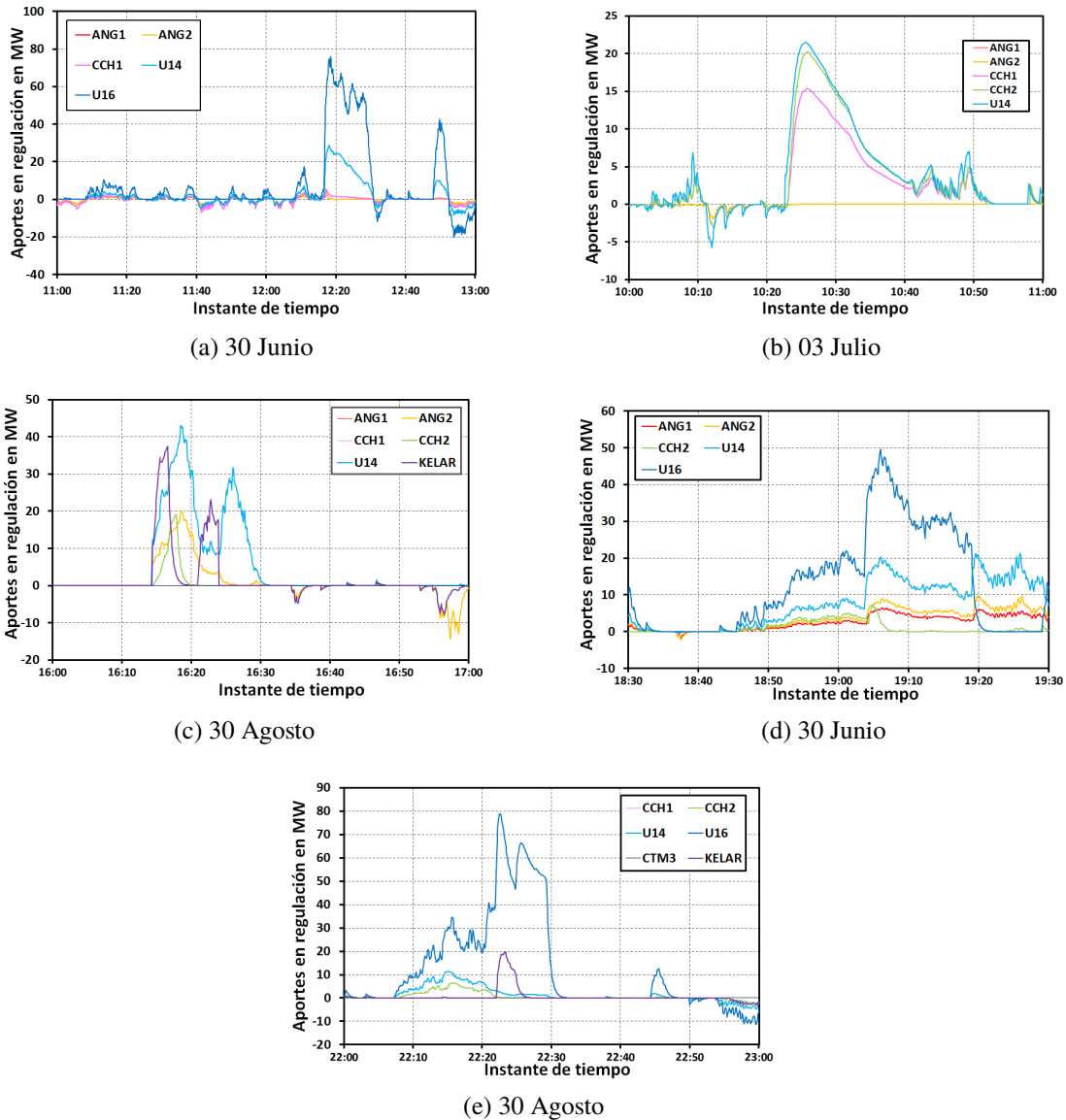


Figura 5.13: Aportes en regulación por unidad habilitada

De acuerdo a lo señalado en las gráficas anteriores, la unidad más solicitada para realizar el control de frecuencia vía AGC es la unidad U16, debido a que ella presenta mayor tasa de toma de carga y por lo tanto, un mayor factor de participación. No obstante, para los casos en que la unidad U16 no se encuentra despachada, los aportes en regulación son repartidos en las demás unidades conformes a su factor de participación, siendo sus aportes similares. La siguiente tabla realiza un resumen de los factores de participación por unidad para cada uno de los eventos.

### **5.3.3. Comportamiento de las unidades**

#### **5.3.3.a. 30 junio**

Las unidades ANG1 y ANG2 logran seguir la consigna enviada desde la plataforma, no obstante, la lenta respuesta de ellas hace que el seguimiento no sea exactamente el esperado. En particular, durante la falla las unidades son solicitadas para aumenten su generación gradualmente hasta llegar a su límite superior, sin embargo, este valor se alcanza luego de 5 minutos para la unidad ANG1 y 35 minutos para la unidad ANG2. Además, la unidad ANG2 presenta disminución de generación pese a que se solicita por parte del AGC mantenerse en su valor máximo.

Por su parte, la unidad CCH1 presenta una mejor respuesta que las unidades de la central Angamos, logrando seguir las consignas con un tiempo de respuesta menor. Cabe destacar que para bajar generación, la unidad presenta mayor retardo que para subir, por lo que se cree que su tasa de bajada es inferior a su tasa de subida. Además, la unidad se pausa al momento de ocurrir la contingencia, producto de posibles problemas con el regulador de velocidad.

Respecto a la unidad U14, se observa que la unidad sigue las consignas enviadas desde la plataforma, sin embargo, el seguimiento para bajar generación presenta un leve retardo de aproximadamente dos minutos. Al momento de ocurrir la falla, la unidad sube desde 90 MW a 122 MW, observándose un pequeño sobresalto de 3 MW por sobre su valor máximo. La unidad U16 por su parte, logra un mejor desempeño siguiendo sus consignas y elevando su potencia desde 124 a 274 MW durante la desconexión intempestiva.

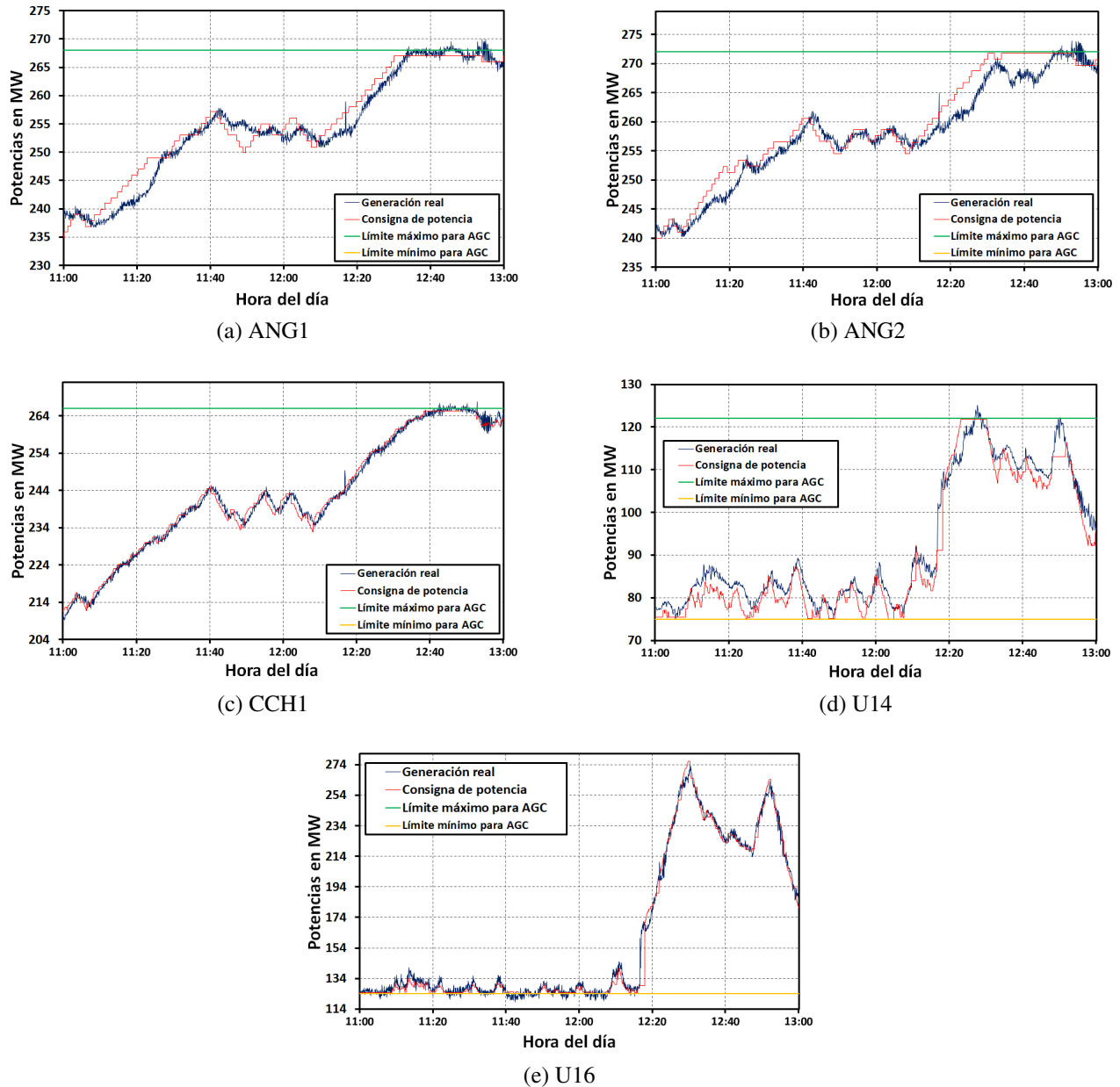


Figura 5.14: Comportamiento de las UG frente a contingencia ocurrida el 30 de junio

### 5.3.3.b. 03 julio

Al momento de ocurrir el evento de desconexión, las unidades ANG1 y ANG2 ya se encontraban inyectando a su valor máximo permitido para AGC, por lo que las consignas de potencia se mantuvieron en su valor máximo. No obstante, posteriormente se observa que la unidad ANG1 presenta una disminución de potencia desde 268 a 263 MW pese a que la consigna de potencia indica que debe mantenerse en 268 MW.

La unidad CCH1 tiene un buen seguimiento de consignas, observándose algunas diferencias me-

nores y aumentando su generación de 177 MW a 197 MW. Por su parte, la unidad CCH2 no logró realizar un buen seguimiento a partir de las 10:30 hrs, manteniendo su potencia en 180 MW aun cuando la consigna de potencia llegó a los 190 MW. Esto produjo que la unidad entrara en Not Tracking a las 10:50 hrs. No obstante, la unidad se recuperó recién a las 11:30 hrs cuando la consigna disminuyó a 173 MW y a partir de ese punto de operación, la unidad logra seguir su referencia.

Por su parte, la unidad U14 responde bien a las consignas de potencia al momento de ocurrir la falla, no obstante, una vez que la consigna se hace igual a su valor máximo para AGC, la unidad U16 continúa aumentando su potencia hasta llegar a un valor de 131 MW, por sobre su límite de 122 MW.

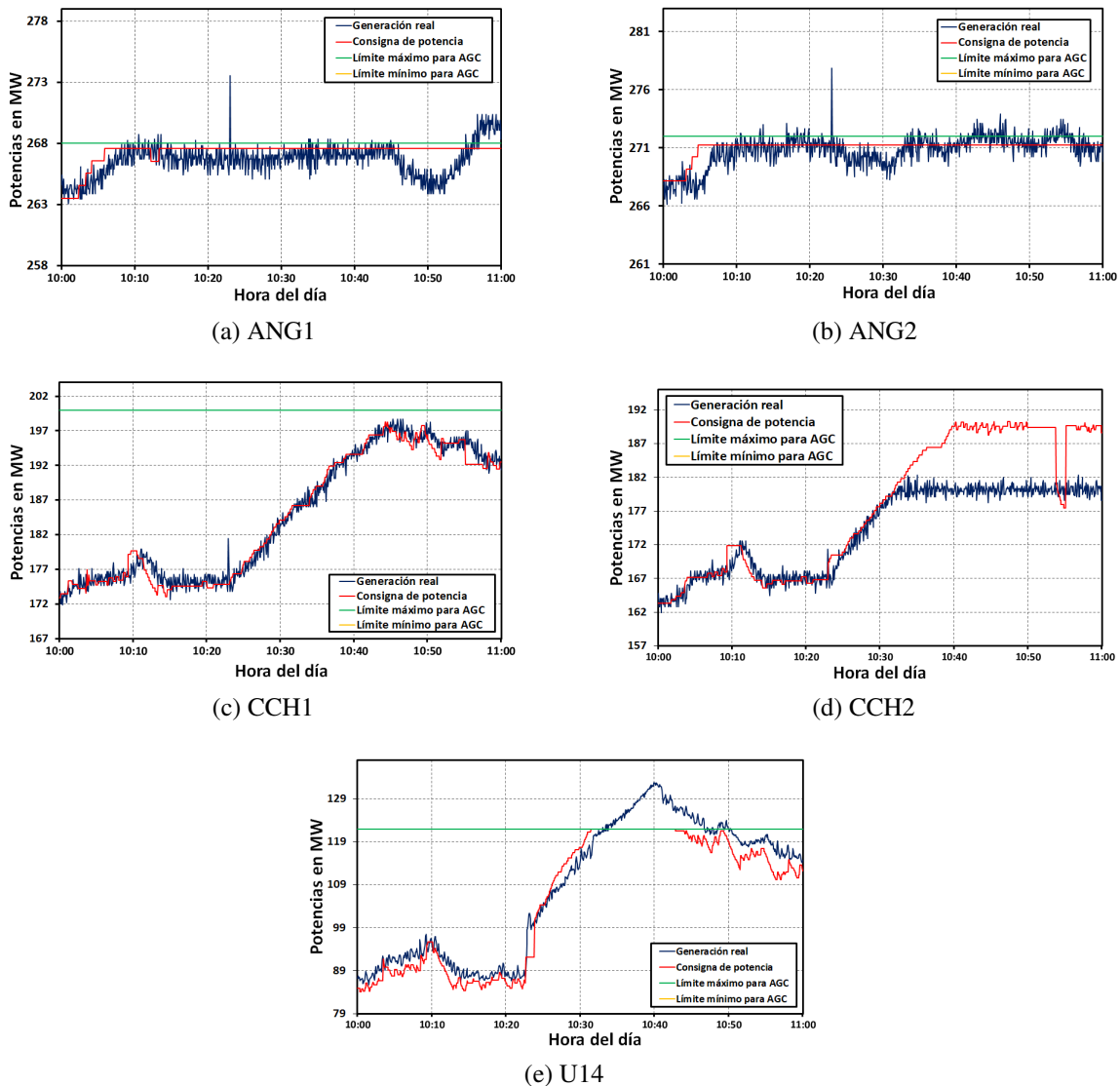


Figura 5.15: Comportamiento de las UG frente a contingencia ocurrida el 03 de julio

### 5.3.3.c. 30 de agosto

La unidad ANG1 comienza a regular cerca de las 16:40 hrs, con un valor de consigna igual a su valor mínimo. A partir de ese instante, la potencia inyectada comienza a oscilar en torno al valor de la consigna, hasta que a las 18:00 hrs comienza a aumentar conforme lo hace la consigna. La unidad ANG2 por su parte, sube gradualmente la potencia inyectada siguiendo su referencia, desde su límite inferior para AGC (150 MW) hasta un valor de 193 MW.

La unidad CCH1, previo a su desconexión, se encontraba regulando en AGC con su consigna fija en 200 MW (límite inferior para AGC). La unidad CCH2, por su parte, comienza a aumentar su generación conforme lo indica la referencia, desde 103 MW a 201 MW. Sin embargo, la plataforma indica que el límite superior para AGC es de 133 MW, por lo que se presume que se ingresó erróneamente este valor.

Luego de ocurrir la falla, la unidad U14 sube rápidamente su generación conforme al aumento del valor de la consigna. Sin embargo, durante las 16:15 hrs y las 16:40 hrs, la generación real presenta diferencias sobre la referencia de potencia, tanto para subir como para bajar potencia. Por su parte, la unidad KELAR presenta notorias diferencias entre la generación real y su referencia, al momento de subir generación.

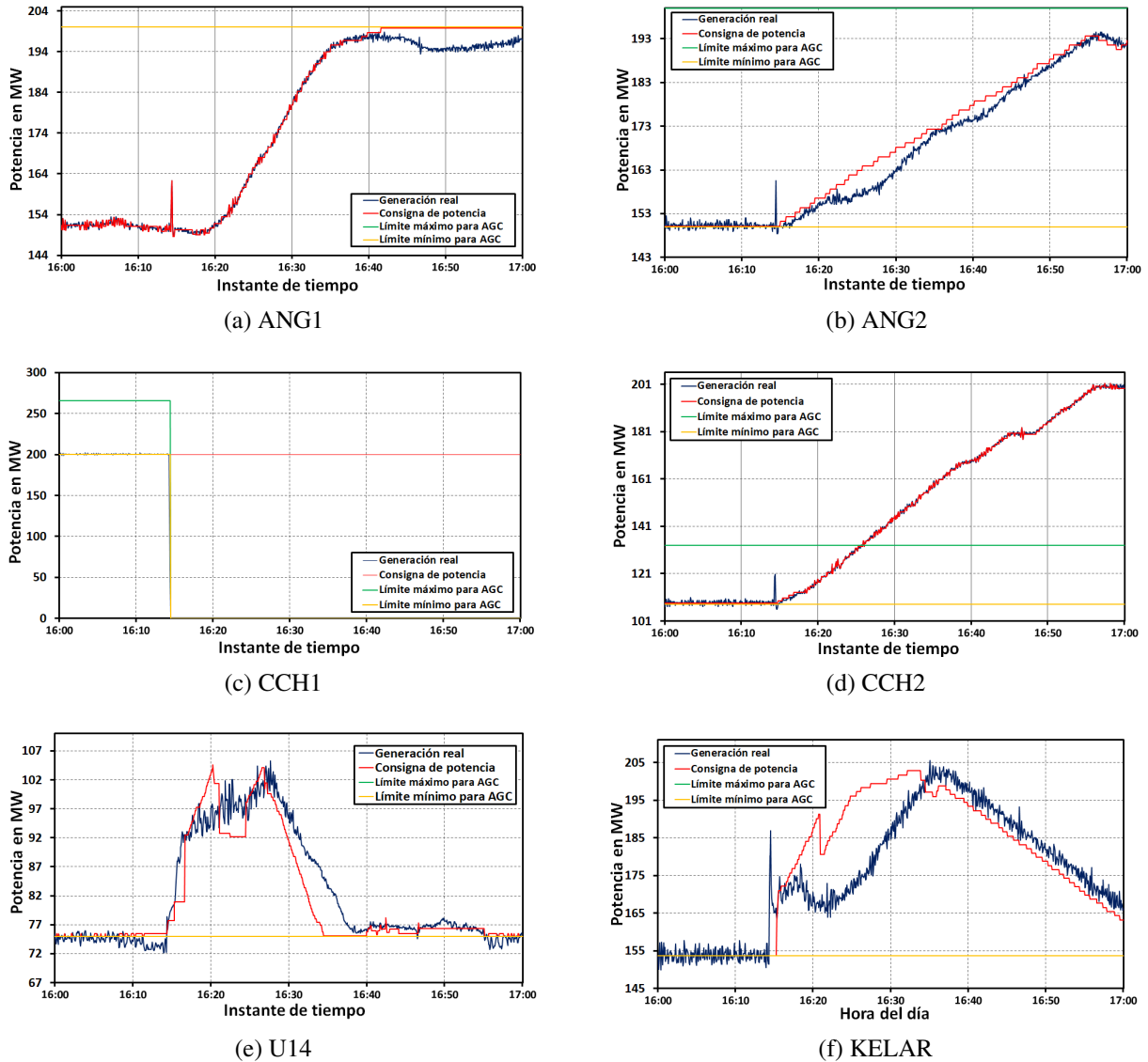


Figura 5.16: Comportamiento de las UG frente a contingencia ocurrida el 30 de agosto

### 5.3.3.d. 07 septiembre

Las unidades ANG1 y ANG2 logran seguir bien sus consignas de potencia, observándose pequeñas diferencias en ciertos intervalos de tiempo. Ambas unidades son solicitadas hasta su máximo de potencia para AGC. La unidad CCH2, por su parte, presenta un mal desempeño, dado que existe una diferencia de 10 MW aproximadamente entre su consigna y su generación real, además, se detecta en ella una condición de pausado al momento de ocurrir la falla.

En cuanto a la unidad U14 y U16, estas siguen correctamente su consigna de potencia, presentando solo algunas diferencias en ciertos periodos de tiempo. No obstante, la unidad U16 pasa a un estado de pausa luego de regular para AGC, debido a que cambia su estado de remoto a local estando configurada

en modo automático.

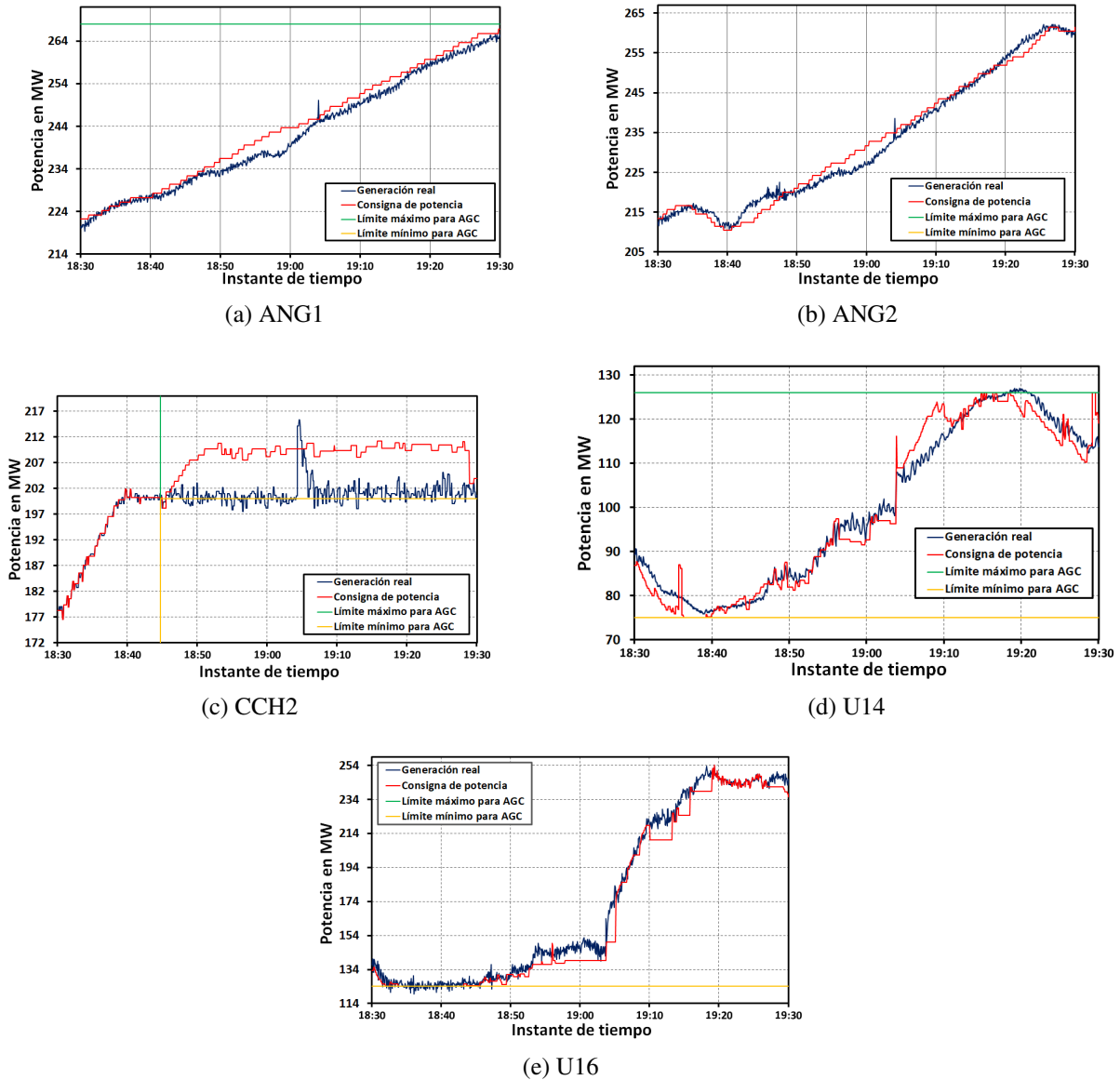


Figura 5.17: Comportamiento de las UG frente a contingencia ocurrida el 03 de septiembre

### 5.3.3.e. 20 octubre

Las unidades CCH1 y CCH2 se encontraban regulando al máximo de su potencia para AGC, por lo que su consigna se mantuvo en 266 MW. Lo anterior implica que las unidades restantes se vieran mayormente solicitadas para el CSF. En particular, la unidad U14 también estaba trabajando al máximo permitido para AGC, no obstante, la unidad entrega una potencia promedio de 130 MW, pese a que su límite superior es de 127 MW.

Respecto a la unidad U16, al momento de la desconexión intempestiva ella aumenta su generación

desde 259 MW hasta su límite superior (330 MW). Posteriormente, la referencia queda fija en su valor máximo, sin embargo, la generación real sigue aumentando hasta llegar a un valor de 352 MW. Cabe destacar que entre las 22:35 hrs y las 22:40 aproximadamente, la unidad entra en una condición de Not Tracking.

Finalmente, la unidad KELAR es solicitada con 400 MW al momento de ocurrir la falla, valor por el cual la referencia comienza a aumentar gradualmente. Sin embargo la unidad no logra seguir a la perfección su referencia, logrando así una diferencia de 30 MW entre la potencia real y su consigna.

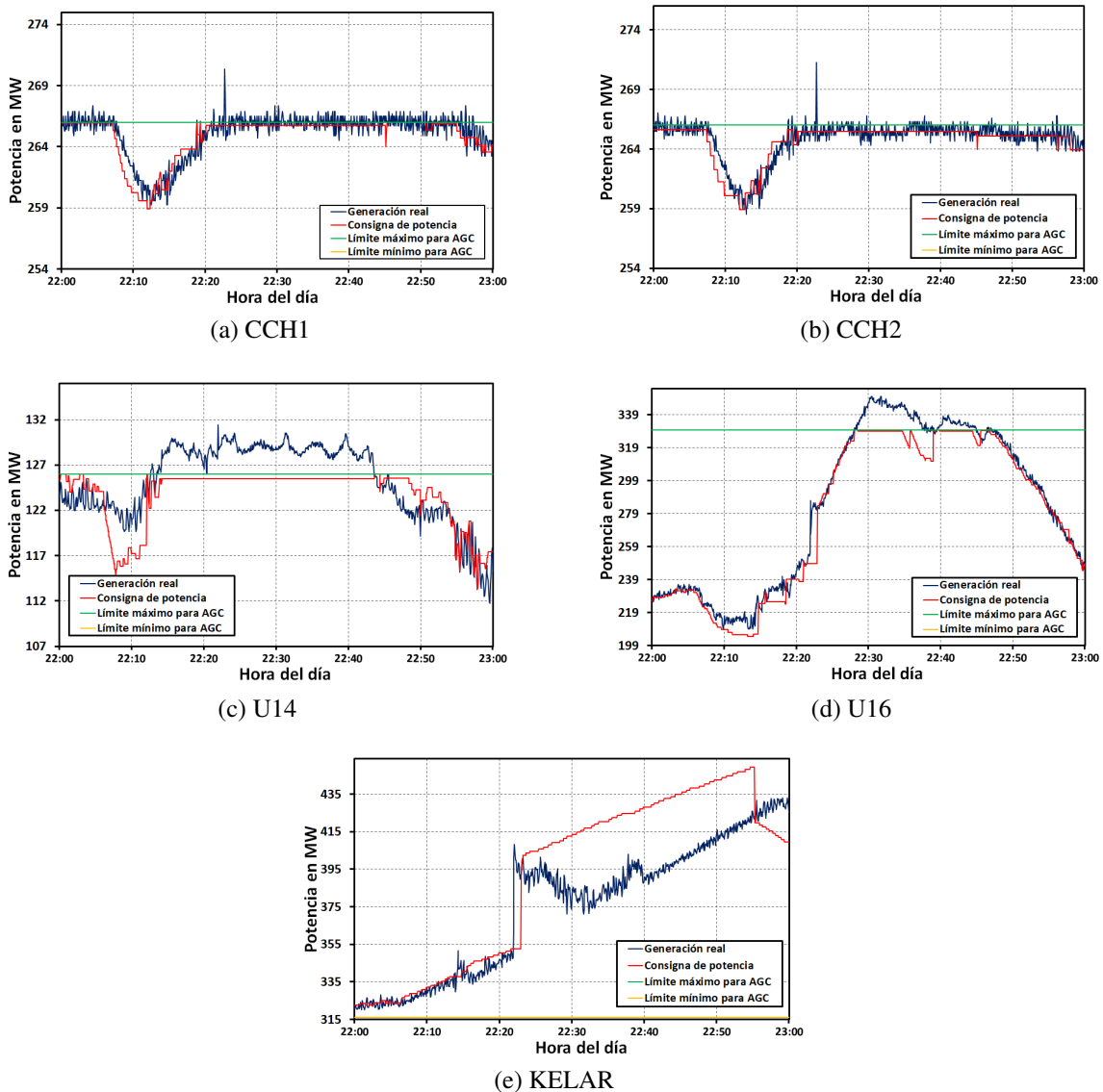


Figura 5.18: Comportamiento de las UG frente a contingencia ocurrida el 20 de octubre

### 5.3.4. Disponibilidad de reserva para AGC

Con el fin de determinar si existía reserva para AGC en los días estudiados, se obtienen las curvas de reservas para elevar y disminuir generación durante su ventana de tiempo respectiva. representadas en las gráficas de la figura 5.19, las cuales permiten observar la evolución de las reservas previos a los eventos de desconexión y una vez que ocurren ellos.

Para el día 30 de junio, previo a la falla, la reserva para AGC fue superior al mínimo requerido, alcanzando un valor promedio de 250 MW con todas las unidades disponibles aportando en reserva. Al momento de ocurrir la falla, todas las unidades requieren aumentar su generación, implicando que la reserva para subir generación disminuya sustancialmente. No obstante, el valor alcanzado supera los 69 MW que se requieren como mínimo, por lo que el sistema no se ve comprometido con un déficit de reserva.

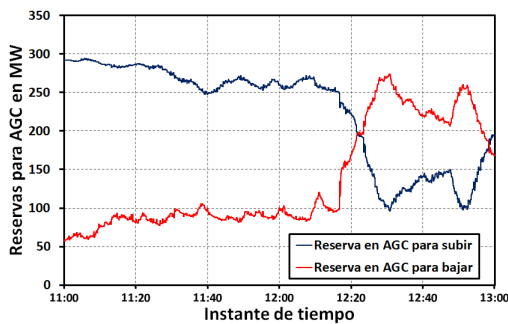
Por su parte, para el día 03 de julio, las reservas para subir y bajar generación se encuentran superior a los 69 MW exigidos como mínimo, previo a la desconexión de la unidad CTH. Una vez que ocurre la falla, las unidades son comandadas para que aumenten su potencia inyectada, no obstante, las unidades ANG1 y ANG2 se encuentran generando al máximo permitido para AGC, por lo que las unidades CCH1, CCH2 y U14 son solicitadas para incrementar su generación. Lo anterior implica una disminución considerable de reserva para subir potencia, llegando incluso a valores por debajo del mínimo de reserva.

Para el caso del 30 de agosto, previo a la ocurrencia del evento de desconexión, la reserva para bajar generación se encuentra en cero, dado que todas las unidades habilitadas están inyectando al mínimo permitido para AGC. Una vez ocurrida la falla, las unidades comienzan a aumentar su potencia, implicando un aumento de la reserva para bajar y una disminución de la reserva para subir. Posteriormente a las 16:15 hrs la unidad CCH2 pasa a estado manual, disminuyendo así la reserva para subir generación. Luego, a las 16:25 hrs la unidad KELAR entra en *Not Tracking*, disminuyendo aún más la reserva para subir potencia. Posteriormente, la unidad ANG1 se habilita para AGC con una potencia igual a la mínima requerida, aumentando así la reserva para subir generación. La reserva para bajar generación solo aumenta una vez que la unidad CCH2 es habilitada para AGC, cerca de las 17:00 hrs.

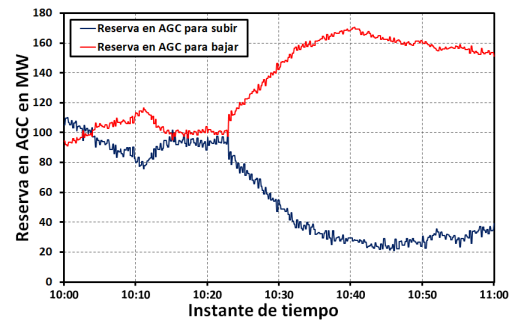
Por otro lado, para el 30 de septiembre, antes de ocurrir la falla la reserva para bajar generación estaba bajo el mínimo permitido, no obstante aumenta levemente conforme aumenta la potencia inyectada de las unidades habilitadas. A las 18:45 hrs ingresa la unidad CCH2, aportando con una reserva adicional para elevar generación de 50 MW. Una vez que ocurre la falla, la reserva para subir generación baja gradualmente conforme aumenta la potencia de las unidades habilitadas, pero sin llegar a los 69 MW. Cerca de las 19:20 hrs, la unidad U16 queda deshabilitada para AGC, como consecuencia del cambio de estado de remoto a local, lo que implicó una disminución considerable de reservas tanto para subir como para bajar generación. Posteriormente, a las 19:27 hrs vuelve a participar la U16 en

AGC, restableciendo los valores de reserva que existían antes del cambio de estado.

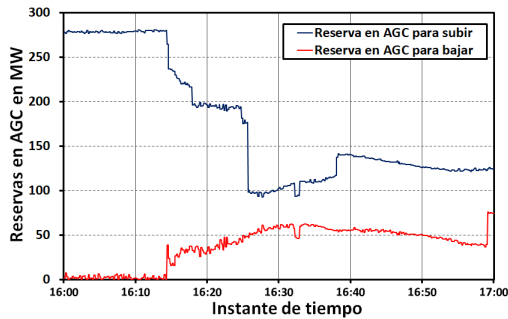
Finalmente, para el 30 de octubre, anteriormente a la desconexión, la reserva para AGC tanto para subir como para bajar fue mayor a la mínima requerida (69 MW), sin embargo, una vez ocurrida la desconexión de la unidad CTM3, la reserva para subir generación desciende bruscamente dado que en ese instante las unidades CCH1, CCH2 y U14 ya se encontraban inyectado su máximo permitido para AGC, por lo que la reserva del sistema está constituida esencialmente por las reservas de las unidades U16 y KELAR. A las 22:27 hrs aproximadamente se agota la reserva de la U16, quedando disponible solo la reserva de la unidad KELAR. A las 22:30 hrs, la unidad U16 disminuye su generación, aportando mayor reserva al sistema.



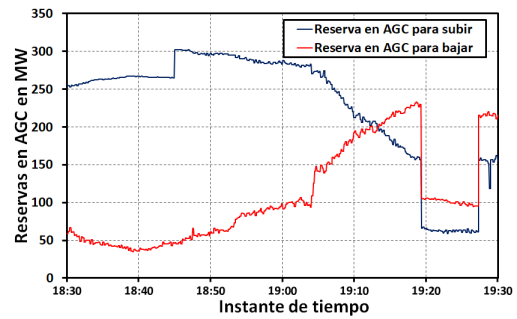
(a) 30 Junio



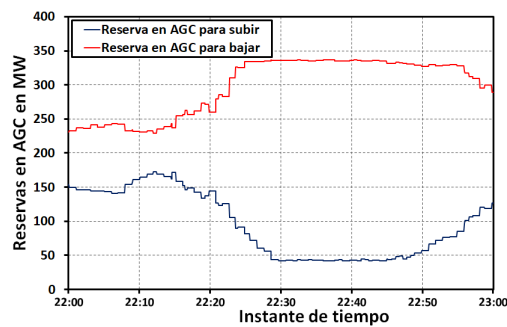
(b) 03 Julio



(c) 30 Agosto



(d) 07 Septiembre



(e) 20 Octubre

Figura 5.19: Frecuencia y ACE en función del tiempo para los escenarios estudiados

# Capítulo 6

## Conclusión

A partir del trabajo desarrollado en este informe, surgen las siguientes conclusiones:

- A grandes rasgos, la implementación de la plataforma AGC en el SING se realizó de forma exitosa, mediante un plan estructurado que se inicia con la recopilación de antecedentes necesarios e información técnica relevante para el AGC, para dar paso a la ingeniería básica y de detalles que realiza el diseño de la plataforma y de los enlaces de comunicación respectivos. La siguiente etapa dio lugar a su implementación como tal, donde se ejecutó la plataforma en el SING, se realizó la sintonización y monitoreo en tiempo real bajo un periodo de marcha blanca. Finalmente, se habilitó la plataforma con el fin de operar en tiempo real y con ello, se observar su desempeño para luego proponer mejoras.
- Se logró determinar los parámetros relevantes de las unidades habilitadas en sus respectivos procesos de sintonización. Si bien hubo diferencias entre los parámetros obtenidos en las pruebas y los valores informados por los Coordinados, se obtuvo respuestas aceptables a las consignas enviadas por la plataforma. Para el caso de las unidades de la central Cochrane, fue necesario inhabilitar el control primario para observar adecuadamente su respuesta.
- Al comienzo de la sintonización sistémica con la plataforma en control CFC, se observó que no había una correcta regulación de frecuencia dado que la unidad CCH2 tenía problemas al participar en el control primario, en consecuencia se deshabilitó su regulador de velocidad. Luego, se observó que el ACE se mantiene dentro de las bandas de control y las consignas son enviadas correctamente a las unidades habilitadas. Con ello, se determinaron los parámetros de sintonización sistémicos óptimos. Por otro lado, la plataforma en control TLBC no operó de forma adecuada debido a una diferencia de medición entre el CDC de Chile y el de Argentina.
- Durante la sintonización sistémica se verificó que el módulo de despacho económico no pudo determinar correctamente los puntos bases de la unidad, por lo que se optó por trabajar con la programación diaria obtenida del predespacho. Se recomienda reajustar el módulo de despacho económico junto con el proveedor para que los puntos bases sean determinados por la plataforma, de esta manera el AGC puede tomar decisiones en tiempo real y ajustar los *basepoints* de forma automática en función de los requerimientos del sistema.

- Se construyó una herramienta de desempeño que permite analizar en detalle el funcionamiento de la plataforma, a partir de las variables historizadas extraídas del SCADA que fueron identificadas previamente. Con ello, se logró determinar el desempeño de la plataforma en cinco días donde se ocurrieron eventos de desconexiones intempestivas. En general la plataforma tuvo un buen desempeño, debido a que se detectaron anomalías solo el día 30 de junio y 07 de septiembre, por fallas de telemetría y que corresponden al 0,0046 % y 0,0231 % del tiempo total de estudio.
- Las unidades propias de la central Cochrane presentan problemas en el Control Primario de Frecuencia, lo cual fue observado tanto en la etapa de sintonización como en la operación en tiempo real del AGC cuando ocurría un evento de desconexión. Se recomienda revisar y en lo posible cambiar el regulador de velocidad de ambas unidades.
- Una de las anomalías más recurrentes en las unidades habilitadas corresponde al cambio de estado de local a remoto, mientras la unidad se encuentra trabajando en modo automático. Es importante que el operador de la central no realice maniobras en el PLC de la unidad sin ser consultado previamente por el CDC, con tal que este último tenga los resguardos previos antes de retirar una unidad.
- Otra de las anomalías recurrentes de las unidades fue las fallas de telemetría, por lo que se sugiere revisar nuevamente los canales de comunicación entre el enlace local y remoto, con el fin de evitar futuras condiciones de pausado y suspendido.
- La operación del AGC se encuentra muy condicionada cuando se encuentra habilitada la unidad U16, la cual al tener una tasa de toma de carga de 11 MW/min, su factor de participación es muy grande respecto al resto de las unidades, lográndose así que la unidad se vea considerablemente más solicitada que el resto de las unidades. Lo anterior implica que si ocurre un evento de desconexión de la U16, la tasa de toma de carga se ve muy comprometida, pudiendo no lograr regular adecuadamente.
- Las unidades Angamos y Cochrane son las que tienen mayores capacidades de aportar reservas para AGC al sistema, no obstante al tener una tasa de toma de carga pequeña (1,5 MW/min y 2,5 MW/min), muchas veces presentan retardos considerables al alcanzar sus consignas respectivas. Es importante que cuando se encuentren operando, la unidad U14 o U16 también lo hagan, las cuales pese a tener un rango de generación menor para AGC, aportan tasa de toma de carga al sistema, haciendo que este sea más seguro y confiable.
- Es importante que las unidades en operación normal no estén operando al máximo o mínimo de su potencia para AGC, debido a que se compromete inmediatamente las reservas para subir y bajar generación, tal como sucedió el 30 de agosto y el 20 de octubre. En ese sentido, el rol del CDC es crucial a la hora de monitorear la operación del AGC en tiempo real y poder tomar decisiones sobre ajustar la inyección de las unidades para mantener un margen de reserva mínimo y de esta manera no comprometer la seguridad del sistema.

## 6.1. Propuestas de mejora

A partir de las conclusiones indicadas anteriormente, surgen las siguientes propuestas de mejora:

- Se propone ingresar una nueva unidad a la plataforma AGC, de manera tal que supla las rampas de carga otorgadas por la unidad U16 cuando ésta se encuentre indisponible y permita aportar en reserva para subir y bajar generación cuando no estén disponibles. Esta unidad debe ser flexible, por lo que dadas las características del SING, debe ser una unidad de ciclo combinado.
- Se propone revisar el CPF de la unidad CCH2, de tal manera que éste no cause problemas una vez que ocurra la falla. Si es necesario, cambiar el regulador de velocidad o modificar sus parámetros de control.
- En cuanto a los parámetros de sintonización, se propone mantener estos parámetros puesto que muchos de ellos vienen por defecto y otros son propios de la unidad, los cuales no cambian al aumentar la generación del sistema o su variabilidad. En cuanto a las constantes del filtro de banda muerta dinámica, el aumentar su valor podría causar inestabilidades al sistema, produciendo un sobrepaso mayor y con ello, enviando acciones de control indeseados a la plataforma.
- Se propone actualizar el valor del BIAS haciendo nuevas mediciones de caída de frecuencia en fallas donde no actuó el EDAC, dado que en la actualidad el sistema ha tenido aumentos de potencia y de demanda que implique que la relación potencia - frecuencia sea mayor a 18 MW/0.1Hz.
- Se propone generar un protocolo coordinado entre despachadores del CDC y despachadores locales en las unidades, de manera tal de eliminar errores humanos en la operación del sistema, en este caso disminuyendo las anomalías por los cambios de local a remoto. Asimismo, se propone revisar la telemetría con tal que sus señales lleguen con buena calidad y en forma oportuna.
- Finalmente, se propone examinar y corregir la plataforma para que pueda operar con despacho económico, de manera tal que se actualicen en cada ciclo de AGC los despachos de las unidades del sistema. Esto implicaría trabajar en todo momento con la operación del sistema a mínimo costo, donde su cálculo estaría influenciado además por cambios de frecuencia en el sistema.

# Capítulo 7

## Anexos

### 7.1. Control de frecuencia en un sistema de potencia térmico

#### 7.1.1. Modelos de turbinas térmicas

Una turbina, en general, es un dispositivo mecánico que utiliza el movimiento de un fluido para mover el eje de una máquina, aprovechando su energía interna para transformarla en energía rotatoria. Desde el punto de vista dinámico, el modelo matemático de una turbina tiene como entrada la apertura de la válvula de admisión que regula el paso del fluido y como salida la potencia mecánica que luego será transformada en potencia eléctrica. Para hacer que el fluido circule dentro de la turbina, se emplea un combustible que es calentado en hornos (para turbinas de vapor) o en cámaras de combustión (para turbinas de gas). A continuación, se describe los tipos de turbinas térmicas, que pueden ser de vapor, de gas o de ciclo combinado.

##### 7.1.1.a. Turbina de vapor [6]

Una turbina de vapor convierte la energía almacenada del vapor en energía rotatoria, la cual es posteriormente convertida en energía eléctrica. Las turbinas de vapor pueden tener una serie de configuraciones dependiendo del tamaño de la unidad y las condiciones del vapor, las cuales generalmente son dos o más secciones de turbinas o cilindros acoplados en serie que representan etapas de alta presión (HP), presión intermedia (IP) y baja presión (LP). Adicionalmente, las turbinas pueden tener etapas de recalentamiento, en donde el vapor que sale de la sección de alta presión se devuelve a la caldera para ser recalentado, previo a ingresar a la etapa de baja presión.

La turbina de vapor con múltiples secciones puede ser del tipo *tandem-compound* o *cross-compound*. En una turbina *tandem-compound*, las secciones se encuentran asociadas a un solo eje y generador, a diferencia de una turbina tipo *cross-compound* que contiene dos ejes, cada uno con un generador y accionamiento respectivo. La figura 7.1 muestra un esquema representativo de una turbina para cada tipo, donde se observan las etapas de alta, baja y media presión, una etapa de recalentamiento y las válvulas de control de entrada del fluido.

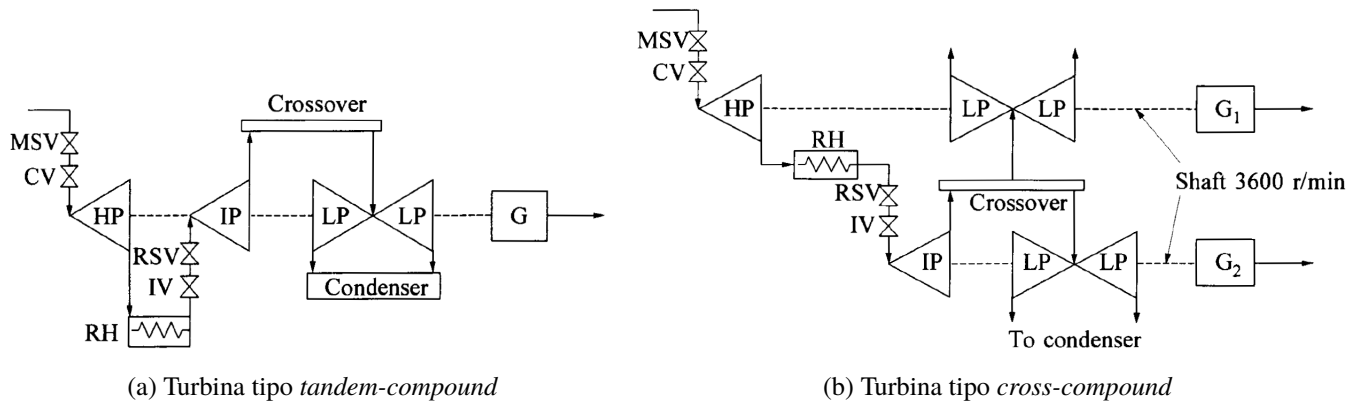


Figura 7.1: Tipos de turbinas de vapor, con distintas etapas de presión y recalentamiento. Fuente: [6]

En general, existen muchos modelos de este equipo, no obstante, el esquema correspondiente a una turbina a vapor tipo *cross-compound* con recalentamiento doble (figura 7.2), puede representar una gran gama de turbinas mediante el ajuste conveniente de los parámetros internos del diagrama de bloques. En este esquema, las constantes  $K_1, K_2, \dots, K_8$  y  $K_9$  hacen alusión a las distintas etapas de alta, media y baja presión, con retardos dados por  $T_1, T_4$  y  $T_5$ , y los lazos integradores de constantes  $T_2$  y  $T_3$  representan las etapas de recalentamiento. Los bloques CV e IV describen la apertura de las válvulas de control y de intercepto, las cuales relacionan la posición de la válvula con el área del flujo de vapor mediante una característica no lineal.

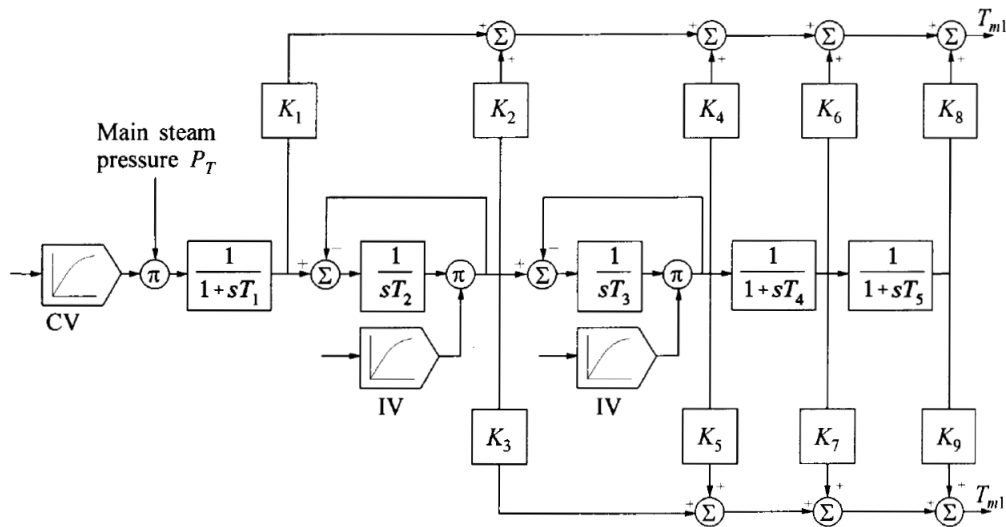


Figura 7.2: Modelo general de una turbina de vapor. Fuente: [6]

Sin perjuicio de lo anterior, se pueden encontrar modelos de turbinas más reales que tienen incluido los bloques asociados al regulador de velocidad y a la caldera, tales como el *IEEG1* o el *TGOV5*. Estos modelos se encuentran dentro de la guía de la IEEE sobre modelos dinámicos del conjunto turbina-gobernador (ver [14]).

### 7.1.1.b. Turbina a gas

Una turbina de gas consiste en un compresor, una cámara de combustión y una turbina operando bajo el ciclo Brayton, donde el aire es comprimido y luego mezclado con el combustible para efectuar el proceso de combustión, obteniéndose así una mezcla de gases a alta temperatura y presión. Posteriormente, estos gases se expanden para generar trabajo en el eje de la turbina que logra mover el rotor de la unidad generadora. Finalmente, los gases se enfrían a presión constante para luego repetir el ciclo [14]. Un esquema representativo de una turbina de gas se muestra en la figura 7.3, donde se observa el flujo de aire desde la entrada del compresor a la salida de la turbina.

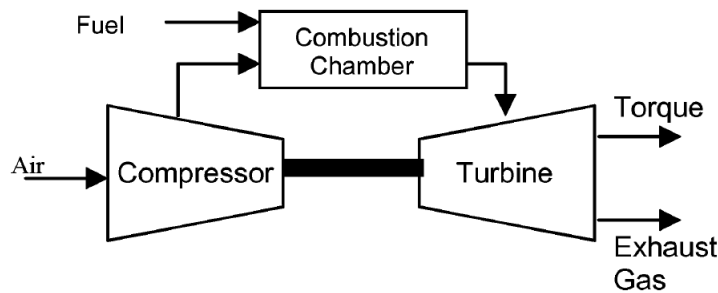


Figura 7.3: Esquema general de una turbina de gas. Fuente: [7]

Los modelos dinámicos de una turbina de gas son muy variados y no existe una generalización de ellos, a diferencia de una turbina de vapor. Sin embargo, la guía de la IEEE sobre el modelamiento de turbinas [14] hace alusión a algunos modelos tales como los modelos GAST, GAST2A o GGOV1.

### 7.1.1.c. Turbinas de ciclo combinado

Una turbina de ciclo combinado contiene al menos una turbina a gas (TG) y a vapor (TV) acopladas en un ciclo termodinámico, en el cual se reutilizan los gases de escape producidos en el proceso de combustión de la turbina a gas. Estos gases proporcionan la temperatura necesaria para calentar agua y producir vapor utilizable por una turbina de vapor, de esta manera, se genera una energía adicional producto del movimiento del vapor en la turbina [8]. La figura 7.4 muestra un esquema general del proceso de ciclo combinado, el cual requiere de un intercambiador de calor adicional, conocido como HRST (en inglés Heat Recovery Steam Generator), por donde circula el agua a baja temperatura que será calentada para producir el vapor respectivo.

Este tipo de central tiene la opción de trabajar solo con turbina de gas, mediante un ciclo abierto. Para ello se cuenta con un bypass de gases que desvía los gases de escape antes que lleguen a la caldera recuperadora, expulsándolos al ambiente sin ser reutilizados.

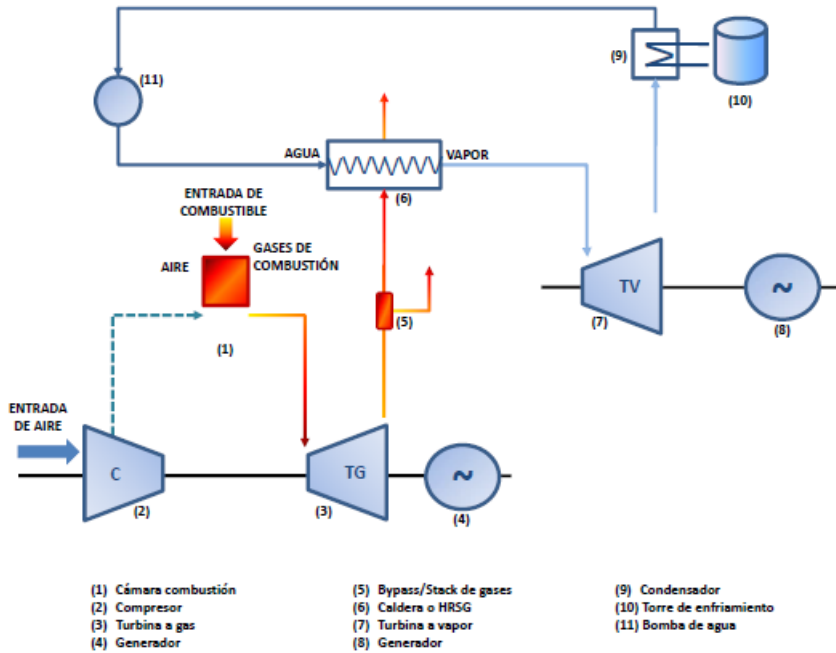


Figura 7.4: Esquema general del funcionamiento de un ciclo combinado. Fuente: [8]

## 7.2. Tipos de control de Frecuencia

### 7.2.1. Control inercial

La primera reacción ante una variación de frecuencia se logra a partir la acción conjunta de la inercia de las máquinas y las cargas dependientes de la frecuencia. Para ello, se invoca la expresión (7.1), conocida como la ecuación de oscilación del generador sincrónico y que relaciona las variaciones de potencia eléctrica  $\Delta P_e$  y mecánica  $\Delta P_m$  con el incremento de frecuencia  $\Delta \omega_r$  [6] [9] [10].

$$\Delta P_m - \Delta P_e = 2H \frac{d\Delta \omega_r}{dt} \quad (7.1)$$

En la ecuación anterior, el parámetro  $H$  se conoce como la constante de inercia de la máquina, correspondiente a la energía cinética a velocidad nominal normalizada a la potencia base de la UG y que se determina mediante (7.2). El valor de  $H$  entrega una medida de cuánto tiempo (en segundos) puede la máquina inyectar su potencia nominal utilizando para ello solo la energía almacenada proveniente del movimiento rotatorio de ella [9].

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_b^2}{S_b} \quad (7.2)$$

Desde el punto de vista de las cargas, la demanda del sistema se compone de cargas que pueden ser dependientes o independientes de la frecuencia, dependiendo de la naturaleza de la carga [9] [10].

En particular, las cargas dependientes guardan una relación lineal con la frecuencia, mientras que las independientes no se ven influenciadas por esta variable. De acuerdo al balance de potencia, la potencia generada debe ser igual a la demanda del sistema (despreciando las pérdidas asociadas), por lo que  $\Delta P_e$  puede determinarse de la siguiente manera:

$$\Delta P_e = \Delta P_l + D\Delta\omega_r \quad (7.3)$$

Donde  $\Delta P_l$  es el incremento de demanda independiente de la frecuencia y  $D$  es la constante que amortiguamiento del sistema para CF. La expresión (7.3) trae consigo la ecuación diferencial (7.4), cuya representación en términos de diagrama de bloques se muestra en la figura 7.5:

$$2H\frac{d\Delta\omega}{dt} + D\Delta\omega_r = \Delta P_m - \Delta P_l \quad (7.4)$$

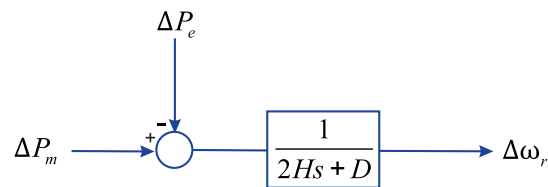


Figura 7.5: Diagrama de bloque del control inercial de frecuencia

El sistema de la figura 7.5 muestra que frente a una diferencia entre variaciones de potencia mecánica y eléctrica, el sistema intenta estabilizar la frecuencia mediante una respuesta de primer orden, alcanzando un valor en estado estacionario después de algunos segundos. No obstante, el valor de frecuencia estable no alcanza a estar dentro de la banda admisible, por lo que se requiere de lazos de control adicionales conocidos como Control Primario de Frecuencia (CPF) y Control Secundario de Frecuencia (CSF).

Estos lazos incorporan un esquema de control adicional entre el incremento de frecuencia  $\Delta\omega_r$  y la apertura de la válvula de la turbina  $\Delta V$ , mediante un dispositivo conocido como regulador de velocidad o gobernador. La figura 7.6 desarrolla un esquema general simplificado del control de frecuencia en una UG, donde se incluyen los bloques asociados a la turbina y al regulador, y en este último se aloja el control primario y secundario de frecuencia. Este esquema simplificado considera solo un extracto del control completo de una máquina síncrona, puesto que no incluye el control de tensión AVR y el estabilizador de potencia PSS, los cuales requieren de la dinámica completa de la máquina para efectuar el control completo de sus variables de interés.



de la recta frecuencia - potencia. La interpretación es la siguiente: Si por ejemplo, el estatismo es de un 5 %, entonces una disminución de frecuencia del 5 % produce un aumento del 100 % en la apertura de la válvula de admisión y por consiguiente, en la potencia mecánica [2][3]. En consecuencia, frente a una caída de frecuencia, el CPF reaccionará con un aumento de la potencia mecánica proporcional a la variación de frecuencia, con tal de reducir el desbalance de potencia del sistema.

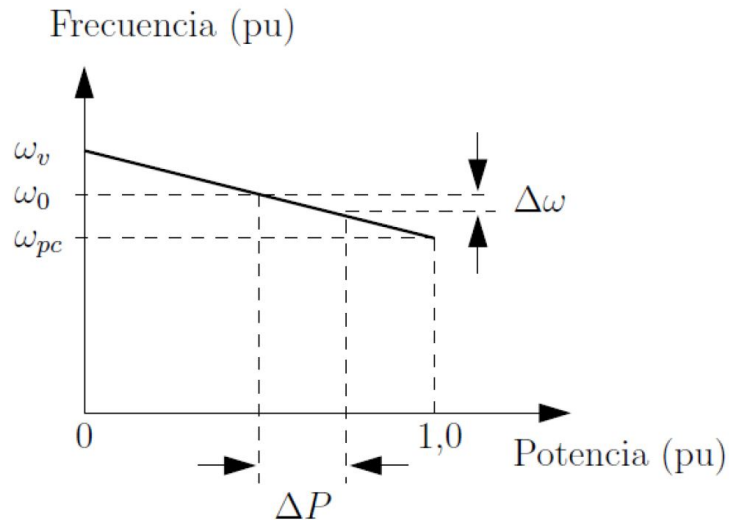


Figura 7.8: Característica Frecuencia-Potencia de una máquina síncrona

El CPF no corrige por completo el error de frecuencia en estado estacionario, pese a que el valor corregido mejora considerablemente respecto a la respuesta inercial del sistema. La figura (7.9) muestra la respuesta a escalón del control primario de frecuencia con la acción del regulador de velocidad, en donde se observa que la frecuencia alcanza un valor cercano al nominal, pero con un cierto error en estado estacionario. Pese a lo anterior, el hecho de poder utilizar varias unidades generadoras de forma simultánea con este tipo de control, lo hace ser preferido como primera medida de corrección de frecuencia.

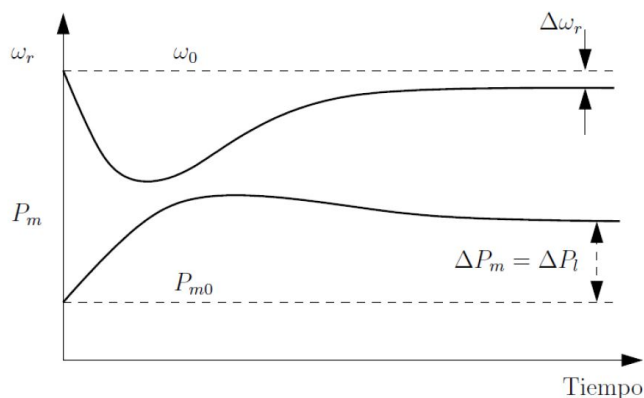


Figura 7.9: Característica Frecuencia-Potencia de una máquina síncrona. Fuente: [9]

Finalmente, el lazo de control del CPF contiene una referencia de potencia  $P_{ref}$ , la cual representa la potencia fijada desde el predespacho. El hecho de tener control sobre esta variable permite dar un grado de libertad adicional al CPF, ya que logra mover la característica potencia-frecuencia en sentido vertical y con ello, variar el punto de operación de la unidad para efectuar distintas acciones de control.

En general, el control primario de frecuencia se realiza con varias unidades del sistema. Bajo este punto, si se tiene un grupo de unidades generadoras participando en CPF con su estatismo respectivo, estas se pueden agrupar en un único generador equivalente, con constante de inercia  $H_{eq}$ , determinada por (7.6) [1].

$$H_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i S_i}{S_{sist}} \quad (7.6)$$

Con ello, se origina el diagrama de bloques de la figura 7.10, que representa la actuación de múltiples UG frente a un desbalance de potencia en el sistema [2][3].

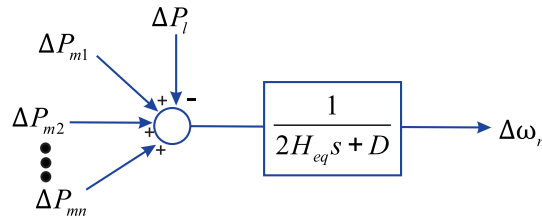


Figura 7.10: Diagrama de bloques de CPF aplicado en varias unidades generadoras

El hecho de agrupar las inercias de las máquinas en una sola equivalente, conlleva a determinar una característica frecuencia/potencia equivalente, la cual queda determinada con el parámetro  $\beta$ , definido como:

$$\beta = -\frac{\Delta P_l}{\Delta \omega} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i} + D \quad (7.7)$$

En resumen, un incremento de demanda  $\Delta P_l$  produce una disminución de frecuencia  $\Delta \omega$ , el cual implica un aumento de potencia mecánica en cada UG, de magnitud  $\Delta P_{mi} = \frac{\Delta \omega}{R_i}$ . Esta respuesta hace que se incremente la generación total del sistema y por consiguiente, devolver la frecuencia a su banda admisible.

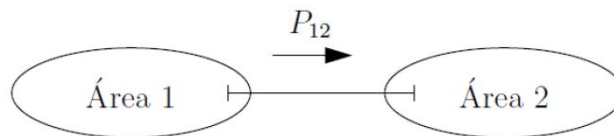
Tal como se mencionó anteriormente, el CPF no logra restablecer la frecuencia del sistema, debido a que no tiene las herramientas para eliminar el error en estado estacionario. Es por ello, que se requiere un Control Secundario (CSF) para concretar el proceso.

### 7.2.3. Control secundario de frecuencia (CSF)

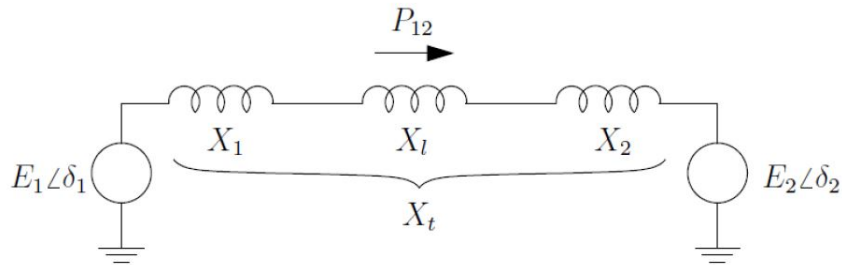
El Control Secundario de Frecuencia (CSF) tiene por objetivo corregir las desviaciones de frecuencia y de intercambios de potencia entre áreas vecinas, las cuales no se logran resolver con el CPF.

Este control puede ser manual o automático, no obstante, con mayor frecuencia se ha optado por un control automático, denominado Control Automático de Generación (AGC, por sus siglas en inglés *Automatic Generation Control*). Este lazo de control puede ser utilizado tanto para sistemas aislados como para sistemas interconectados entre sí; en el primer caso se emiten acciones de control propias de desviaciones de frecuencia, mientras que en el segundo caso, se envían señales de control por una acción conjunta de variaciones de frecuencia y de intercambios entre áreas. A diferencia del CPF, en el CSF solo participan ciertas unidades despachadas, las cuales son previamente seleccionadas en base a ciertos requerimientos que deben cumplir y que serán detallados más adelante.

El esquema de la figura 7.11a representa dos áreas conectadas mediante una línea de transmisión, donde cada una puede ser reemplazada por un único generador equivalente que englobe el efecto de todas las unidades generadoras del área respectiva. De esta manera, se obtiene el circuito equivalente de la figura 7.11b, donde las áreas 1 y 2 quedan reemplazadas por los fasores de tensión  $E_1 \angle \delta_1$  y  $E_2 \angle \delta_2$  y por las reactancias  $X_1$  y  $X_2$ , respectivamente [9] [10].



(a) Interconexión entre dos áreas. Fuente: [9]



(b) Circuito equivalente de la interconexión entre dos áreas. Fuente: [9]

La variación de intercambio de potencia entre las áreas 1 y 2 se calcula a partir de la linealización de la ecuación potencia - ángulo aplicada al sistema de la figura, en torno a los puntos de equilibrios  $\delta_{10}$  y  $\delta_{20}$  de los ángulos de tensión  $\delta_1$  y  $\delta_2$ , respectivamente. Así, el incremento de intercambio entre área se determina como [2][3]:

$$\Delta P_{12} = T_0(\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2) \quad (7.8)$$

donde  $T_0$  se conoce como torque sincronizante y se calcula mediante:

$$T_0 = \frac{E_1 E_2}{X_t} \sin(\delta_{10} - \delta_{20}) \quad (7.9)$$

Conforme a lo descrito anteriormente, existe una relación lineal negativa entre la variación de potencia demandada que es independiente de la frecuencia  $\Delta P_l$  y el incremento de frecuencia, donde el factor de proporcionalidad es el parámetro  $\beta$ , que agrupa los estatismos de todas las máquinas despa-chadas y el factor de amortiguamiento proveniente de cargas dependientes de la frecuencia. Esta misma idea también aplica a dos áreas interconectadas, teniendo en consideración que los requerimientos de potencia incluyen los intercambios netos. De esta manera, se puede demostrar que los incrementos de frecuencia y de intercambio están dados por las siguientes relaciones:

$$\Delta\omega = -\frac{\Delta P_{l1} + \Delta P_{l2}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (7.10)$$

$$\Delta P_{l2} = -\frac{\beta_2}{\beta_1 + \beta_2} (\Delta P_{l1} + \Delta P_{l2}) \quad (7.11)$$

Las ecuaciones anteriores indican que frente a un cambio de demanda de una de las áreas, se ve afectada tanto la frecuencia como el intercambios compartido. Resulta intuitivo que el CSF con dos áreas interconectadas disponga de una variable que combine tanto las desviaciones de frecuencia como de potencia transmitida, la cual es conocida como ACE (en ingles, Area Control Error). En función de esta variable, el AGC enviará señales de control a las unidades habilitadas y de esta manera, realizar el control secundario de frecuencia de forma segura y confiable. La figura 7.11 describe el esquema del CSF completo, considerando que cada área tiene una unidad participando en CPF y otra en CSF. Este esquema de control aplica una acción del tipo integral sobre la variable ACE de cada área, las cuales se calculan de la siguiente forma:

$$ACE_1 = \Delta P_{12} + B_1 \Delta\omega \quad (7.12)$$

$$ACE_2 = \Delta P_{21} + B_2 \Delta\omega \quad (7.13)$$

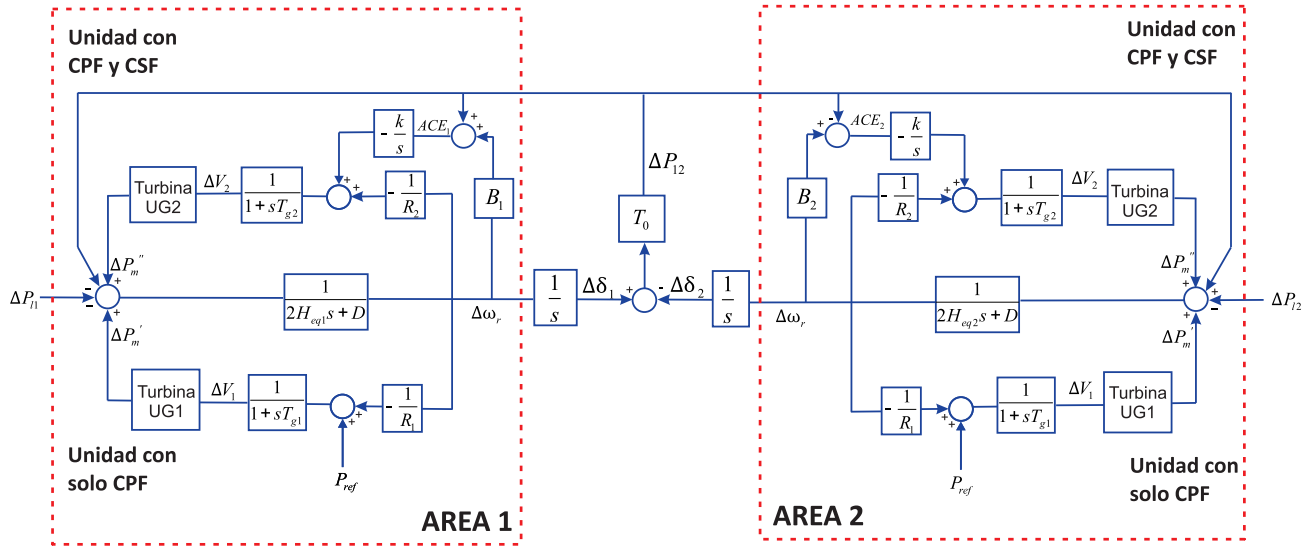


Figura 7.11: Esquema del CSF para dos áreas interconectadas entre sí

En donde las constantes  $B_1$  y  $B_2$  son los *bias* de los sistemas 1 y 2, cuya interpretación radica en el factor propio del área que permite representar las variaciones de frecuencia en términos de requerimientos de potencia. Las expresiones (7.12) y (7.13) se pueden generalizar para un sistema de  $n$  áreas interconectadas, en donde el ACE del área  $n$  se define como:

$$ACE_n = \Delta P_{n_{exp}} + B_n \Delta \omega \quad (7.14)$$

Donde  $P_{n_{exp}}$  es la exportación neta de potencia activa del área  $n$ , correspondiente a la sumatoria de los flujos de potencia activa que salen hacia todas las áreas vecinas [9]. Cabe destacar que los modelos de CPF y CSF expuestos hasta el momento son exclusivamente teóricos, para lo cual posteriormente se le dará énfasis a modelos de control de frecuencia más reales, que consideran la acción conjunta de la turbina de la máquina y el regulador de velocidad en esquemas de control más complejos.

#### 7.2.4. Control terciario de frecuencia

El Control Terciario de Frecuencia tiene como objetivo restablecer o distribuir la reserva del CSF posteriormente después de haber ocurrido una perturbación. Este control es absolutamente manual, realizándose mediante ordenes directas desde el centro de control. Las acciones del CTF ordenan que ciertas unidades generadoras incrementen o disminuyan sus despachos, las cuales se determinan en base al evento que ocasionó la variación de frecuencia y la programación diaria que prevalece en ese momento.

### 7.3. Señales adquiridas por AGC de forma remota

Descripción de la señal	Unidad de Medida	Nemotécnico	Telemetría
Potencia activa bruta inyectada AGC	MW	MWA	UNIT_INPUT.UNIT_GRSMW_A_I
Potencia activa neta inyectada AGC	MW	MWNA	SCADA SOLO
Potencia reactiva bruta absorbida/inyectada AGC	MVar	MVRA	UNIT_INPUT.UNIT_MVAR_A_I
Frecuencia bornes unidad generadora AGC	Hz	HZA	UNIT_INPUT.UNIT_HZ_A_I
Consigna Feedback AGC	MW	CSP	SCADA SOLO
Regulación primaria de frecuencia AGC	Habilitada/Deshabilitada	STFA	SCADA SOLO
Valor de estatismo actual de la unidad generadora AGC	%	PERA	SCADA SOLO
Valor de la banda muerta actual CPF AGC	mHz	MHZF	SCADA SOLO
Valor de la banda muerta actual de control AGC	MW	MHZA -> DBSP	SCADA SOLO
Límite Máximo de Generación AGC	MW	LMAG	SCADA SOLO
Límite Mínimo de Generación AGC	MW	LMIG	SCADA SOLO
Tasa de Toma de Carga para subir de la unidad AGC	MW/min	TCSU	SCADA SOLO
Tasa de Toma de Carga para bajar de la unidad AGC	MW/min	TCBA	SCADA SOLO
Unidad en control de AGC	Control Local/Control AGC	AMU	UNIT_INPUT UNIT_AUTO_P_I
Posición interruptor unidad generadora AGC	Abierto/Cerrado	ESTI	UNIT_INPUT UNIT_OFF_P_I
Consigna AGC vía setpoint	MW	CSP	PLC_OUTPUT.PLC_SETPNT_S_O
Estado del Bloque en AGC	Automático/Manual	UAGC	PLC_OUTPUT PLC_UAGC_P_O
Estado Operativo del Bloque en AGC	Pausado/Suspendido	AGCO	
Generación Programada del Bloque AGC	MW	GEPU	PLC_OUTPUT PLC_GEPU
Tensión de barra para AGC	kV	KVA	SCADA SOLO
Tipo de Combustible AGC	Gas/Diesel	TCOA	SCADA SOLO
En contribución al ciclo combinado AGC	Ciclo Abierto/ Ciclo Cerrado	CCOM	CREAR
Consigna Feedback AGC	MW	CSP	SCADA SOLO

Tabla 7.1: Señales de entrada de la plataforma AGC

## 7.4. Identificación de variables historizadas

De acuerdo al navegador web que contiene la información historizada del AGC, las variables que se van guardando periódicamente y que interesan en la operación del AGC, se clasifican dentro de los cuatro grupos mencionados a continuación:

### 7.4.1. Variables de área de control

Nombre	Código en e-terraarchive	Tipo de señal
Identificador del área de operación	ID_OPA	Char*6
Estado del área de operación	STAT_OPA	Char*3
Modo de control del área de operación	MODE_OPA	Char*4
Región de regulación del área de operación	REGUL_OPA	Bit: 3
Región asistencia del área de operación	ASS_OPA	Bit: 1
Región de emergencia del área de operación	EME_OPA	Bit: 0
Estado pausado del área de operación	PAUSED_OPA	Bit: 9
Estado suspendido del área de operación	SUSPED_OPA	Bit:10
Generación del área de operación	GEN_OPA	Float*4
Generación no teled medida del área de operación	GENMISC_OPA	Float*4
Generación deseada del área de operación	GENDES_OPA	Float*4
Carga del área de operación	LD_OPA	Float*4
Frecuencia del área de operación	FHZ_OPA	Float*4
Frecuencia programada del área de operación	FHZNOM_OPA	Float*4
Desviación de frecuencia del área de operación	FREDEV_OPA	Float*4
Intercambio del área de operación	ICHG_OPA	Float*4
Intercambio no teled medido del área de operación	ICHGSK_OPA	Float*4
Intercambio programado del área de operación	ICHGMISC_OPA	Integer*4
ACE puro del área de operación	ACE_OPA	Float*4
ACE filtrado del área de operación	ACEFIL_OPA	Float*4
ACE integral del área de operación	ACEINT_OPA	Float*4
Ajuste del punto base del área de operación	BPADJUST_OPA	Float*4
Capacidad de regulación superior del área de operación	RVREGUP_OPA	Float*4
Capacidad de regulación inferior del área de operación	RVREGDN_OPA	Float*4
Costo ED del área de operación	LAMCED_OPA	Float*4
Estado ED del área de operación	CEDCFLAG_OPA	Char*36
Generación requerida ED del área de operación	MWCED_OPA	Float*4
Generación fija ED del área de operación	FIXCED_OPA	Float*4
Costo AED del área de operación	LAMSED_OPA	Float*4
Estado AED del área de operación	SEDCFLAG_OPA	Char*36
Generación requerida AED del área de operación	MWSED_OPA	Float*4
Generación fija AED del área de operación	FIXSED_OPA	Float*4

Tabla 7.2: Variables de área de control

## 7.4.2. Variables de las unidades

Nombre	Código en e-terraarchive	Tipo de señal
Código de la unidad	ID_UNIT	
Nombre de la unidad	RTOPID_UNIT	Char*14
Unidad offline	OFFLINE_UNIT	Char*16
Generación real de la unidad	GEN_UNIT	Bit: 2
Capacidad máxima de la unidad	CAP_UNIT	Float*4
Límite de operación máximo de la unidad	LMX_UNIT	Float*4
Límite económico máximo de la unidad	EMX_UNIT	Float*4
Límite económico mínimo de la unidad	EMN_UNIT	Float*4
Límite de operación mínimo de la unidad	LMN_UNIT	Float*4
Capacidad mínima de la unidad	CMN_UNIT	Float*4
Costo generación actual de la unidad	LAMGEN_UNIT	Float*4
Punto base ED de la unidad	BPCED_UNIT	Float*4
Costo ED de la unidad	LAMCED_UNIT	Float*4
Punto base AED de la unidad	BPSED_UNIT	Float*4
Costo AED de la unidad	LAMSED_UNIT	Float*4
Unidad TG de CC acoplada a TV de la unidad	CCCTHEAT_UNIT	Float*4

Tabla 7.3: Variables de las unidades

### 7.4.3. Variables del PLC de las unidades

Nombre	Código en e-terraarchive	Tipo de señal
Código de la subestación	ID_PL	Char*8
Código del PLC	ID_PL_C	Char*14
Estado del PLC	STATD_PL_C	Char*3
Modo de control del PLC	MODED_PL_C	Char*3
Prioridad de regulación del PLC	DREGPRI_PL_C	Integer*4
Punto base del PLC	BASE_PL_C	Float*4
Ajuste del punto base del PLC	BPADJUST_PL_C	Float*4
FP de ajuste del punto base del PLC	BPADJFAC_PL_C	Float*4
FP de regulación normalizada del PLC	REGPFPU_PL_C	Float*4
Componente de regulación del PLC	REG_PL_C	Float*4
Respuesta estimada del gobernador del PLC	FFCOR_PL_C	Float*4
Generación real del PLC	GEN_PL_C	Float*4
Generación deseada del PLC	GENDES_PL_C	Float*4
Generación deseada integral del PLC	GENDESI_PL_C	Float*4
Setpoint enviado a SCADA del PLC	PULSE_PL_C	Float*4
Último setpoint del PLC	SETPLST_PL_C	Float*4
Fecha último setpoint enviado a PLC	TCTRLST_PL_C	Time*4
Not Tracking del PLC	NOTTRK_PL_C	Bit: 6
Estado de control remoto del PLC	AUTO_PL_C	Bit: 5
Estado pausado del PLC	PAUSED_PL_C	Bit: 8
Estado suspendido del PLC	SUSPED_PL_C	Bit: 7
Estado derateado del PLC	DERATED_PL_C	Bit: 2

Tabla 7.4: Variables del PLC de las unidades

### 7.4.4. Variables asociadas al cálculo de reservas

Nombre	Código en e-terraarchive	Tipo de señal
Reserva operativa	EMP_OPER	Float*4
Reserva en giro para subir potencia	EMP_SPIN_ON	Float*4
Reserva en giro para bajar potencia	EMP_SPIN_OFF	Float*4
Reserva en regulación para subir potencia	EMP_REG_ON	Float*4
Reserva en regulación para bajar potencia	EMP_REG_OFF	Float*4
Tasa de toma de carga	EMP_RESP_UP	Float*4
Tasa de bajada de carga	EMP_RESP_DN	Float*4

Tabla 7.5: Variables asociadas al cálculo de reservas

## 7.5. Parámetros de sintonización sistémica

### 7.5.1. Límites de bandas de regulación para control de ACE

- a) Emergency assist (MW): Límite superior de la región de regulación de emergencia.
- b) Assisted (MW): Límite superior de la región de regulación asistida.
- c) Minimum permissive (MW): Valor mínimo del ACE para que el test permisivo sea deshabilitado y todas las señales que empeoran el ACE son eliminadas.
- d) Static Deadband (MW): Límite superior de la banda muerta, donde el AGC no realiza ninguna acción de control.
- e) Maximum ACE integral (MW): Valor máximo de la integral del ACE para control por AGC.
- f) Return Deadband %: Valor del ACE que debe disminuir para volver a la condición normal luego de estar en la región de emergencia y asistido. Se expresa como porcentaje de la banda muerta estática.

Parámetro de sintonización	Valor por defecto/recomendado	Valor en el SING	Justificación
Emergency assist (MW)	110 % del valor de CPS L10	41 MW	Valor definido por GE, conforme a su documentación oficial
Assist	80 % del valor de CPS L10	30 MW	Valor definido por GE, conforme a su documentación oficial
Minimum Permissive	75 % del límite de ACE asistido	22,5 MW	Valor definido por GE, conforme a su documentación oficial
Static DeadBand	25 % del límite de ACE asistido	7,5 MW	Valor definido por GE, conforme a su documentación oficial
Maximum ACE Integral	50 % del límite de ACE asistido	35,5 MW	Valor definido por GE, conforme a su documentación oficial

Tabla 7.6: Valores recomendados y reales de límites de banda de regulación para control de ACE

### 7.5.2. Ganancias para el control del ACE

- a) Ganancias proporcionales:
  - Normal: Ganancia proporcional del ACE en regulación normal.
  - Assist: Ganancia proporcional del ACE en regulación asistida.
  - Emergency Assist: Ganancia proporcional del ACE en regulación de emergencia.

## Capítulo 7. Anexos

Parámetro de sintonización	Valor por defecto/recomendado	Valor en el SING	Justificación
Normal	0.7 - 0.8	1.05	Valor ajustado de acuerdo a pruebas de sintonización sistémica sin control de intercambios, hecha el día 09/02/17. En esa oportunidad, se cambió la ganancia normal de 0,8 a 1,05, ajuste bastante considerable debido a que en regulación normal toma mayor fuerza la ganancia proporcional sobre la integral y así se mejora la respuesta del AGC cuando el ACE se encuentra en esa banda de regulación
Assist	0.9 - 1.0	1.1	Valor ajustado de acuerdo a pruebas de sintonización sistémica sin control de intercambios, hecha el día 09/02/17. En aquella oportunidad se cambió la ganancia asistida desde 1 a 1,1 de tal manera de mejorar la respuesta del AGC. No se realiza un cambio tan grande como el de la ganancia normal puesto que en esa región la ganancia proporcional no toma tanta fuerza como en la región normal.
Emergency Assist	1.1 - 1.2	1.2	Valor definido por GE, conforme a su documentación oficial. No se aumenta la ganancia como en las otras ganancias puesto que en esta banda, la ganancia proporcional no tiene gran contribución en la determinación de la regulación, a diferencia de la ganancia integral.

### b) Ganancias integrales:

- Normal: Ganancia integral del ACE en regulación normal.
- Asisst: Ganancia integral del ACE en regulación asistida.
- Emergency Assist: Ganancia integral del ACE en regulación de emergencia.
- Allow to reset ACE Integral: Seleccionar para que la integral del ACE sea reiniciada automáticamente.

Parámetro de sintonización	Valor por defecto/recomendado	Valor en el SING	Justificación
Normal	0,8 - 0,9	0.7	Valor ajustado de acuerdo a pruebas de sintonización sistémica sin control de intercambios, hecha el día 09/02/17. En esa oportunidad, se disminuyó la ganancia integral normal desde 0,9 a 0,7, debido a que en esa región, la ganancia integral debe tener poca contribución con respecto a la ganancia proporcional.
Assist	0,3 - 0,4	0.5	Valor ajustado de acuerdo a pruebas de sintonización sistémica sin control de intercambios, hecha el día 09/02/17. En esa oportunidad, se aumentó la ganancia integral asistida desde 0,4 a 0,5, dado que en la región asistida, la ganancia integral comienza a predominar sobre la ganancia proporcional.
Emergency Assist	0,0 - 0,1	0.3	Valor ajustado de acuerdo a pruebas de sintonización sistémica sin control de intercambios, hecha el día 09/02/17. En esa oportunidad, se aumentó la ganancia integral asistida desde 0,1 a 0,3, lo cual es un cambio considerable en la ganancia, debido a que en la banda de emergencia la ganancia integral predomina en gran medida respecto a la ganancia proporcional.
Allow to reset ACE Integral	No	No	Se prefiere reiniciar la integral del ACE de forma manual.

### 7.5.3. Lógica de cruce del ACE por cero

- a) For Normal Region (seg): Tiempo mínimo que debe transcurrir, en segundos, desde el último cruce del ACE por cero para forzar la banda de regulación a normal.
- b) For Assist Region (seg): Tiempo mínimo que debe transcurrir, en segundos, desde el último cruce del ACE por cero para forzar la banda de regulación a asistida.
- c) For Emergency Region (seg): Tiempo mínimo que debe transcurrir, en segundos, desde el último cruce del ACE por cero para forzar la banda de regulación a emergencia.
- d) Activate ACE Cross Logic: Seleccionar para activar Lógica de cruce del ACE por cero.

Parámetro de sintonización	Valor por defecto/recomendado	Valor en el SING	Justificación
For Normal Region	240 segundos	300 segundos	Valor ajustado de acuerdo a pruebas de sintonización sistémica sin control de intercambios, hecha el día 09/02/17. En aquella oportunidad, se cambió de 420 a 300 segundos, para forzar antes la banda de regulación normal cuando el ACE no ha cruzado por cero
For Assist Region	360 segundos	400 segundos	Valor ajustado de acuerdo a pruebas de sintonización sistémica sin control de intercambios, hecha el día 09/02/17. En aquella ocasión se cambió de 600 a 400 segundos, para forzar antes la banda de regulación asistida cuando el ACE no ha cruzado por cero.
For Emergency Region	480 segundos	600 segundos	Valor ajustado de acuerdo a pruebas de sintonización sistémica sin control de intercambios, hecha el día 09/02/17. En aquella ocasión se cambió de 720 a 600 segundos, para forzar antes la banda de regulación asistida cuando el ACE no ha cruzado por cero.

#### 7.5.4. Ganancias para control ACE después de regulación

- a) Normal: Ganancia del ACE después de la regulación cuando se está trabajando en regulación normal.
- b) Asisst: Ganancia del ACE después de la regulación cuando se está trabajando en regulación asistida.
- c) Emergency: Ganancia del ACE después de regulación cuando se está trabajando en regulación de emergencia.

Parámetro de sintonización	Valor por defecto/recomendado	Valor en el SING	Justificación
Normal	-	0.8	Valor ajustado en pruebas de sintonización sistémica, 09/02/17. Se ajustó en ese valor en función de producir una buena respuesta del AGC después de la regulación del ACE estando en la banda normal.
Assist	-	0.4	Valor ajustado en pruebas de sintonización sistémica, 09/02/17. Se ajustó en ese valor en función de producir una buena respuesta del AGC después de la regulación del ACE estando en la banda normal.
Emergency	-	0.2	Valor ajustado en pruebas de sintonización sistémica, 09/02/17. Se ajustó en ese valor en función de producir una buena respuesta del AGC después de la regulación del ACE estando en la banda normal.

### 7.5.5. Niveles de prioridad y condiciones para pausar/suspender AGC

- a) Assist Priority Level: Valor mínimo de prioridad en regulación asistida. Todas las unidades con prioridad menor a este valor, tendrán prioridad igual a 1 en regulación asistida.
- b) Emergency Priority Level: Valor mínimo de prioridad en regulación asistida. Todas las unidades con prioridad menor a este valor, tendrán prioridad igual a 1 en regulación de emergencia.
- c) Excessive ACE trip (MW): Valor mínimo del ACE para emitir alarma por ACE excesivo y el AGC pase a estado PAUSED.
- d) Frequency Deviation to Suspend AGC (Hz): Diferencia mínima entre frecuencia actual y programada para que el AGC pase a estado SUSPENDED.
- e) Frequency Deviation to Paused AGC (Hz): Diferencia mínima entre frecuencia actual y programada para que el AGC pase a estado PAUSED.
- f) Interchange Deviation to Suspend AGC (MW): Diferencia de intercambio actual y programado mínimo para que el AGC pase a estado SUSPENDED.
- g) Interchange Deviation to Paused AGC (MW): Diferencia mínima entre intercambio actual y programado para que el AGC pase a estado PAUSED.
- h) Interchange Deviation Threshold Deadband (MW): Porcentaje de la banda muerta necesaria para volver a la condición normal desde el estado PAUSED de AGC, que fue producido por desviación de intercambio inadvertido. Se expresa como un porcentaje de la desviación de intercambios para suspender el AGC.

- i) Time of no ACE change to Pause AGC (seg): Tiempo mínimo que debe esperar el AGC para pasar de condición normal a PAUSED debido a que el ACE permaneció en el mismo valor.

Parámetro de sintonización	Valor por defecto/recomendado	Valor en el SING	Justificación
Assist Priority Level	1	1	Valor definido previamente por GE. Con este valor, todas las unidades que participen en el CSF vía AGC tienen el mismo nivel de prioridad e igual a 1 en regulación asistida.
Emergency Priority Level	1	1	Valor definido previamente por GE. Con este valor, todas las unidades que participen en el CSF vía AGC tienen el mismo nivel de prioridad e igual a 1 en regulación asistida.
Excessive ACE trip	-	168 MW	Valor ajustado en pruebas de sintonización sistémica 09/02/17. Se considera un 150 % de la reserva en giro máxima
Frequency Deviation to Suspend AGC	-	1 Hz	Valor ajustado en pruebas de sintonización sistémica 09/02/17. Se consideró que el AGC se suspenda cuando opere el esquema de desconexión de carga (EDAC)
Frequency Deviation to Paused AGC	-	0,9 Hz	Valor ajustado en pruebas de sintonización sistémica 09/02/17. Se considera el 150 % de la holgura (150 %*112 MW/-bias)
Interchange Deviation to Suspend AGC	-	0	Valor ajustado en pruebas de sintonización sistémica 09/02/17. No se suspenderá para desviaciones de intercambio.
Interchange Deviation to Paused AGC	-	0	Valor ajustado en pruebas de sintonización sistémica 09/02/17. No se pausará para desviaciones de intercambio.
Interchange Deviation Threshold Deadband	-	0	Valor ajustado en pruebas de sintonización sistémica 09/02/17. El valor es 0 puesto que la desviación de intercambio para pausar el AGC es cero.
Time of no ACE change to Pause AGC	-	300 segundos	Valor ajustado en pruebas de sintonización sistémica 09/02/17. Se consideran 5 minutos, pero se debe evaluar a futuro.

### 7.5.6. Tiempos de ejecución:

- a) AGC Module: Tiempo de ejecución del AGC, en segundos, que es múltiplo del periodo de escaneo del SCADA.
- b) AGC Control Cycle Multiplier: Factor que multiplica al tiempo de ejecución del AGC y cuyo resultado representa el tiempo que demora el AGC en enviar señales de control.

- c) Role Enable Delay: Retardo de la partida del AGC, luego de ser inicializado.
- d) AGC Pause: Tiempo que demora el AGC en estar en condición PAUSED antes que cambie al estado SUSPENDED.
- e) Reserve Calculations: Intervalo entre cálculos de reservas mediante ED consecutivos.
- f) Production Costing: Intervalo entre cálculos de producción de costos consecutivos.
- g) Insufficient Response Rate Alarm: Intervalo entre envío de alarmas repetitivas por tasa de respuesta.
- h) Pending Time Error Correction Alarm (min): Tiempo antes de emitir una alarma de programación de error de tiempo pendiente.
- i) Regulation Allocation Limit (seg): Tiempo que se multiplica por la tasa de rampa de cada PLC para obtener el límite de regulación del PLC.
- j) Control ED:
  - Nominal (seg): Intervalo de tiempo nominal, en segundos, entre ejecuciones consecutivas de CED.
  - Minimum (seg): Intervalo de tiempo mínimo, en segundos, entre ejecuciones consecutivas del CED.
  - MW Change (MW): Requerimientos de cambios de generación en MW para forzar ejecuciones del CED.
- k) Advisory ED:
  - Nominal (seg): Intervalo de tiempo nominal, en segundos, entre ejecuciones consecutivas de AED.
  - Minimum (seg): Intervalo de tiempo mínimo, en segundos, entre ejecuciones consecutivas del AED.
  - MW Change (MW): Requerimientos de cambios de generación en MW para forzar ejecuciones del AED.
- l) Reset GENMOM
  - Hot: Seleccionar para forzar un reinicio de la base de datos en caliente.
  - Warm: Seleccionar para forzar un reinicio de la base de datos en caliente.
  - Cold: Seleccionar para forzar un reinicio de la base de datos en caliente.

## Capítulo 7. Anexos

Parámetro de sintonización	Valor por defecto/recomendado	Valor en el SING	Justificación
AGC Module	Múltiplo del periodo de escaneo del SCADA (Típicamente 2 seg)	4 seg	Tiempo mínimo superior al tiempo de adquisición de datos por parte de SCADA
AGC Control Cycle Multiplier	-	1	El AGC envía señales de control inmediatamente después de ejecutarse
Role Enable Delay	20 a 40 seg	30 seg	
AGC Pause	-	180 seg	Se considera que el AGC debe esperar como máximo tres minutos antes que pase a estado SUSPENDED.
Reserve Calculation	-	10 seg	Valor por defecto del tiempo de cálculo de reserva en regulación para AGC
Production Costing	-	60 seg	No se encontró justificación.
Insufficient Response Rate Alarm	-	600 seg	No se encontró justificación.
Pending Time Error Correction Alarm	-	5 min	No se encontró justificación.
Regulation Allocation Limit	-	900 seg	No se encontró justificación.

Parámetro de sintonización	Valor por defecto/recomendado	Valor en el SING	Justificación
CED: Nominal	300 seg	300 seg	Valor por defecto.
CED: Minimum	4 seg	20 seg	No se encontró justificación.
CED: MW Change	5 MW	80 MW	No se encontró justificación.

Parámetro de sintonización	Valor por defecto/recomendado	Valor en el SING	Justificación
AED: Nominal	600 seg	600 seg	Valor recomendado por GE. Se ajusta para 10 minutos
AED: Minimum	4 seg	30 seg	Permite efectuar cálculos cada 30 minutos como mínimo
AED: MW Change	50 MW	80 MW	No se encontró justificación.

Parámetro de sintonización	Valor por defecto/recomendado	Valor en el SING	Justificación
Reset GENMOM: Hot	No	No	Solo es seleccionada cuando se requiera reiniciar la plataforma en caliente.
Reset GENMOM: Warm	No	No	Solo es seleccionada cuando se requiera reiniciar la plataforma en tibio.
Reset GENMOM: Cold	No	No	Solo es seleccionada cuando se requiera reiniciar la plataforma en frío.

### 7.5.7. Niveles de alarmas y bandas muertas

- a) ACE Alarm: Valor mínimo del ACE en MW para emitir una alarma por ACE excesivo.
- b) ACE Alarm Deadband: Banda muerta de la alarma del ACE, expresada en porcentaje del nivel de alarma de ACE para volver a la condición normal luego de emitir una alarma por ACE excesivo.
- c) Time Error: Valor mínimo de error de tiempo para emitir alarma, en segundos.
- d) Time Error Deadband: Porcentaje del nivel de alarma de error de tiempo que representa el valor mínimo que debe disminuir el error de tiempo para la plataforma deje de alarmar.
- e) Default Spinning Reserve (MW): Requerimiento de reserva en giro por defecto.
- f) Default Spinning Reserve Deadband (%): Porcentaje del requerimiento de reserva en giro por defecto que representa el valor mínimo que debe disminuir la reserva en giro para que la plataforma deje de alarmar.
- g) Default Operating Reserve (MW): Requerimiento de reserva operativa por defecto.
- h) Default Operating Reserve Deadband (%): Porcentaje del requerimiento de reserva operativa por defecto que representa el valor mínimo que debe disminuir la reserva en operación para que la plataforma deje de alarmar.
- i) Default Regulating Reserve (MW): Requerimiento de reserva en regulación por defecto.
- j) Default Regulating Reserve Deadband (%): Porcentaje del requerimiento de reserva en regulación por defecto que representa el valor mínimo que debe disminuir la reserva en regulación para que la plataforma deje de alarmar.
- k) Response Rate (MW/min): Nivel de alarma por tasa de respuesta. Si la tasa de respuesta es menor que el nivel de alarma, se emite alarma por tasa de respuesta insuficiente.
- l) Maximum Scheduled Interchange (MW): Nivel de alarma por intercambio programado neto excesivo.
- m) Unit MW Change Alarm (%): Porcentaje de la capacidad de la unidad que representa el mínimo de cambio de MW para emitir una alarma por cambio excesivo de potencia en una unidad.
- n) Unit Offline Status Mismatch Time Delay (seg): Tiempo de espera antes de emitir una alarma por inconsistencia entre estado actual offline de la unidad y telemetría.
- ñ) Tie MW Change Deadband (%): Porcentaje del nivel de alarma por intercambio programado neto excesivo que representa el valor mínimo que debe disminuir el intercambio neto para que la plataforma deje de alarmar.

## Capítulo 7. Anexos

- o) Frequency Deviation Alarm Threshold (Hz): Valor mínimo de desviación de frecuencia para que la plataforma comience a alarmar.
- p) Frequency Deviation Alarm Threshold Deadband (Hz): Porcentaje del nivel de alarma por desviación de frecuencia que representa el valor mínimo que debe disminuir la desviación de frecuencia para que la plataforma deje de alarmar.

Parámetro de sintonización	Valor por defecto/recomendado	Valor en el SING	Justificación
ACE alarm	-	41 MW	Valor del límite de ACE en emergencia.
ACE alarm deadband	-	8 MW	Valor un poco mayor a la banda muerta del ACE
Time Error	-	20 seg	No se encontró justificación.
Time Error Deadband	-	5 %	No se encontró justificación.
Reserva en giro	5 % capacidad área	400 MW	No se encontró justificación.
Banda muerta de reserva en giro	5 %	5 %	Valor por defecto.
Reserva en operación por defecto	8 % capacidad área	500 MW	No se encontró justificación.
Banda muerta de reserva en operación	5 %	8 %	No se encontró justificación.
Reserva de regulación	3 % capacidad área	69 MW	Valor obtenido del Informe de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.
Banda muerta de reserva de regulación	5 %	5 %	Valor por defecto
Tasa de respuesta	> 1 MW/min	8 MW/min	Valor obtenido del Informe de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.
Máximo intercambio programado	10 % de capacidad de unidad	400 MW	No se encontró justificación
Límite de cambio de MW a unidad		10 % capacidad de unidad	No se encontró justificación.
Unit offline status mismatch time delay		0 seg	
Tie MW change deadband	-	1 %	No se encontró justificación
Límite de desviación de frecuencia	-	0,2 Hz	Valor entregado en NTSyCS
Banda muerta de alarma por límite de desviación de frecuencia	-	0,05 Hz	No se encontró justificación

### 7.5.8. Filtros

- a) Filtros basados en el ciclo del AGC

- Frequency: Constante de tiempo del filtro de frecuencia, en segundos.
- Tracking: Constante de tiempo del filtro de carga, en segundos.

b) Filtros basados en el control del ciclo del AGC

- Setpoint Feed-back Bias: Constante de tiempo del filtro para estimar el error entre el valor de realimentación de setpoint y generación actual, en segundos.
- Regulation: Constante de tiempo del filtro de regulación, en segundos.
- Not Tracking Error: Constante de tiempo del filtro de error por Not Tracking, en segundos.

Parámetro de sintonización	Valor por defecto/recomendado	Valor en el SING	Justificación
Frequency	10	10	Valor indicado por defecto
Tracking	60 - 90	45	Se requiere que la carga sea filtrada en un tiempo menor al indicado por defecto dada la alta variabilidad de demanda en el SING y la presencia de consumos de alta frecuencia.
Setpoint feed-back bias	-	86400	Se mide durante un día la diferencia entre el valor esperado y la medición real.
Regulation	30-45	30	Valor mínimo indicado por defecto.
Not tracking error	30	30	Valor indicado por defecto.

### 7.5.9. Parámetros del despacho económico

- a) Requirement: Indica mediante distintas opciones, qué variable es usada como objetivo para el despacho económico del sistema. Mediante la opción Normal, el despacho económico usa la suma de las cargas e intercambios como objetivo, mientras que la opción Current Generation permite al ED utilizar la generación actual como objetivo.
- b) CED look-ahead Time Increment (min): Tiempo mínimo a futuro para evaluar los pronósticos de cargas y programación a usar en el control del despacho económico (CED).
- c) AED look-ahead Time Increment (min): Tiempo mínimo a futuro para evaluar los pronósticos de cargas y programación a usar en el despacho económico consultivo (AED).
- d) Include look-ahead Time Increment: Seleccionar esta opción para considerar el tiempo de incremento a futuro tanto para CED y AED en los cálculos de requerimientos de reserva.
- e) Emissions ED Objective Type: Mediante distintas opciones, se considera el efecto de los costos de combustibles y/o emisiones en el CED y AED. La opción fuel (combustible) permite usar solo componentes del combustible cuando se construyen las curvas de costos incrementales, mientras

que la opción emissions (emisiones) utiliza solo componentes de emisiones y la opción mixed (mixta) utiliza tanto componentes de combustible como de emisiones.

- f) Weighting Factor: Corresponde a las componentes, en porcentaje, de los combustibles y emisiones cuando éstos son incluidos en la solución del despacho económico. Se encuentran los factores de ponderación del combustible, del NOX, del SO2 y del CO2.
- g) Cost: Son los costos relativos de varias emisiones, en US por unidad de gas, que puede ser NOX, SO2 y CO2.
- h) Reserve constraint: Muestra las distintas opciones de reserva a usar en el CED y AED, calculada mediante la tasa de respuesta de las unidades (para subir y bajar) y el tiempo de cálculo de reservas (ingresado por usuario). Las reservas a usar son las siguientes: Reserva en giro, reserva en regulación para subir y reserva en regulación para bajar.
- i) Reserve calculation time (min): Tiempo utilizado para determinar la reserva por unidad, utilizando además las tasas de respuesta de cada unidad.
- j) Response Rate in CED: Permite considerar o no las restricciones de reserva mediante tasas de respuesta de las unidades.
- k) Enforce Forbidden Zones: Seleccionar esta opción para restringir los puntos bases a la salida de zonas prohibidas en CED o AED.

### **7.5.10. Parámetros del cálculo de reservas**

- a) Response rate UP (MW/min): Tasa de respuesta de subida del sistema.
- b) Response rate DOWN (MW/min): Tasa de respuesta de bajada del sistema.
- c) Spinning reserve calculation reference time (min): Tiempo utilizado para calcular la reserva en giro de las unidades.
- d) Operating reserve calculation reference time (min): Tiempo utilizado para calcular la reserva operativa de las unidades
- e) Regulating reserve calculation reference time (min): Tiempo utilizado para determinar la reserva en regulación de las unidades.
- f) Percentage of Used Load Relief Reserve (%): Porcentaje de reserva de carga relajada que actualmente se está usando.
- g) Area Response Rate Requirement (MW/min): Requerimiento de tasa de respuesta de área mínimo para propósitos de alarma.
- h) Maximum Miscellaneous Reserve (MW): Valor máximo de contribución de reserva miscelánea.

- i) Maximum Interruptible Load (MW): Valor máximo de reserva para carga interrumpible.

## 7.6. Parámetros de sintonización de las unidades/PLCs

### 7.6.1. Parámetros de las unidades

- a) MTLFCLIM: Seleccionar para usar límites de telemetría para control.
- b) SPINOFF: Seleccionar para indicar que las unidades contribuyan a la reserva en giro cuando están apagadas (partida rápida).
- c) OPEROFF: Seleccionar para indicar que las unidades contribuyan a la reserva operativa cuando están apagadas
- d) Penault Factor: Factor de penalización de la unidad.
- e) Maximum Spinning Reserve (MW): Máxima reserva en giro disponible de la unidad.
- f) Economy Unit Status (MW): Actual límite económico mínimo de la unidad
- g) Unit Offline Limit (%): Porcentaje de la capacidad máxima de la unidad que representa el valor máximo de los MVA actuales de la unidad para que ésta sea considerada apagada.
- h) Unit Online DB (%): Porcentaje del límite de unidad apagada, el cual al sumar con el límite de unidad apagada, se obtiene el valor mínimo de los MVAs actuales para que la unidad sea considerada en los cálculos del AGC.
- i) Unit Frequency DB (Hz): Desviación aceptable de frecuencia actual de la unidad respecto a la frecuencia programada del sistema.
- j) Unit Limit DB (%): Porcentaje de la banda muerta de frecuencia utilizada para volver a la condición normal.
- k) Maintenance of startup (US\$/N° Startup): Costos de mantenimiento incurridos por cada partida.
- l) Maintenance each MWH (US\$/MWH): Costos de mantenimiento incurridos por cada MWH.
- m) Maintenance each HR (US\$/Hr): Costos de mantenimiento incurridos por cada hora.
- n) Energy Constrained Dispatch:
  - Maximum Carry Over Error (MWH): Error máximo del basepoint traspasado desde el final de una hora a la siguiente.
  - Alarm Threshold Limit (MWH): Nivel de alarma al final de una hora.

- Recovery Factor (min): Tiempo mínimo que demorará una incongruencia de energía en ser arreglada.

ñ) Pumping

- MW Threshold (MW): Límite bajo el cual la unidad está en modo pump-back.
- Operating Reserve Maximum (MW): Reserva máxima en operación que puede aportar la unidad cuando está en modo pumping.

o) Synchronous Condenser

- MW Threshold (MW): Límite para probar si la unidad está en modo condensador sincrónico. Los MW actuales de la unidad deben ser menor a este límite para considerar que la unidad se encuentra en modo condensador sincrónico.
- MVAR Threshold (MVAR): Límite para probar que la unidad está en modo condensador sincrónico. El valor absoluto de los MVAR actuales de la unidad debe ser mayor que este límite.
- Spinning Reserve Maximum (MW): Máxima reserva en giro que puede contribuir la unidad cuando se encuentra en modo Condensador Sincrónico.
- MW Mismatch Threshold (MW): Se emite una alarma cuando la generación supera este límite mientras la telemetría de la unidad indica que está funcionando en modo condensador sincrónico.

### 7.6.2. Parámetros de control del PLC

- a) Pause time (seg): Tiempo que está el PLC en pausa antes que se suspenda.
- b) Status: Estado del PLC, que puede ser AUT si es controlado por AGC, MAN si es controlado manualmente, OFF si está apagado y RESET si está siendo reiniciado luego de haber estado suspendido.
- c) Display: Prioridad de regulación del PLC, aplicada solo para los PLCs en modo AUT.
- d) Preference: Indicador de preferencia del PLC, el cual puede ser es normal si el PLC puede ser pulsado a una tasa de corto plazo cuando el ACE se encuentra en región asistida o superior o slow en caso contrario.
- e) Not tracking?: Seleccionar si se detecta que el PLC de la unidad se encuentra en condición Not Tracking.
- f) Priority: Prioridad de regulación del PLC de la unidad.

- g) Bypass Lead/Lag Filters & windup limits: Seleccionar para que se desactive el control Lead-Lag y los límites windup en el PLC de la unidad.
- h) Honor Ramp Rates in PLC Control: Seleccionar para incluir la restricción de la tasa de respuesta de la unidad en la verificación de los límites de control del PLC.
- i) Frequency deviation deadband (Hz): Banda muerta de desviación de frecuencia, dada por la acción de los reguladores de velocidad.
- j) Frequency Bias (MW/0.1Hz): Bias de frecuencia que modela el estatismo del regulador.
- k) Stored Energy Recovery Time (Up) (seg): Tiempo para reconstruir la energía almacenada en calderas para usar cuando se levante el PLC.
- l) Stored Energy Recovery Time (Down) (seg): Tiempo para reconstruir la energía almacenada en calderas para usar cuando se baje el PLC.
- m) Gain of Pending MW: Factor de ponderación de los MW acumulados o pendientes, los cuales serán considerados en el cálculo del error del PLC ajustado.
- n) % CRD for Waiting (%): Porcentaje del tiempo de respuesta del PLC, que multiplicado con el CRD da como resultado el tiempo de espera antes que los MW pendientes comiencen a decaer.
- ñ) Not Tracking Test
  - NT MW Threshold (MW): Valor mínimo que debe tener el error del PLC para comenzar con una prueba de convergencia del PLC.
  - NT Detection Time (seg): Tiempo que demora el PLC en detectar si una unidad se encuentra en condición Not Tracking o Tracking.
  - % of NT Detection Time for Convergence Test (%): Tiempo que demora el PLC en realizar prueba de convergencia de error del PLC.
  - % of NT MW Threshold for RTN Min Movement (%): Porcentaje del límite de error de PLC para Not Tracking para volver a la condición normal de la unidad.
- o) Lead-Lag Compensator
  - Error deadband (MW): Valor máximo de error del PLC para que el compensador no realice ninguna acción de control.
  - Knee Point (MW): Punto de quiebre entre los dos estados del compensador Lead-Lag, definido para determinar la ganancia k del controlador.
  - K1: Ganancia del controlador PID cuando el error del PLC es mayor que el knee point.
  - K2: Ganancia del controlador PID cuando el error del PLC es menor que el knee point.

- T1 (%): Constante de tiempo lead del controlador PID. Corresponde a la compensación de ceros.
  - T2 (%): Constante de tiempo lag del controlador PID. Corresponde a la compensación de polos.
  - Control Response Delay (CRD) (seg): Tiempo de respuesta del PLC al envío de controles.
- p) Change Reversal (seg): Tiempo mínimo que debe pasar después de enviar un control para permitir el envío de otra señal de control en dirección opuesta.
- q) Noise Rejection (seg): Retardo de tiempo después del cambio de signo del error del PLC y antes que el AGC envíe una señal de control.
- r) Windup:
- Up (MW): Límite superior de saturación del controlador integral.
  - Down (MW): Límite inferior de saturación del controlador integral.
  - Unusual RR Gain: Ganancia usada para aumentar la señal de control si la respuesta actual en el último minuto es menor que la respuesta modelada para el PLC
  - Setpoint Deadband (MW): Banda muerta para el envío de controles de consignas al SCADA. La señal de control no se envía si el setpoint destinado a enviar menos el setpoint anterior es menor que esta banda muerta.
  - Pulse maximum (seg): Máxima duración de los pulsos de control.
  - Pulse Minimum (seg): Mínima duración de los pulsos de control.
  - Discretization setting (ms): Valor que puede ser usado para corregir el hecho de que la mayoría de las RTU discretizan el pulso en el proceso de transferencia del control a la planta. Si se ingresa un valor mayor que 1, el pulso enviado tendrá una duración múltiplo de este valor, mientras que el resto será acumulado para ser enviado en el siguiente pulso.
  - Setpoint feedback bias (MW): Es el offset entre la realimentación del setpoint y la salida del PLC cuando se ocupa la realimentación del setpoint en vez de la generación actual.
  - Long term estimate for SPFB Bias (MW): Estimación calculada del bias de realimentación del setpoint cuando se está controlando usando la realimentación del setpoint en vez de la generación actual.

## **7.7. Código de programación de herramienta de desempeño**

### **7.7.1. Botón *Completar información de reservas del SING***

Option Explicit

## Capítulo 7. Anexos

---

```
Public fecha As Date
Public hora As Date
Public desempeño_agc As Workbook
Public nombre As String
Public archivo(2) As Workbook
Public i As Integer
Public historico As Workbook, gen_prog As Workbook, reserva_sing As Workbook
Public ruta_agc As String
Public datos_totales As Long
Public ruta As String
Public fecha_real As Date

Private Declare PtrSafe Function GetFileTitle _
    Lib "comdlg32.dll" _
    Alias "GetFileTitleA" ( _
        ByVal lpszFile As String, _
        ByVal lpszTitle As String, _
        ByVal cbBuf As Integer) As Integer

Private Function prueba_abierto_cerrado(ruta_archivo As String) As Boolean
Dim libro_prueba As Workbook
On Error Resume Next
Set libro_prueba = Workbooks(ruta_archivo)
If Err.Number = 0 Then
    prueba_abierto_cerrado = True
Else: prueba_abierto_cerrado = False
End If
End Function

Private Function Obtener_Nombre_Archivo(p As String)

    Dim Buffer As String
    'Buffer de caracteres
    Buffer = String(255, 0)
    'Llamada a GetFileTitle, pasandole el path, el buffer y el tamaño
    GetFileTitle p, Buffer, Len(Buffer)

    'Retornamos el nombre eliminando los espacios nulos
    Obtener_Nombre_Archivo = Left$(Buffer, InStr(1, Buffer, Chr$(0)) - 1)

End Function
```

## Capítulo 7. Anexos

---

```
Sub cargar_datos()  
Dim hora_real As Date  
Dim libro As Workbook  
Dim ruta_archivo As String  
Dim texto As String  
  
Application.ScreenUpdating = False  
Application.Calculation = xlCalculationManual  
Set desempeño_agc = ThisWorkbook  
desempeño_agc.Activate  
abrir_formulario:  
Load Ingreso_tiempo  
Ingreso_tiempo.Show  
On Error GoTo archivo_no_encontrado  
ruta = Ingreso_tiempo.ruta  
On Error GoTo fecha_incorrecta  
fecha = Ingreso_tiempo.fecha  
datos_totales = 24 * 60 * 15  
Open ruta For Input As #1  
i = 0  
Do While Not EOF(1)  
    Line Input #1, texto  
    nombre = Obtener_Nombre_Archivo(texto)  
    If prueba_abierto_cerrado(nombre) = True Then  
        MsgBox "El archivo " & nombre & " ya se encuentra abierto."  
    Else: Workbooks.Open Filename:=texto  
    End If  
    Set archivo(i) = Workbooks(nombre)  
    i = i + 1  
Loop  
Close #1  
Set historico = archivo(0)  
Set reserva_sing = archivo(1)  
Set gen_prog = archivo(2)  
historico.Activate  
fecha_real = CDate(Mid(Range("a3").Value, 1, 10))  
If fecha <> fecha_real Then  
    MsgBox "La fecha ingresada no corresponde a la fecha de inicio real de los datos"  
    GoTo abrir_formulario  
ElseIf hora_real <> #12:00:00 AM# Then  
    MsgBox "La hora ingresada no corresponde a la hora de inicio real de los datos"  
    GoTo abrir_formulario
```

```
End If
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("General").Activate
Range("o4") = fecha
Application.ScreenUpdating = True
Application.Calculation = xlCalculationAutomatic
Exit Sub
archivo_no_encontrado:
MsgBox "El archivo " & ruta & " no se ha encontrado satisfactoriamente. Verifique q
Resume abrir_formulario

Exit Sub
fecha_incorrecta:
MsgBox "La fecha ingresada no es correcta. Intente nuevamente"
Resume abrir_formulario
End Sub
```

### **7.7.2. Botón *Completar datos de reserva***

```
Option Explicit
Private Declare PtrSafe Function GetFileTitle _
    Lib "comdlg32.dll" _
    Alias "GetFileTitleA" ( _
        ByVal lpszFile As String, _
        ByVal lpszTitle As String, _
        ByVal cbBuf As Integer) As Integer
Private Function prueba_abierto_cerrado(ruta_archivo As String) As Boolean
Dim libro_prueba As Workbook
On Error Resume Next
Set libro_prueba = Workbooks(ruta_archivo)
If Err.Number = 0 Then
    prueba_abierto_cerrado = True
Else: prueba_abierto_cerrado = False
End If
End Function

Private Function Obtener_Nombre_Archivo(p As String)

    Dim Buffer As String
    'Buffer de caracteres
    Buffer = String(255, 0)
```

## Capítulo 7. Anexos

---

```
'Llamada a GetFileTitle, pasandole el path, el buffer y el tamaño
GetFileTitle p, Buffer, Len(Buffer)

'Retornamos el nombre eliminando los espacios nulos
Obtener_Nombre_Archivo = Left$(Buffer, InStr(1, Buffer, Chr$(0)) - 1)

End Function

Sub Completar_datos_reserva()
Application.ScreenUpdating = False
Application.Calculation = xlCalculationManual

Dim zzd As String, zzm As String, zzh As String, zzhh As String
Dim m As Integer
Dim N As Long
Dim celda As Range
Dim datos_reales(8) As Double
Dim onn(8) As Double, off(8) As Double
Dim aut(8) As Double, man(8) As Double, fxd(8) As Double
Dim auto(8) As Double, paus(8) As Double, susp As Double, not_tracking(8) As Double
Dim celda_cop As Range
Dim datos_totales_hist_1 As Long, datos_totales_hist_2 As Long
Dim fecha As Date
Dim campo As Range
Dim ruta As String
Dim archivo As Workbook
Dim nombre As String
Dim hora As Date
Dim seg_act As Integer, seg_ant As Integer, seg_desp As Integer
Dim min_act As Integer, min_ant As Integer, min_desp As Integer
Dim p As Integer
Dim time_not As Date

hora = #12:00:00 AM#
Set desempeño_agc = ThisWorkbook
desempeño_agc.Activate
abrir_formulario:
Load Completar_info_reserva
Completar_info_reserva.Show
'On Error GoTo archivo_no_encontrado
```

## Capítulo 7. Anexos

---

```
ruta = Completar_info_reserva.ruta
'On Error GoTo fecha_incorrecta
fecha = Completar_info_reserva.fecha
nombre = Obtener_Nombre_Archivo(ruta)
If prueba_abierto_cerrado(nombre) = True Then
    MsgBox "El archivo " & nombre & " ya se encuentra abierto."
Else: Workbooks.Open Filename:=ruta
End If
Set archivo = Workbooks(nombre)

archivo.Activate
Range(Range("a2"), Range("a2").End(xlToRight)).Select
For Each celda In Selection
    If celda = "Changed" Then
        celda.EntireColumn.Delete
    End If
Next celda
datos_totales_hist_1 = 24 * 60 * 20
Range("A:A").Columns.Insert
For N = 0 To datos_totales_hist_1 - 1
    Select Case Day(fecha)
        Case 1 To 9
            zzd = "0"
        Case 10 To 31
            zzd = ""
    End Select
    Select Case Month(fecha)
        Case 1 To 9
            zzm = "0"
        Case 10 To 12
            zzm = ""
    End Select
    Select Case Hour(#12:00:02 AM# * N)
        Case 0 To 9
            zzh = "0"
        Case 10 To 23
            zzh = ""
    End Select
    Range("a3").Offset(N, 0).Value = zzd & Day(fecha) & "/" & zzm & Month(fe
Next N
```

## Capítulo 7. Anexos

---

```
datos_totales_hist_2 = 24 * 60 * 10
For N = 0 To datos_totales_hist_2 - 1
    zzh = ""
    Range("a28803").Offset(N, 0).Value = zzd & Day(fecha) & "/" & zzm & Month(fecha)
Next N

Range(Range("a3"), Range("a3").End(xlDown)).Select
For Each celda In Selection
    While celda <> celda.Offset(0, 1) And celda.Offset(0, 1) <> ""
        seg_act = Second(Mid(celda.Offset(0, 1), 12, 8))
        If seg_act Mod 2 <> 0 Then
            p = 0
            time_not = Mid(celda.Offset(0, 1), 12, 8)
            seg_ant = Second(Mid(celda.Offset(-1, 1), 12, 8))
            seg_desp = Second(Mid(celda.Offset(1, 1), 12, 8))
            min_act = Minute(Mid(celda.Offset(0, 1), 12, 8))
            min_ant = Minute(Mid(celda.Offset(-1, 1), 12, 8))
            min_desp = Minute(Mid(celda.Offset(1, 1), 12, 8))
            seg_act = seg_act + 60 * (min_act - min_ant)
            seg_desp = seg_desp + 60 * (min_desp - min_act) + 60 * (min_act - min_desp)

            If seg_act - seg_ant < 2 Then
                While seg_act Mod 2 <> 0
                    seg_act = seg_act + 1
                    p = p + 1
                Wend
            ElseIf seg_desp - seg_act < 2 Then
                While seg_act Mod 4 <> 0
                    seg_act = seg_act - 1
                    p = p - 1
                Wend
            ElseIf seg_act - seg_ant > 2 And seg_desp - seg_act > 2 And
                While seg_act Mod 2 <> 0
                    seg_act = seg_act + 1
                    p = p + 1
                Wend
            ElseIf seg_act - seg_ant > 2 And seg_desp - seg_act > 2 And
                While seg_act Mod 2 <> 0
                    seg_act = seg_act - 1
                    p = p - 1
                Wend
        End If
    End While

```

```

                Wend
            End If
            If Hour(time_not) < 10 Then
                zzhh = "0"
            Else: zzhh = ""
            End If
            celda.Offset(0, 1).Value = zzd & Day(fecha) & "/" & zzm & MM
        End If
        Range(celda.Offset(0, 1), celda.Offset(0, 1).End(xlToRight).End(xlDown)).Copy
        Selection.Cut
        Set celda_cop = Range(Range("a3"), Range("a3").End(xlDown)).FirstCell
        celda_cop.Offset(0, 1).Select
        ActiveSheet.Paste
    Wend
Next celda
Range("B:B").Columns.Delete
Columns("A:A").EntireColumn.AutoFit
Range(Range("b2"), Range("b2").End(xlToRight)).Select
For Each campo In Selection
    If campo.Offset(1, 0) = "" Then
        MsgBox "Debe completar la información correspondiente al campo " & campo
    End If
    Range(campo.Offset(1, 0), campo.Offset(1, 0).Offset(50000, 0).End(xlUp)).Copy
    For Each celda In Selection
        If celda = "" Then
            celda = celda.Offset(-1, 0)
        End If
    Next celda
Next campo
Range(Range("b2"), Range("b2").End(xlToRight)).Select
For Each campo In Selection
    Range(campo.Offset(1, 0), campo.Offset(1, 0).End(xlDown)).Select
    Selection.Replace What:=".", Replacement:=",", LookAt:=xlPart, _
        SearchOrder:=xlByRows, MatchCase:=False, SearchFormat:=False, _
        ReplaceFormat:=False
    Range(campo.Offset(1, 0), campo.Offset(1, 0).End(xlDown)).Select
    Selection.TextToColumns Destination:=campo.Offset(1, 0), DataType:=xlDelimitedText, _
        TextQualifier:=xlDoubleQuote, ConsecutiveDelimiter:=False, Tab:=True, _
        Semicolon:=False, Comma:=False, Space:=False, Other:=False, FieldInfo:=False

```

```
:=Array(1, 1), TrailingMinusNumbers:=True
Next campo

Exit Sub
archivo_no_encontrado:
MsgBox "El archivo " & ruta & " no se ha encontrado satisfactoriamente. Veri
Resume abrir_formulario
Exit Sub
fecha_incorrecta:
MsgBox "La fecha ingresada no es correcta. Intente nuevamente"
Resume abrir_formulario
Application.ScreenUpdating = True
Application.Calculation = xlCalculationAutomatic
End Sub
```

### 7.7.3. Botón *Cargar datos*

```
Option Explicit
Public fecha As Date
Public hora As Date
Public desempeño_agc As Workbook
Public nombre As String
Public archivo(2) As Workbook
Public i As Integer
Public historico As Workbook, gen_prog As Workbook, reserva_sing As Workbook
Public ruta_agc As String
Public datos_totales As Long
Public ruta As String
Public fecha_real As Date

Private Declare PtrSafe Function GetFileTitle _
    Lib "comdlg32.dll" _
    Alias "GetFileTitleA" ( _
        ByVal lpszFile As String, _
        ByVal lpszTitle As String, _
        ByVal cbBuf As Integer) As Integer

Private Function prueba_abierto_cerrado(ruta_archivo As String) As Boolean
Dim libro_prueba As Workbook
```

## Capítulo 7. Anexos

---

```
On Error Resume Next
Set libro_prueba = Workbooks(ruta_archivo)
If Err.Number = 0 Then
    prueba_abierto_cerrado = True
Else: prueba_abierto_cerrado = False
End If
End Function

Private Function Obtener_Nombre_Archivo(p As String)

    Dim Buffer As String
    'Buffer de caracteres
    Buffer = String(255, 0)
    'Llamada a GetFileTitle, pasandole el path, el buffer y el tamaño
    GetFileTitle p, Buffer, Len(Buffer)

    'Retornamos el nombre eliminando los espacios nulos
    Obtener_Nombre_Archivo = Left$(Buffer, InStr(1, Buffer, Chr$(0)) - 1)

End Function

Sub cargar_datos()
Dim hora_real As Date
Dim libro As Workbook
Dim ruta_archivo As String
Dim texto As String

Application.ScreenUpdating = False
Application.Calculation = xlCalculationManual

Set desempeño_agc = ThisWorkbook
desempeño_agc.Activate

abrir_formulario:
Load Ingreso_tiempo
Ingreso_tiempo.Show

On Error GoTo archivo_no_encontrado
ruta = Ingreso_tiempo.ruta
```

## Capítulo 7. Anexos

---

```
On Error GoTo fecha_incorrecta
fecha = Ingreso_tiempo.fecha

datos_totales = 24 * 60 * 15

Open ruta For Input As #1
i = 0
Do While Not EOF(1)
    Line Input #1, texto
    nombre = Obtener_Nombre_Archivo(texto)
    If prueba_abierto_cerrado(nombre) = True Then
        MsgBox "El archivo " & nombre & " ya se encuentra abierto."
    Else: Workbooks.Open Filename:=texto
        End If
    Set archivo(i) = Workbooks(nombre)
    i = i + 1
Loop
Close #1
Set historico = archivo(0)
Set reserva_sing = archivo(1)
Set gen_prog = archivo(2)
historico.Activate
fecha_real = CDate(Mid(Range("a3").Value, 1, 10))
If fecha <> fecha_real Then
    MsgBox "La fecha ingresada no corresponde a la fecha de inicio real de 1
    GoTo abrir_formulario
ElseIf hora_real <> #12:00:00 AM# Then
    MsgBox "La hora ingresada no corresponde a la hora de inicio real de los
    GoTo abrir_formulario
End If

desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("General").Activate
Range("o4") = fecha
Application.ScreenUpdating = True
Application.Calculation = xlCalculationAutomatic

Exit Sub
archivo_no_encontrado:
MsgBox "El archivo " & ruta & " no se ha encontrado satisfactoriamente. Veri
```

```
Resume abrir_formulario
Exit Sub
fecha_incorrecta:
MsgBox "La fecha ingresada no es correcta. Intente nuevamente"
Resume abrir_formulario
End Sub
```

### 7.7.4. Botón *Desempeño Sistémico*

```
Option Explicit
Function promedio(rango_celdas As Range) As Double
promedio = WorksheetFunction.Sum(rango_celdas) / rango_celdas.Count
End Function
Sub Desempeño_general()
Application.ScreenUpdating = False
Application.Calculation = xlCalculationManual
Dim campo As Range
Dim celda As Range
Dim datos As Long
Dim cont_on As Double, cont_off As Double, cont_mon As Double
Dim cont_cfc As Double, cont_cnic As Double, cont_tlbc As Double
Dim cont001 As Double, cont002 As Double, cont003 As Double, cont004 As Double
Dim cont006 As Double, cont007 As Double, cont008 As Double, cont009 As Double
Dim cont000 As Double, cont0011 As Double, cont0012 As Double, cont0013 As Double
Dim cont0016 As Double, cont0017 As Double
Dim cont01 As Double, cont02 As Double, cont03 As Double, cont04 As Double,
Dim cont_frec(39) As Long
Dim j As Integer
Dim cont_db As Double, cont_norm As Double, cont_ass As Double, cont_eme As Double
Dim cont_paus As Double, cont_susped As Double, cont_norm_agc As Double, cont_norm_agc
Dim olddate As Date, oldtime As Date
Dim dias_mesolddate As Integer, dias_mesnewdate As Integer
Dim celda_in As Range
Dim celda_fin As Range
Dim zm As Integer
Dim zzd As String, zzm As String, zzh As String, zzmin As String, zzs As String
Dim k As Integer
Dim tiempo_in As String, tiempo_out As String
Dim paso_dia As Integer
Dim paso_hora As Date
```

## Capítulo 7. Anexos

---

```
Dim l As Integer
Dim hh As Integer, hhh As Integer
Dim ii As Integer, q As Long, r As Long, s As Long, u As Long
Dim horaa As Integer

If Month(fecha) = 1 Or Month(fecha) = 3 Or Month(fecha) = 5 Or Month(fecha) = 7 Or Month(fecha) = 8
    zm = 31
ElseIf Month(fecha) = 4 Or Month(fecha) = 6 Or Month(fecha) = 9 Or Month(fecha) = 10
    zm = 30
ElseIf Month(fecha) = 2 Then
    zm = 28
End If

datos_totales = 24 * 60 * 15
historico.Activate
datos = Range("a3", Range("a3").End(xlDown)).Count
Range("a2", Range("a2").End(xlToRight)).Select 'Selección de columnas
For Each campo In Selection
    If campo.Value = "STAT" Then
        Range(campo.Offset(1, 0), campo.Offset(1, 0).End(xlDown)).Select
        For Each celda In Selection
            Select Case celda
                Case "ON"
                    cont_on = cont_on + 1
                Case "OFF"
                    cont_off = cont_off + 1
                Case "MON"
                    cont_mon = cont_mon + 1
            End Select
        Next celda
    End If
Next campo

If campo.Value = "PAUSED" And campo.Offset(-1, 0) = "CDEC" Then
    Range(campo.Offset(1, 0), campo.Offset(1, 0).End(xlDown)).Select
    For Each celda In Selection
        If celda = 1 And celda.Offset(0, 1) = 0 Then
            cont_paus = cont_paus + 1
        ElseIf celda.Offset(0, 1) = 1 Then
            cont_susped = cont_susped + 1
        Else: cont_norm_agc = cont_norm_agc + 1
        End If
    Next celda
End If
```

```
        Next celda
    End If

    If campo.Value = "MODE" And campo.Offset(-1, 0) = "CDEC" Then
        Range(campo.Offset(1, 0), campo.Offset(1, 0).End(xlDown)).Select
        For Each celda In Selection
            Select Case celda
                Case "CFC"
                    cont_cfc = cont_cfc + 1
                Case "CNIC"
                    cont_cnic = cont_cnic + 1
                Case "TLBC"
                    cont_tlbc = cont_tlbc + 1
            End Select
        Next celda
    End If

    If campo.Value = "FHZ" Then
        Range(campo.Offset(1, 0), campo.Offset(1, 0).End(xlDown)).Select
        For Each celda In Selection
            If celda.Offset(0, -9) = "ON" And celda.Offset(0, -4) = 0 And celda.Offset(0, -1) = 0 Then
                Select Case celda
                    Case 49.3 To 49.79
                        cont01 = cont01 + 1
                    Case 49.8 To 50.2
                        cont02 = cont02 + 1
                    Case 50.21 To 50.8
                        cont03 = cont03 + 1
                    Case 0 To 49.29
                        cont04 = cont04 + 1
                    Case 50.81 To 100
                        cont05 = cont05 + 1
                End Select
            End If
        Next celda
    End If

    If campo.Value = "FHZ" Then
        Range(campo.Offset(1, 0), campo.Offset(1, 0).End(xlDown)).Select
```

```
For Each celda In Selection
    If celda.Offset(0, -9) = "ON" And celda.Offset(0, -4) = 0 And ce
    For j = 0 To 39 Step 1
        Select Case celda
            Case 49 + 0.05 * j To 49 + 0.05 * (j + 1) - 0.01
                cont_frec(j) = cont_frec(j) + 1
        End Select
    Next j
End If
Next celda

End If

If campo.Value = "REGUL" Then
    Range(campo.Offset(1, 0), campo.Offset(1, 0).End(xlDown)).Select
    For Each celda In Selection
        If celda = 0 And celda.Offset(0, 1) = 0 And celda.Offset(0, 2) =
            cont_db = cont_db + 1
        ElseIf celda = 1 And celda.Offset(0, 1) = 0 And celda.Offset(0, 2
            cont_norm = cont_norm + 1
        End If
    Next celda

ElseIf campo.Value = "ASS" Then
    Range(campo.Offset(1, 0), campo.Offset(1, 0).End(xlDown)).Selecc
    For Each celda In Selection
        If celda = 1 And celda.Offset(0, -1) = 0 And celda.Offset(0,
            cont_ass = cont_ass + 1
        End If
    Next celda

ElseIf campo.Value = "EME" Then
    Range(campo.Offset(1, 0), campo.Offset(1, 0).End(xlDown)).Select
    For Each celda In Selection
        If celda = 1 And celda.Offset(0, -2) = 0 And celda.Offset
            cont_eme = cont_eme + 1
        End If
    Next celda

End If
```

```
If campo = "ACE" Then
  Range(campo.Offset(1, 0), campo.Offset(1, 0).End(xlDown)).Select
  For Each celda In Selection
    If celda.Offset(0, -11) = "ON" And celda.Offset(0, -6) = 0 And celda
      Select Case celda
        Case -150 To -100.01
          cont0016 = cont0016 + 1
        Case -100 To -50.01
          cont000 = cont000 + 1
        Case -50 To -41
          cont001 = cont001 + 1
        Case -40.99 To -37.5
          cont002 = cont002 + 1
        Case -37.49 To -30
          cont003 = cont003 + 1
        Case -29.99 To -22.5
          cont004 = cont004 + 1
        Case -22.49 To -15
          cont005 = cont005 + 1
        Case -14.99 To -7.51
          cont006 = cont006 + 1
        Case -7.5 To 0
          cont007 = cont007 + 1
        Case 0 To 7.5
          cont008 = cont008 + 1
        Case 7.51 To 14.99
          cont009 = cont009 + 1
        Case 15 To 22.49
          cont0010 = cont0010 + 1
        Case 22.5 To 29.99
          cont0011 = cont0011 + 1
        Case 30 To 37.49
          cont0012 = cont0012 + 1
        Case 37.5 To 40.99
          cont0013 = cont0013 + 1
        Case 41 To 50
          cont0014 = cont0014 + 1
        Case 50.01 To 100
          cont0015 = cont0015 + 1
        Case 100.01 To 100
```

```
                cont0017 = cont0017 + 1
            End Select
        End If
    Next celda
End If
Next campo

For paso_hora = #12:00:00 AM# To #11:00:00 PM# Step #1:00:00 AM#

    Select Case Day(fecha)
        Case 1 To 9
            zzd = "0"
        Case 10 To 31
            zzd = ""
    End Select

    Select Case Month(fecha)
        Case 1 To 9
            zzm = "0"
        Case 10 To 12
            zzm = ""
    End Select

    Select Case Hour(hora + paso_hora)
        Case 0 To 9
            zzh = "0"
        Case 10 To 23
            zzh = ""
    End Select

    tiempo_in = zzd & Day(fecha) + paso_dia & "/" & zzm & Month(fecha) & "/" & zzh
    tiempo_out = zzd & Day(fecha) + paso_dia & "/" & zzm & Month(fecha) & "/" & zzh
    historico.Activate
    Range("a3", Range("a3").End(xlDown)).Select 'seleccionar rango donde esta la columna
    For Each celda In Selection
        If celda.Value = tiempo_in Then
            Set celda_in = celda
        End If
        If celda.Value = tiempo_out Then
            Set celda_fin = celda
        End If
    End For
End For
```

```
End If
Next celda
k = k + 1
Range(celda_in.Offset(0, 10), celda_fin.Offset(0, 10)).Select
desempeño_agc.Worksheets("Frecuencia").Range("f51").Offset(k, 0).Value =
desempeño_agc.Worksheets("Frecuencia").Range("f51").Offset(k, 1).Value =
desempeño_agc.Worksheets("Frecuencia").Range("f51").Offset(k, 2).Value =
desempeño_agc.Worksheets("Frecuencia").Range("f51").Offset(k, 3).Value =
desempeño_agc.Worksheets("Frecuencia").Range("f51").Offset(k, 4).Value =
desempeño_agc.Worksheets("Frecuencia").Range("f51").Offset(k, 5).Value =

Next paso_hora
desempeño_agc.Activate
Sheets("Frecuencia").Select
Sheets("Frecuencia").Range("f52", "f75").Select
Worksheets(3).Range("f76").Value = promedio(Selection)
Worksheets(3).Range("g76").Value = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 0)
Worksheets(3).Range("h76").Value = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 1)
Worksheets(3).Range("i76").Value = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 2)
Worksheets(3).Range("j76").Value = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 3)
Worksheets(3).Range("k76").Value = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 4)

For paso_hora = #12:00:00 AM# To #11:00:00 PM# Step #1:00:00 AM#
Select Case Day(fecha)
Case 1 To 9
zzd = "0"
Case 10 To 31
zzd = ""
End Select
Select Case Month(fecha)
Case 1 To 9
zzm = "0"
Case 10 To 12
zzm = ""
End Select
Select Case Hour(hora + paso_hora)
Case 0 To 9
zzh = "0"
Case 10 To 23
zzh = ""
```

```
End Select
tiempo_in = zzd & Day(fecha) + paso_dia & "/" & zzm & Month(fecha) & "/"
tiempo_out = zzd & Day(fecha) + paso_dia & "/" & zzm & Month(fecha) & "/"
historico.Activate
Range("a3", Range("a3").End(xlDown)).Select
For Each celda In Selection
    If celda.Value = tiempo_in Then
        Set celda_in = celda
    End If
    If celda.Value = tiempo_out Then
        Set celda_fin = celda
    End If
Next celda
l = l + 1
Range(celda_in.Offset(0, 12), celda_fin.Offset(0, 12)).Select
desempeño_agc.Worksheets("ACE").Range("c32").Offset(1, 0).Value = promedio
desempeño_agc.Worksheets("ACE").Range("c32").Offset(1, 1).Value = Worksh
desempeño_agc.Worksheets("ACE").Range("c32").Offset(1, 2).Value = Worksh
desempeño_agc.Worksheets("ACE").Range("c32").Offset(1, 3).Value = Worksh
desempeño_agc.Worksheets("ACE").Range("c32").Offset(1, 4).Value = Worksh
desempeño_agc.Worksheets("ACE").Range("c32").Offset(1, 5).Value = Worksh
desempeño_agc.Worksheets("ACE").Range("c32").Offset(1, 6).Value = Worksh
```

```
Next paso_hora
```

```
desempeño_agc.Activate
```

```
Sheets("ACE").Select
```

```
Sheets("ACE").Range("c33", "c56").Select
```

```
Worksheets(4).Range("c59").Value = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 0)
```

```
Worksheets(4).Range("c60").Value = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 1)
```

```
Worksheets(4).Range("c61").Value = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 2)
```

```
Worksheets(4).Range("c62").Value = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 3)
```

```
Worksheets(4).Range("c63").Value = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 4)
```

```
Worksheets(4).Range("D59").Value = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 0)
```

```
Worksheets(4).Range("D60").Value = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 1)
```

```
Worksheets(4).Range("D61").Value = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 2)
```

```
Worksheets(4).Range("D62").Value = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 3)
```

```
Worksheets(4).Range("D63").Value = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 4)
```

```
desempeño_agc.Activate
```

## Capítulo 7. Anexos

---

```
desempeño_agc.Worksheets("AGC").Activate
```

```
Range("c3") = cont_on / datos_totales  
Range("c4") = cont_off / datos_totales  
Range("c5") = cont_mon / datos_totales  
Range("c8") = cont_cfc / datos_totales  
Range("c9") = cont_cnic / datos_totales  
Range("c10") = cont_tlbc / datos_totales
```

```
Range("c13") = datos_totales  
Range("c14") = datos  
Range("c15") = (datos_totales - datos) / datos_totales
```

```
Range("c18") = cont_norm_agc / datos_totales  
Range("c19") = cont_paus / datos_totales  
Range("c20") = cont_susped / datos_totales
```

```
desempeño_agc.Worksheets("Frecuencia").Activate
```

```
Range("e3") = "49,3 > f "  
Range("e4") = "49,3 < f < 49,8"  
Range("e5") = "49,8 < f < 50,2"  
Range("e6") = "50,2 < f < 50,7"  
Range("e7") = "50,7 < f "
```

```
Range("f3").Interior.Color = vbRed  
Range("f4").Interior.Color = vbYellow  
Range("f5").Interior.Color = vbGreen  
Range("f6").Interior.Color = vbYellow  
Range("f7").Interior.Color = vbRed
```

```
Range("f3") = cont04 / cont_on  
Range("f4") = cont01 / cont_on  
Range("f5") = cont02 / cont_on  
Range("f6") = cont03 / cont_on  
Range("f7") = cont05 / cont_on
```

```
For j = 0 To 39 Step 1
```

```
    desempeño_agc.Sheets("Frecuencia").Range("f10").Offset(j, 0) = cont_frec(j)
```

```
Next j
```

```
Range("e51") = "Hora"  
Range("f51") = "Promedio"  
Range("g51") = "MIN"  
Range("h51") = "Q1-MIN"  
Range("i51") = "Q2-Q1"  
Range("j51") = "Q3-Q2"  
Range("k51") = "MAX-Q3"
```

```
For hh = 1 To 24  
Worksheets("Frecuencia").Range("e52").Offset(hh - 1, 0) = hh  
Next hh
```

```
Range(Range("a3"), Range("a3").Offset(datos_totales - 1, 0)).Select  
ii = 900
```

```
For Each celda In Selection  
    If ii Mod 900 = 0 Then  
        celda = ii / 900  
    End If  
    ii = ii + 1
```

```
Next celda
```

```
Worksheets("ACE").Range("c2") = cont_db / cont_on  
Worksheets("ACE").Range("c3") = cont_norm / cont_on  
Worksheets("ACE").Range("c4") = cont_ass / cont_on  
Worksheets("ACE").Range("c5") = cont_eme / cont_on  
Worksheets("ACE").Range("c7") = cont0016 / cont_on  
Worksheets("ACE").Range("c8") = cont000 / cont_on  
Worksheets("ACE").Range("c9") = cont001 / cont_on  
Worksheets("ACE").Range("c10") = cont002 / cont_on  
Worksheets("ACE").Range("c11") = cont003 / cont_on  
Worksheets("ACE").Range("c12") = cont004 / cont_on  
Worksheets("ACE").Range("c13") = cont005 / cont_on  
Worksheets("ACE").Range("c14") = cont006 / cont_on  
Worksheets("ACE").Range("c15") = cont007 / cont_on  
Worksheets("ACE").Range("c16") = cont008 / cont_on  
Worksheets("ACE").Range("c17") = cont009 / cont_on
```

## Capítulo 7. Anexos

---

```
Worksheets("ACE").Range("c18") = cont0010 / cont_on
Worksheets("ACE").Range("c19") = cont0011 / cont_on
Worksheets("ACE").Range("c20") = cont0012 / cont_on
Worksheets("ACE").Range("c21") = cont0013 / cont_on
Worksheets("ACE").Range("c22") = cont0014 / cont_on
Worksheets("ACE").Range("c23") = cont0015 / cont_on
Worksheets("ACE").Range("c24") = cont0017 / cont_on
Worksheets("ACE").Range("b32") = "Hora"
Worksheets("ACE").Range("c32") = "Promedio"
Worksheets("ACE").Range("d32") = "MIN"
Worksheets("ACE").Range("e32") = "MIN + delta"
Worksheets("ACE").Range("f32") = "Q1-MIN"
Worksheets("ACE").Range("g32") = "Q2-Q1"
Worksheets("ACE").Range("h32") = "Q3-Q2"
Worksheets("ACE").Range("i32") = "MAX-Q3"
historico.Activate
```

```
Range("a2", Range("a2").End(xlToRight)).Select
For Each campo In Selection
If campo = "FHZ" Then
    Range(campo.Offset(1, 0), campo.End(xlDown)).Copy
End If
Next campo
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("Frecuencia").Activate
Range("b3").Select
ActiveSheet.Paste
historico.Activate
Range("a2", Range("a2").End(xlToRight)).Select
For Each campo In Selection
If campo = "FREDEV" Then
    Union(Range(campo.Offset(1, 0), campo.End(xlDown)), Range(campo.Offset(1, 1), campo.End(xlDown))).Copy
    desempeño_agc.Activate
    desempeño_agc.Worksheets("AGC").Activate
    Range("c26").Select
    ActiveSheet.Paste
ElseIf campo = "STAT" Then
    Union(Range(campo.Offset(1, 0), campo.End(xlDown)), Range(campo.Offset(1, 1), campo.End(xlDown))).Copy
    desempeño_agc.Activate
    desempeño_agc.Worksheets("AGC").Activate
```

```
    Range("E26").Select
    ActiveSheet.Paste
ElseIf campo = "MODE" Then
    Range(campo.Offset(1, 0), campo.End(xlDown)).Copy
    desempeño_agc.Activate
    desempeño_agc.Worksheets("AGC").Activate
    Range("L26").Select
    ActiveSheet.Paste
End If
Next campo
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("AGC").Activate
Range(Range("e26"), Range("e26").End(xlDown)).Select
For Each celda In Selection
If celda = "ON" Then
    celda.Offset(0, 3) = 1
    celda.Offset(0, 4) = 0
    celda.Offset(0, 5) = 0
ElseIf celda = "OFF" Then
    celda.Offset(0, 3) = 0
    celda.Offset(0, 4) = 1
    celda.Offset(0, 5) = 0
ElseIf celda = "MON" Then
    celda.Offset(0, 3) = 0
    celda.Offset(0, 4) = 0
    celda.Offset(0, 5) = 1
End If
If celda = "ON" And celda.Offset(0, 1) = 0 And celda.Offset(0, 2) = 0 Then
    celda.Offset(0, 6) = 1
Else: celda.Offset(0, 6) = 0
End If
If celda.Offset(0, 7) = "CFC" Then
    celda.Offset(0, 8) = 1
    celda.Offset(0, 9) = 0
    celda.Offset(0, 10) = 0
ElseIf celda.Offset(0, 7) = "CNIC" Then
    celda.Offset(0, 8) = 0
    celda.Offset(0, 9) = 1
    celda.Offset(0, 10) = 0
ElseIf celda.Offset(0, 7) = "TLBC" Then
```



```

    desempeño_agc.Activate
    desempeño_agc.Worksheets("AGC").Activate
    Range("R128").Offset(q, 0) = "REVISAR PERIODO ANTERIOR"
    q = q + 1
    historico.Activate
' Caso AGC presenta condición de pausado
ElseIf celda = 1 And celda.Offset(0, 1) = 0 And celda.Offset(-1, 0)
    celda.Offset(0, -6).Copy
    desempeño_agc.Activate
    desempeño_agc.Worksheets("AGC").Activate
    Range("R128").Offset(q, 0).Activate
    ActiveSheet.Paste
    q = q + 1
    historico.Activate
' Caso AGC termina condición de pausado sin suspenderse
ElseIf celda = 0 And celda.Offset(-1, 1) = 0 And celda.Offset(-1, 0)
    celda.Offset(0, -6).Copy
    desempeño_agc.Activate
    desempeño_agc.Worksheets("AGC").Activate
    Range("R128").Offset(q - 1, 1).Activate
    ActiveSheet.Paste
    historico.Activate
' Caso AGC pasa de condición de pausado a suspendido
ElseIf celda = 1 And celda.Offset(0, 1) = 1 And celda.Offset(-1, 1)
    celda.Offset(0, -6).Copy
    desempeño_agc.Activate
    desempeño_agc.Worksheets("AGC").Activate
    Range("R128").Offset(q - 1, 1).Activate
    ActiveSheet.Paste
    Range("R128").Offset(q - 1, 2).Activate
    ActiveSheet.Paste
    historico.Activate
' Caso AGC parte suspendido
ElseIf celda.Offset(0, 1) = 1 And celda.Offset(-1, 1) = "SUSPED" Then
    desempeño_agc.Activate
    desempeño_agc.Worksheets("AGC").Activate
    Range("T128").Offset(q, 0) = "REVISAR PERIODO ANTERIOR"
    q = q + 1
    historico.Activate
' Caso AGC presenta condición de suspendido sin ser pausado antes

```

```
ElseIf celda = 0 And celda.Offset(0, 1) = 1 And celda.Offset(-1, 1)
    celda.Offset(0, -6).Copy
    desempeño_agc.Activate
    desempeño_agc.Worksheets("AGC").Activate
    Range("t128").Offset(q, 0).Activate
    ActiveSheet.Paste
    q = q + 1
    historico.Activate

' Caso AGC termina condición de suspendido
ElseIf celda.Offset(0, 1) = 1 And celda.Offset(1, 1) = 0 Then
    celda.Offset(0, -6).Copy
    desempeño_agc.Activate
    desempeño_agc.Worksheets("AGC").Activate
    Range("T128").Offset(q - 1, 1).Activate
    ActiveSheet.Paste
    historico.Activate
End If
Next celda

If campo.End(xlDown) = 1 And campo.End(xlDown).Offset(0, 1) = 0 Then
    desempeño_agc.Worksheets("AGC").Activate
    Range("R128").Offset(100000, 0).End(xlUp).Offset(0, 1) = "REVISAR PE
End If
If campo.Offset(0, 1).End(xlDown) = 1 Then
    desempeño_agc.Worksheets("AGC").Activate
    Range("T128").Offset(100000, 0).End(xlUp).Offset(0, 1) = "REVISAR PE
End If
End If
Next campo
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("AGC").Activate
Range("R127") = "AGC PRESENTA CONDICIÓN PAUSADO"
Range("S127") = "AGC TERMINA CONDICIÓN PAUSADO"
Range("T127") = "AGC PRESENTA CONDICIÓN SUSPENDIDO"
Range("U127") = "AGC TERMINA CONDICIÓN SUSPENDIDO"
Range("R127").Select
    Range(Selection, Selection.Offset(0, 3)).Select
    Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select
    Selection.Borders(xlDiagonalDown).LineStyle = xlNone
```

```
Selection.Borders(xlDiagonalUp).LineStyle = xlNone
With Selection.Borders(xlEdgeLeft)
    .LineStyle = xlContinuous
    .ColorIndex = 0
    .TintAndShade = 0
    .Weight = xlThin
End With
With Selection.Borders(xlEdgeTop)
    .LineStyle = xlContinuous
    .ColorIndex = 0
    .TintAndShade = 0
    .Weight = xlThin
End With
With Selection.Borders(xlEdgeBottom)
    .LineStyle = xlContinuous
    .ColorIndex = 0
    .TintAndShade = 0
    .Weight = xlThin
End With
With Selection.Borders(xlEdgeRight)
    .LineStyle = xlContinuous
    .ColorIndex = 0
    .TintAndShade = 0
    .Weight = xlThin
End With
With Selection.Borders(xlInsideVertical)
    .LineStyle = xlContinuous
    .ColorIndex = 0
    .TintAndShade = 0
    .Weight = xlThin
End With
With Selection.Borders(xlInsideHorizontal)
    .LineStyle = xlContinuous
    .ColorIndex = 0
    .TintAndShade = 0
    .Weight = xlThin
End With
Selection.Borders(xlDiagonalDown).LineStyle = xlNone
Selection.Borders(xlDiagonalUp).LineStyle = xlNone
With Selection.Borders(xlEdgeLeft)
```

```
.LineStyle = xlContinuous
.ColorIndex = 0
.TintAndShade = 0
.Weight = xlMedium
End With
With Selection.Borders(xlEdgeTop)
.LineStyle = xlContinuous
.ColorIndex = 0
.TintAndShade = 0
.Weight = xlMedium
End With
With Selection.Borders(xlEdgeBottom)
.LineStyle = xlContinuous
.ColorIndex = 0
.TintAndShade = 0
.Weight = xlMedium
End With
With Selection.Borders(xlEdgeRight)
.LineStyle = xlContinuous
.ColorIndex = 0
.TintAndShade = 0
.Weight = xlMedium
End With
With Selection.Borders(xlInsideVertical)
.LineStyle = xlContinuous
.ColorIndex = 0
.TintAndShade = 0
.Weight = xlThin
End With
With Selection.Borders(xlInsideHorizontal)
.LineStyle = xlContinuous
.ColorIndex = 0
.TintAndShade = 0
.Weight = xlThin
End With
```

```
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets(1).Activate
```

```
Application.ScreenUpdating = True
```

```
Application.Calculation = xlCalculationAutomatic
End Sub
```

### **7.7.5. Botón *Desempeño de unidades***

```
Option Explicit
Sub desempeño_unidades()
Application.ScreenUpdating = False
Application.Calculation = xlCalculationManual
Dim m As Integer
Dim celda As Range
Dim campo As Range
Dim cont_aut(9) As Long, cont_man(9) As Long, cont_fxd(9) As Long
Dim cont_ntrk(9) As Long, cont_auto(9) As Long, cont_paus(9) As Long, cont_
Dim cont(9) As Long
Dim N As Long
Dim ii As Integer
Dim zzd As String, zzm As String, zzh As String
Dim unidad_genprog(12) As String
Dim unidad(9) As String
Dim k As Integer
Dim l As Integer
Dim h As Integer
Dim lim_max(9) As Double
Dim lim_min(9) As Double
unidad(1) = "ANG1"
unidad(2) = "ANG2"
unidad(3) = "CCH1"
unidad(4) = "CCH2"
unidad(5) = "TG3"
unidad(6) = "U14"
unidad(7) = "U16"
unidad(8) = "CTM3"
unidad(9) = "KELAR"
For m = 1 To 9 Step 1
    historico.Activate
    Range(Range("b2"), Range("b2").End(xlToRight)).Select
    For Each campo In Selection
        If campo = "STATD" And campo.Offset(-1, 0) = unidad(m) Then
            Range(campo, campo.End(xlDown)).Select
        End If
    Next campo
Next m
End Sub
```

```

For Each celda In Selection
    If celda = "AUT" Then
        cont_aut(m) = cont_aut(m) + 1
    ElseIf celda = "MAN" Then
        cont_man(m) = cont_man(m) + 1
    ElseIf celda = "FXD" Then
        cont_fxd(m) = cont_fxd(m) + 1
    End If
    If celda = "AUT" And celda.Offset(0, 2) <> 0 And celda.Offset(0, 1) = 0
    cont(m) = cont(m) + 1
    End If
Next celda
ElseIf campo = "NOTTRK" And campo.Offset(-1, 0) = unidad(m) Then
    Range(campo, campo.End(xlDown)).Select
    For Each celda In Selection
        If celda = 1 And celda.Offset(0, -32 - 21 * (m - 1)) = 0
        cont_nttrk(m) = cont_nttrk(m) + 1
        End If
    Next celda
ElseIf campo = "PAUSED" And campo.Offset(-1, 0) = unidad(m) Then
    Range(campo, campo.End(xlDown)).Select
    For Each celda In Selection
        If celda = 1 And celda.Offset(0, 1) = 0 And celda.Offset(0, 2) = 0
        cont_paus(m) = cont_paus(m) + 1
        ElseIf celda = 0 And celda.Offset(0, 1) = 0 And celda.Offset(0, 2) = 0
        cont_norm(m) = cont_norm(m) + 1
        End If
    Next celda
ElseIf campo = "SUSPED" And campo.Offset(-1, 0) = unidad(m) Then
    Range(campo, campo.End(xlDown)).Select
    For Each celda In Selection
        If celda = 1 And celda.Offset(0, -35 - 21 * (m - 1)) = 0
        cont_susp(m) = cont_susp(m) + 1
        End If
    Next celda
ElseIf campo = "AUTO" And campo.Offset(-1, 0) = unidad(m) Then
    Range(campo, campo.End(xlDown)).Select
    For Each celda In Selection
        If celda = 1 Then
            cont_auto(m) = cont_auto(m) + 1
        End If
    Next celda

```

```
                End If
            Next celda
        End If
    Next campo
Next m
For m = 1 To 9
Next m
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("Generación unidades").Activate
Range(Range("a3"), Range("a3").End(xlDown)).Select
Range(Selection, Selection.End(xlToRight)).Clear
historico.Activate
Range(Range("b2"), Range("b2").End(xlToRight)).Select
For Each campo In Selection
    If campo = "GEN" And campo.Offset(-1, 0) = "CDEC" Then
        Range(campo.Offset(1, 0), campo.Offset(1, 1).End(xlDown)).Select
        Selection.Copy
        desempeño_agc.Activate
        desempeño_agc.Worksheets("Generación Unidades").Select
        Range("c3").Select
        ActiveSheet.Paste
    End If
Next campo
For m = 1 To 9 Step 1
    historico.Activate
    Range(Range("b2"), Range("b2").End(xlToRight)).Select
    For Each campo In Selection
        If campo = "STATD" And campo.Offset(-1, 0) = unidad(m) Then
            Range(Range(campo, campo.Offset(0, 18)), Range(campo, campo.Offset(0, 18)).End(xlDown)).Select
            desempeño_agc.Activate
            desempeño_agc.Worksheets("Generación Unidades").Select
            Range("G2").Offset(0, 25 * (m - 1)).Select
            ActiveSheet.Paste
        End If
    Next campo
Next m
Range("A2") = "Time"
Range("b2") = "Hora"
For N = 0 To datos_totales - 1 Step 1
    Select Case Day(fecha)
```

```
        Case 1 To 9
            zzd = "0"
        Case 10 To 31
            zzd = ""
    End Select
    Select Case Month(fecha)
        Case 1 To 9
            zzm = "0"
        Case 10 To 12
            zzm = ""
    End Select
    Select Case Hour(hora + #12:00:04 AM# * N)
        Case 0 To 9
            zzh = "0"
        Case 10 To 23
            zzh = ""
    End Select
    Range("a3").Offset(N, 0).Value = zzd & Day(fecha) & "/" & zzm & Month(fe
Next N
Range(Range("b3"), Range("b3").Offset(datos_totales - 1, 0)).Select
ii = 900
For Each celda In Selection
    If ii Mod 900 = 0 Then
        celda = ii / 900
    End If
    ii = ii + 1
Next celda
unidad_genprog(0) = "Dda. SING"
unidad_genprog(1) = "Gen. SING"
unidad_genprog(2) = "ANG1"
unidad_genprog(3) = "ANG2"
unidad_genprog(4) = "CCH1"
unidad_genprog(5) = "CCH2"
unidad_genprog(6) = "TG3"
unidad_genprog(7) = "U14 (Carbon) "
unidad_genprog(8) = "U16-TG+U16-TV"
unidad_genprog(9) = "CTM3-TG+CTM3-TV"
unidad_genprog(10) = "KELAR TG1+TG2+TV"
unidad_genprog(11) = "KELAR TG1+0.5TV"
unidad_genprog(12) = "KELAR TG2+0.5TV"
```

```
gen_prog.Activate
For m = 0 To 9 Step 1
    Range("ae14").Offset(0, k) = unidad_genprog(m)
    Range(Range("c15"), Range("c1000").End(xlUp)).Select
    Set celda = Selection.Find(unidad_genprog(m), , xlValues, xlWhole)
    If Not celda Is Nothing Then
        Range(celda.Offset(0, 2), celda.Offset(0, 25)).Copy
        Range("ae15").Offset(0, k).PasteSpecial Paste:=xlPasteAll, Trans
    Else: Range(Range("ae15").Offset(0, k), Range("ae38").Offset(0, k)).
    End If
    k = k + 1
Next m
Range("ae14").Offset(0, k) = "KELAR"
For m = 10 To 12 Step 1
    Range(Range("c15"), Range("c1000").End(xlUp)).Select
    Set celda = Selection.Find(unidad_genprog(m), , xlValues, xlWhole)
    If Not celda Is Nothing Then
        If celda.Offset(0, 2) <> 0 Then
            Range(celda.Offset(0, 2), celda.Offset(0, 25)).Copy
            Range("ae15").Offset(0, k).PasteSpecial Paste:=xlPasteAll, T

        Else: Range(Range("ae15").Offset(0, k), Range("ae40").Offset(0,
        End If
    Else: Range(Range("ae15").Offset(0, k), Range("ae40").Offset(0, k))
    End If
Next m
Range(Range("ae14"), Range("ae14").End(xlToRight).End(xlDown)).Copy
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("Generación Unidades").Activate
Range("HZ2").Select
ActiveSheet.Paste
Range("HZ2").Select
    Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select
    Range(Selection, Selection.End(xlToRight)).Select
    Selection.FormatConditions.Delete
    With Selection.Font
        .Name = "Calibri"
        .Underline = xlUnderlineStyleNone
        .TintAndShade = 0
        .ThemeFont = xlThemeFontMinor
```

```
End With
Selection.Font.Bold = False
Selection.Font.Size = 11
Selection.NumberFormat = "0.00"
Selection.Borders(xlDiagonalDown).LineStyle = xlNone
Selection.Borders(xlDiagonalUp).LineStyle = xlNone
With Selection.Borders(xlEdgeLeft)
    .LineStyle = xlContinuous
    .ColorIndex = 0
    .TintAndShade = 0
    .Weight = xlThin
End With
With Selection.Borders(xlEdgeTop)
    .LineStyle = xlContinuous
    .ColorIndex = 0
    .TintAndShade = 0
    .Weight = xlThin
End With
With Selection.Borders(xlEdgeBottom)
    .LineStyle = xlContinuous
    .ColorIndex = 0
    .TintAndShade = 0
    .Weight = xlThin
End With
With Selection.Borders(xlEdgeRight)
    .LineStyle = xlContinuous
    .ColorIndex = 0
    .TintAndShade = 0
    .Weight = xlThin
End With
With Selection.Borders(xlInsideVertical)
    .LineStyle = xlContinuous
    .ColorIndex = 0
    .TintAndShade = 0
    .Weight = xlThin
End With
With Selection.Borders(xlInsideHorizontal)
    .LineStyle = xlContinuous
    .ColorIndex = 0
    .TintAndShade = 0
```

```
.Weight = xlThin
End With
Range(Range("e3"), Range("e3").Offset(datos_totales - 1, 0)).Select
ii = 900
For Each celda In Selection
    If ii Mod 900 = 0 Then
        Range("HZ3").Offset(1, 0).Copy
        celda.Select
        ActiveSheet.Paste
        l = l + 1
    End If
    ii = ii + 1
    If celda = 0 Then
        celda = celda.Offset(-1, 0)
    End If
Next celda
For h = 0 To 9 Step 1
    Range("c2") = "GEN"
    Range("D2") = "LD"
    Range("e2") = "LDPROG"
    Range("f2").Offset(0, 25 * h) = "GENPROG"
    Range(Range("f3").Offset(0, 25 * h), Range("f3").Offset(0, 25 * h).Offset(1, 0)) = "GENPROG"
    ii = 900
    l = 0
    For Each celda In Selection
        If ii Mod 900 = 0 Then
            Range("HZ3").Offset(0, h + 1).Offset(1, 0).Copy
            celda.Select
            ActiveSheet.Paste
            l = l + 1
        End If
        ii = ii + 1
        If celda = 0 And celda.Offset(-1, 0) <> "GENPROG" Then
            celda = celda.Offset(-1, 0)
        End If
        If celda = "" Then
            celda = 0
        End If
    Next celda
    Range("z2").Offset(0, 25 * h) = "AUT"
```

## Capítulo 7. Anexos

---

```
Range("z2").Offset(0, 25 * h + 1) = "MAN"
Range("z2").Offset(0, 25 * h + 2) = "FXD"
Range("z2").Offset(0, 25 * h + 3) = "LOCAL"
Range("z2").Offset(0, 25 * h + 4) = "REMOT"
Next h
For m = 1 To 9 Step 1
  Range(Range("a2"), Range("a2").End(xlToRight)).Select
  For Each campo In Selection
    If campo = "STATD" And campo.Offset(-1, 0) = unidad(m) Then
      Range(campo, campo.End(xlDown)).Select
      For Each celda In Selection
        If celda = "AUT" Then
          celda.Offset(0, 19) = 1
          celda.Offset(0, 20) = 0
          celda.Offset(0, 21) = 0
        ElseIf celda = "MAN" Then
          celda.Offset(0, 20) = 1
          celda.Offset(0, 19) = 0
          celda.Offset(0, 21) = 0
        ElseIf celda = "FXD" Then
          celda.Offset(0, 21) = 1
          celda.Offset(0, 19) = 0
          celda.Offset(0, 20) = 0
        End If
      Next celda
    ElseIf campo = "AUTO" And campo.Offset(-1, 0) = unidad(m) Then
      Range(campo.Offset(1, 0), campo.End(xlDown)).Select
      For Each celda In Selection
        If celda = 1 Then
          celda.Offset(0, 8) = 0
          celda.Offset(0, 9) = 1
        Else: celda.Offset(0, 8) = 1
          celda.Offset(0, 9) = 0
        End If
      Next celda
    End If
  Next campo
Next m
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("Comportamiento unidades").Activate
```

```
For m = 1 To 9 Step 1
    Range("b3").Offset(1, m) = cont_aut(m) / datos_totales
    Range("b4").Offset(1, m) = cont_man(m) / datos_totales
    Range("b5").Offset(1, m) = cont_fxd(m) / datos_totales
    If cont(m) <> 0 Then
        Range("b7").Offset(1, m) = cont_auto(m) / datos_totales
        Range("b8").Offset(1, m) = (datos_totales - cont_auto(m)) / datos_totales
        Range("b10").Offset(1, m) = cont_norm(m) / cont(m)
        Range("b11").Offset(1, m) = cont_paus(m) / cont(m)
        Range("b12").Offset(1, m) = cont_susp(m) / cont(m)
        Range("b13").Offset(1, m) = cont_nttrk(m) / cont(m)
    Else
        Range("b7").Offset(1, m) = 0
        Range("b8").Offset(1, m) = 1
        Range(Range("b10").Offset(1, m), Range("b13").Offset(1, m)) = 0
    End If
    Range("b2").Offset(0, m) = unidad(m)
    If Range("b4").Offset(0, m) = 0 Then
        Range("b2").Offset(0, m).Select
        Selection.Interior.Color = vbRed
    Else:
        Range("b2").Offset(0, m).Select
        Selection.Interior.Color = vbGreen
    End If
Next m
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("Generación unidades").Activate
For m = 1 To 9 Step 1
    lim_max(m) = WorksheetFunction.Round(WorksheetFunction.Max(Union(Range(Range("b3").Offset(1, m)), Range("b4").Offset(1, m)), Range("b5").Offset(1, m)), 2)
    lim_min(m) = WorksheetFunction.Round(WorksheetFunction.Min(WorksheetFunction.Max(Range("b7").Offset(1, m)), Range("b8").Offset(1, m)), 2)
Next m
For m = 1 To 9 Step 1
    Worksheets("Generación Unidades Gráficas").ChartObjects("GEN " & unidad(m)).Chart.ChartArea.Select
    With ActiveChart
        .PlotArea.Select
        .Axes(xlCategory).TickMarkSpacing = Application.WorksheetFunction.Round(WorksheetFunction.Max(Range("b3").Offset(1, m)), 2)
        .Axes(xlValue).MinimumScale = lim_min(m)
        .Axes(xlValue).MaximumScale = lim_max(m)
        .Axes(xlCategory).MajorTickMark = xlOutside
    End With
Next m
```

```
Next m
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("General").Activate
Application.ScreenUpdating = True
Application.Calculation = xlCalculationAutomatic
End Sub
```

### **7.7.6. Botón Reserva en AGC**

```
Option Explicit
Function promedio(rango_celdas As Range) As Double
promedio = WorksheetFunction.Sum(rango_celdas) / rango_celdas.Count
End Function
Sub Reserva_agc()
Application.ScreenUpdating = False
Application.Calculation = xlCalculationManual
Dim celda As Range, celda1 As Range
Dim ii As Integer
Dim cont_norm_agc As Long
Dim rv_agc_up(30) As Long, req_rv_agc_up As Long
Dim rv_agc_dn(30) As Long, req_rv_agc_dn As Long
Dim j As Integer, b_dia As Long, b_noche As Long
Dim campo As Range
Dim celda_in As Range
Dim celda_fin As Range
Dim zm As Integer
Dim zzd As String, zzm As String, zzh As String, zzmin As String, zzs As String
Dim k As Integer, p As Integer
Dim tiempo_in As String, tiempo_out As String
Dim paso_dia As Integer
Dim paso_hora As Date
Dim l As Integer, h As Integer, t As Integer, pp As Integer
Dim ric As Double, ric_prom As Double
Dim lim_inf As Double, lim_inf_prom As Double
Dim lim_sup As Double, lim_sup_prom As Double, c As Integer
Dim contador_max As Integer, contador_max_max As Integer
Dim contador(25) As Integer, contador_cont(25) As Integer
Dim ppp As Integer
Dim vacio As Integer
Dim N As Long
```

```
Dim m As Integer
historico.Activate
Range(Range("a2"), Range("a2").End(xlToRight)).Select
For Each campo In Selection
    If campo = "PAUSED" And campo.Offset(-1, 0) = "CDEC" Then
        Range(campo.Offset(1, 0), campo.Offset(1, 0).End(xlDown)).Select
        For Each celda In Selection
            If celda = 0 And celda.Offset(0, 1) = 0 Then
                cont_norm_agc = cont_norm_agc + 1
            End If
        Next celda
    End If
Next campo
Union(Range(Range("b1"), Range("b1").End(xlDown)), Range(Range("g1", "h1"),
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("Info Reservas").Select
Range("c1").Select
ActiveSheet.Paste
historico.Activate
Range(Range("a2"), Range("a2").End(xlToRight)).Select
For Each campo In Selection
    If campo = "RVREGUP" And campo.Offset(-1, 0) = "CDEC" Then
        Range(campo.Offset(-1, 0), campo.Offset(-1, 1).End(xlDown)).Copy
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("Info Reservas").Activate
Range("F1").Select
ActiveSheet.Paste
    ElseIf campo = "RESV_REG_UP" And campo.Offset(-1, 0) = "ANG1" Then
        Range(campo.Offset(-1, 0), campo.Offset(-1, 17).End(xlDown)).Copy
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("Info Reservas").Activate
Range("J1").Select
ActiveSheet.Paste
    End If
Next campo
historico.Activate
Range(Range("a2"), Range("a2").End(xlDown)).Copy
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("Info Reservas").Activate
Range("A2").Select
```

```
ActiveSheet.Paste
Range(Range("b3"), Range("b3").Offset(datos_totales - 1, 0)).Select
ii = 900
For Each celda In Selection
    If ii Mod 900 = 0 Then
        celda = ii / 900
    End If
    ii = ii + 1
Next celda
Range("H1") = "CDEC"
Range("H2") = "LIMRESVREGUP"
Range(Range("H3"), Range("H3").Offset(datos_totales - 1, 0)).Select
For Each celda In Selection
    celda = 69
Next celda
Range("I1") = "CDEC"
Range("I2") = "LIMRESVREGDN"
Range(Range("I3"), Range("I3").Offset(datos_totales - 1, 0)).Select
For Each celda In Selection
    celda = 69
Next celda
Range("b2") = "Hora"
Columns("A:X").AutoFit
'3.1 Reserva AGC para subir generación
For j = 1 To 20 Step 1
    Range(Range("a2"), Range("a2").End(xlToRight)).Select
    For Each campo In Selection
        If campo = "RVREGUP" And campo.Offset(-1, 0) = "CDEC" Then
            Range(campo.Offset(1, 0), campo.End(xlDown)).Select
            For Each celda In Selection
                If celda.Offset(0, -1) = 0 And celda.Offset(0, -2) = 0 And celda
                    Select Case celda
                        Case 34.5 * (j - 1) / 2 To 34.5 * j / 2 - 0.01
                            rv_agc_up(j) = rv_agc_up(j) + 1
                    End Select
            End If
        Next celda
    ElseIf campo = "RVREGDN" And campo.Offset(-1, 0) = "CDEC" Then
        Range(campo.Offset(1, 0), campo.End(xlDown)).Select
        For Each celda In Selection
```

```

        If celda.Offset(0, -2) = 0 And celda.Offset(0, -3) = 0 And c
            Select Case celda
                Case 34.5 * (j - 1) / 2 To 34.5 * j / 2 - 0.01
                    rv_agc_dn(j) = rv_agc_dn(j) + 1
            End Select
        End If
    Next celda
End If
Next campo
Next j
Range(Range("a2"), Range("a2").End(xlToRight)).Select
For Each campo In Selection
    If campo = "RVREGUP" And campo.Offset(-1, 0) = "CDEC" Then
        Range(campo.Offset(1, 0), campo.End(xlDown)).Select
        For Each celda In Selection
            If celda.Offset(0, -1) = 0 And celda.Offset(0, -2) = 0 And celd
                Select Case celda
                    Case 0 To 69
                        req_rv_agc_up = req_rv_agc_up + 1
                End Select
            End If
        Next celda
    ElseIf campo = "RVREGDN" And campo.Offset(-1, 0) = "CDEC" Then
        Range(campo, campo.End(xlDown)).Select
        For Each celda In Selection
            If celda.Offset(0, -2) = 0 And celda.Offset(0, -3) = 0 And celda.Offset
                Select Case celda
                    Case 0 To 69
                        req_rv_agc_dn = req_rv_agc_dn + 1
                End Select
            End If
        Next celda
    End If
Next campo
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Activate
For j = 1 To 30
    Range("d37").Offset(j - 1, 0) = rv_agc_up(j) / cont_norm_agc
    Range("d37").Offset(j - 1, 4) = rv_agc_dn(j) / cont_norm_agc
Next j

```

```
Range("d37").Offset(31, 0) = 1 - req_rv_agc_up / cont_norm_agc
Range("d37").Offset(31, 0).Interior.Color = vbGreen
Range("d37").Offset(32, 0) = req_rv_agc_up / cont_norm_agc
Range("d37").Offset(32, 0).Interior.Color = vbRed
Range("d37").Offset(31, 4) = 1 - req_rv_agc_dn / cont_norm_agc
Range("d37").Offset(31, 4).Interior.Color = vbGreen
Range("d37").Offset(32, 4) = req_rv_agc_dn / cont_norm_agc
Range("d37").Offset(32, 4).Interior.Color = vbRed
desempeño_agc.Worksheets("Info Reservas").Activate
l = 1
For paso_hora = #12:00:00 AM# To #11:00:00 PM# Step #1:00:00 AM#
    Select Case Day(fecha)
        Case 1 To 9
            zzd = "0"
        Case 10 To 31
            zzd = ""
    End Select
    Select Case Month(fecha)
        Case 1 To 9
            zzm = "0"
        Case 10 To 12
            zzm = ""
    End Select
    Select Case Hour(hora + paso_hora)
        Case 0 To 9
            zzh = "0"
        Case 10 To 23
            zzh = ""
    End Select
    tiempo_in = zzd & Day(fecha) + paso_dia & "/" & zzm & Month(fecha) & "/"
    tiempo_out = zzd & Day(fecha) + paso_dia & "/" & zzm & Month(fecha) & "/"
    Range("a3", Range("a3").End(xlDown)).Select 'seleccionar rango donde est
    For Each celda In Selection
        If celda.Value = tiempo_in Then
            Set celda_in = celda
        End If
        If celda.Value = tiempo_out Then
            Set celda_fin = celda
        End If
    Next celda
```

```

Range(celda_in.Offset(0, 5), celda_fin.Offset(0, 5)).Select
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("c155").Offset(1, 0)
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("c155").Offset(1, 1)
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("c155").Offset(1, 2)
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("c155").Offset(1, 3)
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("c155").Offset(1, 4)
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("c155").Offset(1, 5)
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("b155") = "Hora"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("c155") = "Promedio"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("d155") = "LMIN"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("e155") = "Q1-LMIN"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("f155") = "MED-Q1"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("g155") = "Q3-MED"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("h155") = "LMAX-Q3"
l = l + 1
Next paso_hora
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Activate
Range("c156", "c179").Select
Range("c180") = promedio(Selection)
Range("d180") = WorksheetFunction.Min(Selection)
Range("e180") = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 1) - WorksheetFunction
Range("f180") = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 2) - WorksheetFunction
Range("g180") = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 3) - WorksheetFunction
Range("h180") = WorksheetFunction.Max(Selection) - WorksheetFunction.Quartil
For h = 1 To 24
Range("b155").Offset(h, 0) = h
Next h
Range("b155").Offset(h, 0) = "Promedio"
desempeño_agc.Worksheets("Info Reservas").Activate
l = 1
For paso_hora = #12:00:00 AM# To #11:00:00 PM# Step #1:00:00 AM#
Select Case Day(fecha)
Case 1 To 9
zzd = "0"
Case 10 To 31
zzd = ""
End Select
Select Case Month(fecha)
Case 1 To 9
zzm = "0"

```

```
Case 10 To 12
    zzm = ""
End Select
Select Case Hour(hora + paso_hora)
    Case 0 To 9
        zzh = "0"
    Case 10 To 23
        zzh = ""
End Select
tiempo_in = zzd & Day(fecha) + paso_dia & "/" & zzm & Month(fecha) & "/"
tiempo_out = zzd & Day(fecha) + paso_dia & "/" & zzm & Month(fecha) & "/"

Range("a3", Range("a3").End(xlDown)).Select 'seleccionar rango donde est
For Each celda In Selection
    If celda.Value = tiempo_in Then
        Set celda_in = celda
    End If
    If celda.Value = tiempo_out Then
        Set celda_fin = celda
    End If
Next celda
Range(celda_in.Offset(0, 6), celda_fin.Offset(0, 6)).Select
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("c185").Offset(1, 0)
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("c185").Offset(1, 1)
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("c185").Offset(1, 2)
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("c185").Offset(1, 3)
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("c185").Offset(1, 4)
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("c185").Offset(1, 5)
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("b185") = "Hora"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("c185") = "Promedio"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("d185") = "LMIN"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("e185") = "Q1-LMIN"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("f185") = "MED-Q1"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("g185") = "Q3-MED"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("h185") = "LMAX-Q3"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("i185") = "MIN"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Range("j185") = "MAX"
l = l + 1
Next paso_hora
desempeño_agc.Worksheets("Reserva para AGC").Activate
```

```
Range("c186", "c209").Select
Range("c210") = promedio(Selection)
Range("d210") = lim_inf_prom
Range("e210") = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 1) - WorksheetFunction
Range("f210") = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 2) - WorksheetFunction
Range("g210") = WorksheetFunction.Quartile(Selection, 3) - WorksheetFunction
Range("h210") = WorksheetFunction.Max(Selection) - WorksheetFunction.Quartil
For h = 1 To 24
Range("b185").Offset(h, 0) = h
Next h
Range("b185").Offset(h, 0) = "Promedio"
desempeño_agc.Worksheets("Info Reservas").Activate
l = 1
For paso_hora = #12:00:00 AM# To #11:00:00 PM# Step #1:00:00 AM#
    Select Case Day(fecha)
        Case 1 To 9
            zzd = "0"
        Case 10 To 31
            zzd = ""
    End Select
    Select Case Month(fecha)
        Case 1 To 9
            zzm = "0"
        Case 10 To 12
            zzm = ""
    End Select
    Select Case Hour(hora + paso_hora)
        Case 0 To 9
            zzh = "0"
        Case 10 To 23
            zzh = ""
    End Select
    tiempo_in = zzd & Day(fecha) + paso_dia & "/" & zzm & Month(fecha) & "/"
    tiempo_out = zzd & Day(fecha) + paso_dia & "/" & zzm & Month(fecha) & "/"
    Range("a3", Range("a3").End(xlDown)).Select 'seleccionar rango donde est
For Each celda In Selection
    If celda.Value = tiempo_in Then
        Set celda_in = celda
    End If
    If celda.Value = tiempo_out Then
```

```
        Set celda_fin = celda
    End If

Next celda
For m = 1 To 9
Range(celda_in.Offset(0, 7 + 2 * m), celda_fin.Offset(0, 7 + 2 * m)).Select
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("b27").Offset(1,
Range(celda_in.Offset(0, 8 + 2 * m), celda_fin.Offset(0, 8 + 2 * m)).Select
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("m27").Offset(1,
Next m
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("b27").Offset(1,
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("m27").Offset(1,
l = l + 1
Next paso_hora
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("b27") = "Hora"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("C27") = "ANG1"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("D27") = "ANG2"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("E27") = "CCH1"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("F27") = "CCH1"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("G27") = "TG3"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("H27") = "U14"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("I27") = "U16"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("J27") = "CTM3"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("K27") = "KELAR"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("m27") = "Hora"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("n27") = "ANG1"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("o27") = "ANG2"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("p27") = "CCH1"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("q27") = "CCH1"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("r27") = "TG3"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("s27") = "U14"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("t27") = "U16"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("u27") = "CTM3"
desempeño_agc.Worksheets("Reserva AGC unidades").Range("v27") = "KELAR"

desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("General").Activate
Application.ScreenUpdating = True
Application.Calculation = xlCalculationAutomatic
End Sub
```

### 7.7.7. Botón *Tasa de toma de carga*

Option Explicit

Sub tasa\_toma\_carga()

Application.ScreenUpdating = False

Application.Calculation = xlCalculationManual

Dim unidad(9) As String

Dim campo As Range

Dim celda As Range

Dim zzd As String, zzm As String, zzh As String

Dim ttc(8) As Double

Dim N As Long

Dim libro As Workbook

Dim m As Integer

Dim datos\_reales As Long

Dim celda\_cop As Range

Dim ii As Long

Dim l As Long

Dim cont\_ttc As Long

Dim hab As Integer

Dim cont\_menor3 As Integer, cont\_4 As Integer, cont\_5 As Integer, cont\_6 As

Dim cont\_norm\_agc As Long, cont\_paus As Long

historico.Activate

Range(Range("a2"), Range("a2").End(xlToRight)).Select

For Each campo In Selection

    If campo = "PAUSED" And campo.Offset(-1, 0) = "CDEC" Then

        Range(campo.Offset(1, 0), campo.Offset(1, 0).End(xlDown)).Select

        For Each celda In Selection

            If celda = 0 And celda.Offset(0, 1) = 0 Then

                cont\_norm\_agc = cont\_norm\_agc + 1

            ElseIf celda = 1 And celda.Offset(0, 1) = 0 Then

                cont\_paus = cont\_paus + 1

            End If

        Next celda

    End If

Next campo

```
unidad(1) = "ANG1"
unidad(2) = "ANG2"
unidad(3) = "CCH1"
unidad(4) = "CCH2"
unidad(5) = "TG3"
unidad(6) = "U14"
unidad(7) = "U16"
unidad(8) = "CTM3"
unidad(9) = "KELAR"
historico.Activate
For m = 1 To 9 Step 1
    Range(Range("b2"), Range("b2").End(xlToRight)).Select
    For Each campo In Selection
        If campo = "RTNOMUP" And campo.Offset(-1, 0) = unidad(m) Then
            Range(campo.Offset(1, 0), campo.Offset(1, 0).End(xlDown)).Select
            l = 0
            For Each celda In Selection
                If celda.Offset(0, -33 - 21 * (m - 1)) = 0 And celda.Offset(0, -33 - 21 * (m - 1)) = 0 Then
                    Range("HU3").Offset(1, m) = celda
                Else: Range("HU3").Offset(1, m) = 0
                End If
                l = l + 1
            Next celda
        End If
    Next campo
Next m

Range(Range("HV3"), Range("HV3").End(xlToRight).End(xlDown)).Copy
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("Tasas de toma de carga").Activate
Range("c3").Select
ActiveSheet.Paste
historico.Activate
Range(Range("b2"), Range("b2").End(xlToRight)).Select
For Each campo In Selection
    If campo = "PAUSED" And campo.Offset(-1, 0) = "CDEC" Then
        Range(campo, campo.Offset(0, 1)).Select
        Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Copy
    End If
Next campo
```

## Capítulo 7. Anexos

---

```
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("Tasas de toma de carga").Activate
Range("o2").Select
ActiveSheet.Paste
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("Tasas de toma de carga").Activate
For N = 0 To datos_totales - 1 Step 1
    Select Case Day(fecha)
        Case 1 To 9
            zzd = "0"
        Case 10 To 31
            zzd = ""
    End Select
    Select Case Month(fecha)
        Case 1 To 9
            zzm = "0"
        Case 10 To 12
            zzm = ""
    End Select
    Select Case Hour(hora + #12:00:04 AM# * N)
        Case 0 To 9
            zzh = "0"
        Case 10 To 23
            zzh = ""
    End Select
    Range("a3").Offset(N, 0).Value = zzd & Day(fecha) & "/" & zzm & Month(fecha)
Next N
Range(Range("b3"), Range("b3").Offset(datos_totales - 1, 0)).Select
ii = 900
For Each celda In Selection
    If ii Mod 900 = 0 Then
        celda = ii / 900
    End If
    ii = ii + 1
Next celda
Range(Range("l3"), Range("l3").Offset(datos_totales - 1, 0)).Select
For Each celda In Selection
    celda = WorksheetFunction.Sum(Range(celda.Offset(0, -9), celda.Offset(0, -1)))
Next celda
Range(Range("m3"), Range("m3").Offset(datos_totales - 1, 0)).Select
```

## Capítulo 7. Anexos

---

```
For Each celda In Selection
celda = 8
Next celda
Range(Range("q3"), Range("q3").Offset(datos_totales - 1, 0)).Select
For Each celda In Selection
    If celda.Offset(0, -2) = 1 And celda.Offset(0, -1) = 0 Then
        celda = celda.Offset(0, -5)
    End If
Next celda
Range(Range("r3"), Range("r3").Offset(datos_totales - 1, 0)).Select
For Each celda In Selection
    If celda.Offset(0, -2) = 1 Then
        celda = celda.Offset(0, -6)
    End If
Next celda
Range(Range("l3"), Range("l3").Offset(datos_totales - 1, 0)).Select
For Each celda In Selection
    If celda > 8 And celda.Offset(0, 3) = 0 And celda.Offset(0, 4) = 0 Then
        cont_ttc = cont_ttc + 1
    End If
Next celda
Range("V3") = cont_ttc / (cont_norm_agc + cont_paus)
Range("V4") = 1 - cont_ttc / (cont_norm_agc + cont_paus)

Range(Range("a3"), Range("a3").End(xlDown)).Select
For Each celda In Selection
    For m = 1 To 9 Step 1
        If celda.Offset(0, m + 1) <> 0 Then
            hab = hab + 1
        End If
    Next m
    celda.Offset(0, 13) = hab
    hab = 0
Next celda
Range(Range("n3"), Range("n3").Offset(datos_totales - 1, 0)).Select
For Each celda In Selection
    If celda.Offset(0, 2) = 0 Then
        If celda < 3 Then
            cont_menor3 = cont_menor3 + 1
        ElseIf celda = 3 Then
```

```
        cont_3 = cont_3 + 1
    ElseIf celda = 4 Then
        cont_4 = cont_4 + 1
    ElseIf celda = 5 Then
        cont_5 = cont_5 + 1
    ElseIf celda = 6 Then
        cont_6 = cont_6 + 1
    ElseIf celda = 7 Then
        cont_7 = cont_7 + 1
    ElseIf celda = 8 Then
        cont_8 = cont_8 + 1
    End If
End If
Next celda
Range("v7") = cont_menor3 / (cont_norm_agc + cont_paus)
Range("v8") = cont_3 / (cont_norm_agc + cont_paus)
Range("v9") = cont_4 / (cont_norm_agc + cont_paus)
Range("v10") = cont_5 / (cont_norm_agc + cont_paus)
Range("v11") = cont_6 / (cont_norm_agc + cont_paus)
Range("v12") = cont_7 / (cont_norm_agc + cont_paus)
Range("v13") = cont_8 / (cont_norm_agc + cont_paus)
Range(Range("s3"), Range("s3").Offset(datos_totales - 1, 0)).Select
For Each celda In Selection
    celda = 3
Next celda
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets(1).Activate
Application.ScreenUpdating = True
Application.Calculation = xlCalculationAutomatic
End Sub
```

### **7.7.8. Botón Contingencia**

```
Option Explicit
Sub contingencias()
    Dim inicio As String, termino As String
    Dim hora_inicio As String, hora_termino As String
    Dim celda_inicio As Range, celda_termino As Range
    Dim datos_totales_cont As Long
    Dim celda As Range, campo As Range
```

## Capítulo 7. Anexos

---

```
Dim unidad(9) As String
Dim m As Integer, l As Integer, hab As Integer
Dim serie(13) As Range
Dim tiempo As Range
Dim zzd As String, zzm As String
Dim instante As Date
Dim k As Integer
Dim rango_tiempo As Double
Dim dif_tiempo As Double
Dim lim_min(9) As Double, lim_max(9) As Double
Dim zh As String
Application.ScreenUpdating = False
Application.Calculation = xlCalculationManual
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("Contingencias").Activate
Range(Range("b3"), Range("b3").End(xlDown)).Select
Range(Selection, Selection.Offset(0, 1000).End(xlToLeft)).Select
Selection.Clear
Range(Range("a3"), Range("a3").Offset(100000, 0).End(xlUp)).Select
Selection.Clear
cargar_instantes:
Load ingresar_instantes_contingencia
ingresar_instantes_contingencia.Show

On Error GoTo instante_incorrecto
inicio = ingresar_instantes_contingencia.instante1
termino = ingresar_instantes_contingencia.instante2
unidad(1) = "ANG1"
unidad(2) = "ANG2"
unidad(3) = "CCH1"
unidad(4) = "CCH2"
unidad(5) = "TG3"
unidad(6) = "U14"
unidad(7) = "U16"
unidad(8) = "CTM3"
unidad(9) = "KELAR"
historico.Activate
Select Case Day(fecha)
Case 1 To 9
zzd = "0"
```

## Capítulo 7. Anexos

---

```
Case 10 To 31
zzd = ""
End Select
Select Case Month(fecha)
Case 1 To 9
zzm = "0"
Case 10 To 12
zzm = ""
End Select
hora_inicio = zzd & Day(fecha) & "/" & zzm & Month(fecha) & "/" & Year(fecha)
hora_termino = zzd & Day(fecha) & "/" & zzm & Month(fecha) & "/" & Year(fecha)
Set celda_inicio = Range(Range("a2"), Range("a2").End(xlDown)).Find(hora_inicio)
Set celda_termino = Range(Range("a2"), Range("a2").End(xlDown)).Find(hora_termino)
Union(Range(Range("a2"), Range("a2").End(xlToRight)), Range(Range(celda_inicio), Range(celda_termino)))
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("Contingencias").Activate
Range("b2").Activate
ActiveSheet.Paste
For m = 1 To 9 Step 1
lim_max(m) = WorksheetFunction.Round(WorksheetFunction.Max(Union(Range(Range("b3"), Range("b3").End(xlDown))), Range("b3"), Range("b3").End(xlToRight))), 2)
lim_min(m) = WorksheetFunction.Round(WorksheetFunction.Min(Union(Range(Range("b3"), Range("b3").End(xlDown))), Range("b3"), Range("b3").End(xlToRight))), 2)
Next m
datos_totales_cont = Range(Range("b3"), Range("b3").End(xlDown)).Count
Range(Range("C3"), Range("C3").End(xlDown)).Select
For Each celda In Selection
If celda = "ON" Then
    celda.Offset(0, 226) = 1
    celda.Offset(0, 227) = 0
    celda.Offset(0, 228) = 0
ElseIf celda = "OFF" Then
    celda.Offset(0, 226) = 0
    celda.Offset(0, 227) = 1
    celda.Offset(0, 228) = 0
ElseIf celda = "ON" Then
    celda.Offset(0, 226) = 0
    celda.Offset(0, 227) = 0
    celda.Offset(0, 228) = 1
End If
If celda = "ON" And celda.Offset(0, 5) = 0 And celda.Offset(0, 6) = 0 Then
    celda.Offset(0, 229) = 1
```

## Capítulo 7. Anexos

---

```
Else: celda.Offset(0, 229) = 0
End If
If celda.Offset(0, 1) = "CFC" Then
    celda.Offset(0, 230) = 1
    celda.Offset(0, 231) = 0
    celda.Offset(0, 232) = 0
ElseIf celda.Offset(0, 1) = "CNIC" Then
    celda.Offset(0, 230) = 0
    celda.Offset(0, 231) = 1
    celda.Offset(0, 232) = 0
ElseIf celda.Offset(0, 1) = "TLBC" Then
    celda.Offset(0, 230) = 0
    celda.Offset(0, 231) = 0
    celda.Offset(0, 232) = 1
End If
Next celda
For m = 1 To 9 Step 1
    Range(Range("b2"), Range("b2").End(xlToRight)).Select
    For Each campo In Selection
        If campo = "STATD" And campo.Offset(-1, 0) = unidad(m) Then
            Range(campo.Offset(1, 0), campo.End(xlDown)).Select
            For Each celda In Selection
                If celda = "AUT" Then
                    celda.Offset(0, 214 - 21 * (m - 1) + 5 * (m - 1)) = 1
                    celda.Offset(0, 215 - 21 * (m - 1) + 5 * (m - 1)) = 0
                    celda.Offset(0, 216 - 21 * (m - 1) + 5 * (m - 1)) = 0
                ElseIf celda = "MAN" Then
                    celda.Offset(0, 215 - 21 * (m - 1) + 5 * (m - 1)) = 1
                    celda.Offset(0, 214 - 21 * (m - 1) + 5 * (m - 1)) = 0
                    celda.Offset(0, 216 - 21 * (m - 1) + 5 * (m - 1)) = 0
                ElseIf celda = "FXD" Then
                    celda.Offset(0, 216 - 21 * (m - 1) + 5 * (m - 1)) = 1
                    celda.Offset(0, 214 - 21 * (m - 1) + 5 * (m - 1)) = 0
                    celda.Offset(0, 216 - 21 * (m - 1) + 5 * (m - 1)) = 0
                End If
            Next celda
        ElseIf campo = "AUTO" And campo.Offset(-1, 0) = unidad(m) Then
            Range(campo.Offset(1, 0), campo.End(xlDown)).Select
            For Each celda In Selection
                If celda = 1 Then
```

```

        celda.Offset(0, 203 - 21 * (m - 1) + 5 * (m - 1)) = 0
        celda.Offset(0, 204 - 21 * (m - 1) + 5 * (m - 1)) = 1
    Else: celda.Offset(0, 203 - 21 * (m - 1) + 5 * (m - 1)) = 1
        celda.Offset(0, 204 - 21 * (m - 1) + 5 * (m - 1)) = 0
    End If
Next celda
ElseIf campo = "RTNOMUP" And campo.Offset(-1, 0) = unidad(m) Then
    Range(campo.Offset(1, 0), campo.Offset(1, 0).End(xlDown)).Select
        l = 0
    For Each celda In Selection
        If celda.Offset(0, -33 - 21 * (m - 1)) = 0 And celda.Offset(0, -33 - 21 * (m - 1)) = 0 Then
            Range("JT3").Offset(1, m) = celda
        Else: Range("JT3").Offset(1, m) = 0
        End If
        l = l + 1
    Next celda
End If
Next campo
Next m
Range(Range("KD3"), Range("KD3").Offset(datos_totales_cont - 1, 0)).Select
For Each celda In Selection
    celda = WorksheetFunction.Sum(Range(celda.Offset(0, -9), celda.Offset(0, -1)))
Next celda
Range(Range("ke3"), Range("ke3").Offset(datos_totales_cont - 1, 0)).Select
For Each celda In Selection
    For m = 1 To 9 Step 1
        If celda.Offset(0, -11 + m) <> 0 Then
            hab = hab + 1
        End If
    Next m
    celda = hab
    hab = 0
Next celda
Range(Range("kh3"), Range("kh3").Offset(datos_totales_cont - 1, 0)).Select
For Each celda In Selection
    celda = 8
Next celda
Range(Range("kf3"), Range("kf3").Offset(datos_totales_cont - 1, 0)).Select
For Each celda In Selection
    If celda.Offset(0, -284) = 1 And celda.Offset(0, -1) = 0 Then

```

```
        celda = celda.Offset(0, -2)
    End If
Next celda
Range(Range("kg3"), Range("kh3").Offset(datos_totales_cont - 1, 0)).Select
For Each celda In Selection
    If celda.Offset(0, -284) = 1 Then
        celda = celda.Offset(0, -3)
    End If
Next celda
Range(Range("ki3"), Range("ki3").Offset(datos_totales_cont - 1, 0)).Select
For Each celda In Selection
    celda = 3
Next celda
dif_tiempo = (CDate(termino) - CDate(inicio)) * 24 * 60
rango_tiempo = dif_tiempo / 12
For k = 0 To 12 Step 1
    instante = CDate(inicio) + rango_tiempo * k * #12:01:00 AM#
    If Hour(instante) < 10 Then
        zh = "0"
    Else: zh = ""
    End If
    Range(Range("b3"), Range("b3").End(xlDown)).Select
    For Each celda In Selection
        If celda = zzd & Day(fecha) & "/" & zzm & Month(fecha) & "/" & Year(fecha) Then
            celda.Offset(0, -1) = Format(instante, "hh:mm")
        End If
    Next celda
Next k
Set tiempo = Range(Range("a3"), Range("a3").Offset(datos_totales_cont - 1, 0))
'Actualizar gráfico gen real v/s demanda
Worksheets("Contingencias").Activate
Set serie(1) = Range(Range("j3"), Range("j3").End(xlDown))
Set serie(2) = Range(Range("k3"), Range("k3").End(xlDown))
Worksheets("Gráficas Contingencias Sistema").ChartObjects("Gráfico 1").Activate
With ActiveChart
    .PlotArea.Select
    .SeriesCollection(1).Values = serie(1)
    .SeriesCollection(2).Values = serie(2)
    .SeriesCollection(1).XValues = tiempo
    .Axes(xlCategory).TickMarkSpacing = Application.WorksheetFunction.Round
```

End With

```
Worksheets("Contingencias").Activate
```

```
Set serie(1) = Range(Range("m3"), Range("m3").End(xlDown))
```

```
Set serie(2) = Range(Range("n3"), Range("n3").End(xlDown))
```

```
Worksheets("Gráficas Contingencias Sistema").ChartObjects("Gráfico 2").Activ
```

```
With ActiveChart
```

```
    .PlotArea.Select
```

```
    .SeriesCollection(1).Values = serie(1)
```

```
    .SeriesCollection(2).Values = serie(2)
```

```
    .SeriesCollection(1).XValues = tiempo
```

```
    .Axes(xlCategory).TickMarkSpacing = Application.WorksheetFunction.Round
```

End With

```
Worksheets("Contingencias").Activate
```

```
Set serie(1) = Range(Range("q3"), Range("q3").End(xlDown))
```

```
Set serie(2) = Range(Range("r3"), Range("r3").End(xlDown))
```

```
Worksheets("Gráficas Contingencias Sistema").ChartObjects("Gráfico 3").Activ
```

```
With ActiveChart
```

```
    .PlotArea.Select
```

```
    .SeriesCollection(1).Values = serie(1)
```

```
    .SeriesCollection(2).Values = serie(2)
```

```
    .SeriesCollection(1).XValues = tiempo
```

```
    .Axes(xlCategory).TickMarkSpacing = Application.WorksheetFunction.Round
```

End With

```
Worksheets("Contingencias").Activate
```

```
Set serie(1) = Range(Range("ab3"), Range("ab3").End(xlDown))
```

```
Set serie(2) = Range(Range("aw3"), Range("aw3").End(xlDown))
```

```
Set serie(3) = Range(Range("br3"), Range("br3").End(xlDown))
```

```
Set serie(4) = Range(Range("cm3"), Range("cm3").End(xlDown))
```

```
Set serie(5) = Range(Range("dh3"), Range("dh3").End(xlDown))
```

```
Set serie(6) = Range(Range("ec3"), Range("ec3").End(xlDown))
```

```
Set serie(7) = Range(Range("ex3"), Range("ex3").End(xlDown))
```

```
Set serie(8) = Range(Range("fs3"), Range("fs3").End(xlDown))
```

```
Set serie(9) = Range(Range("gn3"), Range("gn3").End(xlDown))
```

```
Worksheets("Gráficas Contingencias Sistema").ChartObjects("Gráfico 4").Activ
```

```
With ActiveChart
```

```
    .PlotArea.Select
```

```
    .SeriesCollection(1).Values = serie(1)
```

```
    .SeriesCollection(2).Values = serie(2)
```

```
    .SeriesCollection(3).Values = serie(3)
```

```
    .SeriesCollection(4).Values = serie(4)
```

```
.SeriesCollection(5).Values = serie(5)
.SeriesCollection(6).Values = serie(6)
.SeriesCollection(7).Values = serie(7)
.SeriesCollection(8).Values = serie(8)
.SeriesCollection(9).Values = serie(9)
.SeriesCollection(9).XValues = tiempo
.Axes(xlCategory).TickMarkSpacing = Application.WorksheetFunction.Round
End With
Worksheets("Contingencias").Activate
Set serie(1) = Range(Range("ac3"), Range("ac3").End(xlDown))
Set serie(2) = Range(Range("ax3"), Range("ax3").End(xlDown))
Set serie(3) = Range(Range("bs3"), Range("bs3").End(xlDown))
Set serie(4) = Range(Range("cn3"), Range("cn3").End(xlDown))
Set serie(5) = Range(Range("di3"), Range("di3").End(xlDown))
Set serie(6) = Range(Range("ed3"), Range("ed3").End(xlDown))
Set serie(7) = Range(Range("ey3"), Range("ey3").End(xlDown))
Set serie(8) = Range(Range("ft3"), Range("ft3").End(xlDown))
Set serie(9) = Range(Range("go3"), Range("go3").End(xlDown))
Worksheets("Gráficas Contingencias Sistema").ChartObjects("Gráfico 5").Activ
With ActiveChart
    .PlotArea.Select
    .SeriesCollection(1).Values = serie(1)
    .SeriesCollection(2).Values = serie(2)
    .SeriesCollection(3).Values = serie(3)
    .SeriesCollection(4).Values = serie(4)
    .SeriesCollection(5).Values = serie(5)
    .SeriesCollection(6).Values = serie(6)
    .SeriesCollection(7).Values = serie(7)
    .SeriesCollection(8).Values = serie(8)
    .SeriesCollection(9).Values = serie(9)
    .SeriesCollection(1).XValues = tiempo
    .Axes(xlCategory).TickMarkSpacing = Application.WorksheetFunction.Round
End With
Worksheets("Contingencias").Activate
Set serie(1) = Range(Range("ju3"), Range("ju3").End(xlDown))
Set serie(2) = Range(Range("jv3"), Range("jv3").End(xlDown))
Set serie(3) = Range(Range("jw3"), Range("jw3").End(xlDown))
Set serie(4) = Range(Range("jx3"), Range("jx3").End(xlDown))
Set serie(5) = Range(Range("jy3"), Range("jy3").End(xlDown))
Set serie(6) = Range(Range("jz3"), Range("jz3").End(xlDown))
```

## Capítulo 7. Anexos

---

```
Set serie(7) = Range(Range("ka3"), Range("ka3").End(xlDown))
Set serie(8) = Range(Range("kb3"), Range("kb3").End(xlDown))
Set serie(9) = Range(Range("kc3"), Range("kc3").End(xlDown))
Set serie(10) = Range(Range("kd3"), Range("kd3").End(xlDown))
Set serie(11) = Range(Range("kf3"), Range("kf3").Offset(datos_totales_cont - 1))
Set serie(12) = Range(Range("kg3"), Range("kg3").Offset(datos_totales_cont - 1))
Set serie(13) = Range(Range("kh3"), Range("kh3").End(xlDown))
Worksheets("Gráficas Contingencias Sistema").ChartObjects("Gráfico 6").Activate
With ActiveChart
    .PlotArea.Select
    .SeriesCollection(1).Values = serie(1)
    .SeriesCollection(2).Values = serie(2)
    .SeriesCollection(3).Values = serie(3)
    .SeriesCollection(4).Values = serie(4)
    .SeriesCollection(5).Values = serie(5)
    .SeriesCollection(6).Values = serie(6)
    .SeriesCollection(7).Values = serie(7)
    .SeriesCollection(8).Values = serie(8)
    .SeriesCollection(9).Values = serie(9)
    .SeriesCollection(10).Values = serie(10)
    .SeriesCollection(11).Values = serie(11)
    .SeriesCollection(12).Values = serie(12)
    .SeriesCollection(13).Values = serie(13)
    .SeriesCollection(1).XValues = tiempo
    .Axes(xlCategory).TickMarkSpacing = Application.WorksheetFunction.RoundUp(1, 0)
End With
Worksheets("Contingencias").Activate
Set serie(1) = Range(Range("ke3"), Range("ke3").End(xlDown))
Set serie(2) = Range(Range("ki3"), Range("ki3").End(xlDown))
Worksheets("Gráficas Contingencias Sistema").ChartObjects("Gráfico 7").Activate
With ActiveChart
    .PlotArea.Select
    .SeriesCollection(1).Values = serie(1)
    .SeriesCollection(2).Values = serie(2)
    .SeriesCollection(1).XValues = tiempo
    .Axes(xlCategory).TickMarkSpacing = Application.WorksheetFunction.RoundUp(1, 0)
End With
For m = 1 To 9 Step 1
Worksheets("Contingencias").Activate
Set serie(1) = Range(Range("ae3").Offset(0, 21 * (m - 1)), Range("ae3").Offset(0, 21 * (m - 1) + 1))
```

## Capítulo 7. Anexos

---

```
Set serie(2) = Range(Range("ah3").Offset(0, 21 * (m - 1)), Range("ah3").Offset(0, 21 * (m - 1) + 1))
Set serie(3) = Range(Range("am3").Offset(0, 21 * (m - 1)), Range("am3").Offset(0, 21 * (m - 1) + 1))
Set serie(4) = Range(Range("an3").Offset(0, 21 * (m - 1)), Range("an3").Offset(0, 21 * (m - 1) + 1))
Worksheets("Gráficas Contingencias unidades").ChartObjects("GEN " & unidad(m)).ChartObjects(1).Chart
With ActiveChart
    .PlotArea.Select
    .SeriesCollection(1).Values = serie(1)
    .SeriesCollection(2).Values = serie(2)
    .SeriesCollection(3).Values = serie(3)
    .SeriesCollection(4).Values = serie(4)
    .SeriesCollection(1).XValues = tiempo
    .Axes(xlCategory).TickMarkSpacing = Application.WorksheetFunction.RoundUp(1, 0)
    .Axes(xlValue).MinimumScale = lim_min(m)
    .Axes(xlValue).MaximumScale = lim_max(m)
    .Axes(xlCategory).TickLabels.NumberFormat = "[$-F400]h:mm:ss AM/PM"
    .Axes(xlCategory).MajorTickMark = xlOutside
End With
Worksheets("Contingencias").Activate
Set serie(1) = Range(Range("IB3").Offset(0, 5 * (m - 1)), Range("IB3").Offset(0, 5 * (m - 1) + 1))
Set serie(2) = Range(Range("IC3").Offset(0, 5 * (m - 1)), Range("IC3").Offset(0, 5 * (m - 1) + 1))
Set serie(3) = Range(Range("ID3").Offset(0, 5 * (m - 1)), Range("ID3").Offset(0, 5 * (m - 1) + 1))
Worksheets("Gráficas Contingencias unidades").ChartObjects("MODO OPER " & unidad(m)).ChartObjects(1).Chart
With ActiveChart
    .PlotArea.Select
    .SeriesCollection(1).Values = serie(1)
    .SeriesCollection(2).Values = serie(2)
    .SeriesCollection(3).Values = serie(3)
    .SeriesCollection(1).XValues = tiempo
    .Axes(xlCategory).TickMarkSpacing = Application.WorksheetFunction.RoundUp(1, 0)
    .Axes(xlCategory).TickLabels.NumberFormat = "[$-F400]h:mm:ss AM/PM"
    .Axes(xlCategory).MajorTickMark = xlOutside
End With
Worksheets("Contingencias").Activate
Set serie(1) = Range(Range("IF3").Offset(0, 5 * (m - 1)), Range("IF3").Offset(0, 5 * (m - 1) + 1))
Set serie(2) = Range(Range("IE3").Offset(0, 5 * (m - 1)), Range("IE3").Offset(0, 5 * (m - 1) + 1))
Worksheets("Gráficas Contingencias unidades").ChartObjects("MODO CONT " & unidad(m)).ChartObjects(1).Chart
With ActiveChart
    .PlotArea.Select
    .SeriesCollection(1).Values = serie(1)
    .SeriesCollection(2).Values = serie(2)
```

```
.SeriesCollection(1).XValues = tiempo
.Axes(xlCategory).TickMarkSpacing = Application.WorksheetFunction.Round
.Axes(xlCategory).TickLabels.NumberFormat = "[\$-F400]h:mm:ss AM/PM"
.Axes(xlCategory).MajorTickMark = xlOutside
End With

' Grafica Anormalidades
Worksheets("Contingencias").Activate
Set serie(1) = Range(Range("AK3").Offset(0, 21 * (m - 1)), Range("AK3").Offset
Set serie(2) = Range(Range("AL3").Offset(0, 21 * (m - 1)), Range("AL3").Offset
Set serie(3) = Range(Range("AI3").Offset(0, 21 * (m - 1)), Range("AI3").Offset
Worksheets("Gráficas Contingencias unidades").ChartObjects("ANORMALIDAD " &
With ActiveChart
    .PlotArea.Select
    .SeriesCollection(1).Values = serie(1)
    .SeriesCollection(2).Values = serie(2)
    .SeriesCollection(3).Values = serie(3)
    .SeriesCollection(1).XValues = tiempo
    .Axes(xlCategory).TickMarkSpacing = Application.WorksheetFunction.Round
    .Axes(xlCategory).TickLabels.NumberFormat = "[\$-F400]h:mm:ss AM/PM"
    .Axes(xlCategory).MajorTickMark = xlOutside
End With

Worksheets("Contingencias").Activate
Set serie(1) = Range(Range("X3").Offset(0, 21 * (m - 1)), Range("X3").Offset
Worksheets("Gráficas Contingencias unidades").ChartObjects("PRIORIDAD " & ur
With ActiveChart
    .PlotArea.Select
    .SeriesCollection(1).Values = serie(1)
    .SeriesCollection(1).XValues = tiempo
    .Axes(xlCategory).TickMarkSpacing = Application.WorksheetFunction.Round
    .Axes(xlCategory).TickLabels.NumberFormat = "[\$-F400]h:mm:ss AM/PM"
    .Axes(xlCategory).MajorTickMark = xlOutside
End With
Next m
desempeño_agc.Activate
desempeño_agc.Worksheets("General").Activate
Application.ScreenUpdating = True
Application.Calculation = xlCalculationAutomatic
Exit Sub
```

```
instante_incorrecto:
```

```
MsgBox "Uno de los instantes ingresados no es correcto. Intente nuevamente."
```

```
Resume cargar_instantes
```

```
End Sub
```

# Referencias

- [1] F. Carrasco, “Determinación de reservas en presencia de tecnologías de generación variable,” Memoria para optar al título de de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2014.
- [2] Alstom Grid, *Product Description e-terrageneration*, 2015.
- [3] CDEC SING, *Diseño, programa e implementación del Control Automático de Generación (AGC) para el SING*, 2016.
- [4] W. Arguello, Gabriel y Almeida, “Metodología para la determinación de parámetros para la sintonización de los AGC en sistemas multiáreas,” *Escuela Politécnica Nacional*, vol. 19, no. 1, 2005.
- [5] CDEC SING, *Evaluación de características operativas de las unidades del SING*, 2013.
- [6] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*, vol. 7. McGraw-hill New York, 1994.
- [7] S. K. Yee, J. V. Milanovic, and F. M. Hughes, “Overview and comparative analysis of gas turbine models for system stability studies,” *IEEE Transactions on power systems*, vol. 23, no. 1, pp. 108–118, 2008.
- [8] R. Sepúlveda, “Modelación de centrales térmicas de ciclo combinado y su aplicación en el problema de predespacho de unidades,” Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Mención Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2011.
- [9] J. Palacios, “Aplicación y participación de la interconexión SIC-SING en el control automático de generación,” Requisito parcial para obtener el título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, Chile, 2017.
- [10] P. Ledesma, “Regulación de frecuencia y potencia,” tech. rep., Universidad Carlos III de Madrid, 2008.
- [11] P. Weber, “Diseno e implementación de plataforma scada para el sistema de electrificación sustentable en la localidad de huatacondo,” Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, Valparaíso, Chile, 2011.
- [12] CDEC SING, *Efectos técnicos económicos de la integración de energía eólica y solar en el SING: Escenario año 2017*, 2015.

- [13] C. N. de Energía, “Norma técnica de seguridad y calidad de servicio,” tech. rep., 2016.
- [14] P. S. D. P. Committee, *Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies*. IEEE, 2013.