



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INSTITUTO INGENIERÍA ELÉCTRICA



Control Automático de Generación - Caso Uruguay (AGC)

TESIS DE MAESTRÍA PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA
UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Ing. Gabriel Di Lavello Pagnussat

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MASTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Ing. Pablo Monzón Universidad de la República

TRIBUNAL

Dr. Ing. Claudio Risso Universidad de la República

MSc. Ing. Ruben Chaer Universidad de la República

Dr. Ing. Rafael Canetti Universidad de la República

DIRECTOR ACADÉMICO

Dr. Ing. Pablo Monzón Universidad de la República

Montevideo
10 de diciembre de 2019

Índice general

1. Introducción	4
1.1. Control Automático de Generación	5
1.2. Descripción de la tesis	7
2. Teoría del AGC	8
2.1. Descripción de una máquina	8
2.2. Breve Reseña Histórica del AGC	10
2.3. Estado del Arte	12
2.4. Retos de un Centro de Control	16
2.5. Definición de AGC	17
2.6. ¿Por qué un AGC?	18
2.7. ¿Cuándo se requiere un AGC?	19
2.8. Funcionamiento del AGC	20
2.9. Relación entre Regulación Primaria y Secundaria	22
2.10. Frecuencia de Ejecución	23
3. Fundamentos del AGC	26
3.1. Funcionalidades del AGC	26
3.2. Filtrado del ACE	27
3.3. Enfoques de Control	31
3.3.1. Control Tradicional	31
3.3.2. Control Predictivo	34
3.3.3. Lógica de Control Permisivo	39
3.4. Modos de Control de las Unidades Generadoras	40
3.4.1. Comandos a las Centrales	44
3.5. Límites de Operación de las Centrales	45
3.6. Factores Aplicables	47
3.6.1. Factor de Regulación - RF	47
3.6.2. Factor de Emergencia - AF	48
3.6.3. Factores de Participación Económicos - EPF	48
3.7. Despacho Económico y su relación con el AGC	49
3.7.1. Despacho Económico Manual	51
3.7.2. Despacho Económico Automático	51
3.8. AGC durante condiciones de Isla	52
4. Simulaciones	54
4.1. Consideraciones Generales	54
4.2. Descripción del Simulador	54
4.3. Hipótesis para las simulaciones	56
4.4. Control de Frecuencia en un escenario con alta generación renovable no convencional	57
4.5. Control de Frecuencia en un escenario con alta variabilidad de generación eólica y solar	65

5. Implementación en Uruguay	75
5.1. Consideraciones Generales	75
5.2. Central Salto Grande	76
5.3. Centrales del Río Negro	79
5.4. Aplicación de la Teoría	80
5.5. Pruebas Realizadas	81
5.5.1. Salto Grande	81
5.5.2. Bonete	84
5.5.3. Palmar	85
6. Conclusiones	88
7. Anexo	90
7.1. Anexo 1 - Explicación de Control Primario y Secundario	90
7.2. Anexo 2 - Simulaciones - Control de Frecuencia en un escenario con alta generación renovable no convencional	97
7.2.1. Sin AGC	98
7.2.2. Salto Grande en AGC con hidrología Favorable	101
7.2.3. Centrales del Río Negro en AGC	106
7.2.4. Palmar en AGC	111
7.2.5. Salto Grande y Centrales del Río Negro en AGC	116
7.3. Anexo 3 - Simulaciones - Control de Frecuencia en un escenario con alta variabilidad de generación eólica y solar	121
7.3.1. Sin AGC	123
7.3.2. Salto Grande en AGC con hidrología Favorable	125
7.3.3. Centrales del Río Negro en AGC	130
7.3.4. Palmar en AGC	136
7.3.5. Salto Grande y Centrales del Río Negro en AGC	141
7.3.6. Salto Grande y Centrales del Río Negro en AGC modificada	146

*A quién me introdujo en el mundo del AGC,
mi amigo y mentor Oscar De Lima.*

*A mi DT Pablo Monzón,
por la guía y el apoyo durante la investigación desarrollada.*

*A mis jefes durante el proceso de la tesis, Antonio Rodriguez y Daniel Cohn,
por permitirme la oportunidad de plasmar en esta tesis
el conocimiento que he adquirido en el DCU.*

*A mis compañeros de trabajo de Ingeniería de Operación de DCU
por apoyarme en algunos momentos críticos, y a quienes aportaron algún
granito de arena para que esta tesis se hiciera realidad.*

*A mis padres,
por haberme permitido seguir esta carrera.*

*A mi hija Emma, nacida en el transcurso de esta tesis,
que se portó muy bien durante mis sesiones de redacción.*

*Y a mi esposa Stephanie el mayor agradecimiento,
por todo su apoyo y confianza.*

Gracias por estar siempre a mi lado.

Resumen

Todas las empresas encargadas del manejo de la energía y la red eléctrica tienen en común dos retos importantes. Controlar la frecuencia en torno un valor consigna deseado y controlar el intercambio con otras áreas de control según lo programado. El Control Automático de Generación permite que estos retos sean cumplidos de manera más eficiente.

El objetivo de esta tesis es presentar los distintos conceptos asociados al Control Automático de Generación y su funcionamiento, de manera plasmar el conocimiento para su posible uso académico, realizando adicionalmente un breve repaso sobre la historia y el estado del arte del Control Automático de Generación. El autor de esta tesis es quién se encargo de la implementación del Control Automático de Generación en Uruguay.

Debido a la alta incorporación de generación renovable no convencional, con su variabilidad asociada, en Uruguay fue necesario incorporar un Control Automático de Generación para controlar los intercambios. En esta tesis se muestran resultados de simulaciones realizadas con dos tipos de despachos energéticos, uno con alta variabilidad en la generación renovable no convencional y el otro con alta generación renovable no convencional. Como también se presenta la implementación del Control Automático de Generación en Uruguay, manejando las centrales hidroeléctricas de Salto Grande, Rincón del Bonete y Palmar.

Las simulaciones realizadas permiten identificar la necesidad de realizar cambios en la forma de controlar a las centrales, ya que sin tener en cuenta el controlador de reparto interno de cada central, el resultado es por demás satisfactorio en lo que respecta al control del Error de Control de Área.

Se presentan líneas de acción y oportunidades a futuro utilizando el Control Automático de Generación. Entre otras cosas la posibilidad de incorporar la generación eólica y fotovoltaica para que pueda ser controlada mediante el Control Automático de Generación, o la incorporación de la interconexión con Brasil a través de las convertoras de frecuencia de Rivera y Melo.

Glosario

AA - ACE Acumulado
ACE - Error de Control de Área
AF - Factor de Emergencia
AGC - Control Automático de Generación
AUTO - Modo Automático
AVAL - Modo Disponible
BREG - Modo Base Regulando
CAMMESA - Operador del SADI
CF - Frecuencia Constante
CFT - Frecuencia Constante y Control de Tiempo
CNI - Intercambio Constante
CPP - Producción de Potencia Constante
CPS - Control Performance Standard
DCS - Disturbance Control Standard
DCU - Despacho de Cargas UTE
DFIG - Generador Doblemente Alimentado
ECON - Modo Economico
ED - Despacho Económico
EMS - Energy Management System
EPF - Factor de Participación Económicos
EV - Vehículo Eléctrico
FACE - ACE Filtrado
GNZN - Green Zone - CPS
HVDC - Corriente Continua de Alta Tensión
LFC - Control Carga-Frecuencia
MAND - Modo Manual Economico
MANL - Modo Manual
MINACE - Mínimo ACE
MUCE - UCE modificado
NCL - Carga no conforme
NERC - North American Electric Reliability Corporation
RAMP - Modo Rampa
RF - Factor de Regulación
RTU - Unidad Terminal Remota
SADI - Sistema Argentino De Interconexión
SCADA/NM - Sistema para Operar la red
SCHD - Modo Programado
SE - Estimador de Estado
SG - Salto Grande
SIN - Sistema Interconectado Nacional
SREG - Modo Sincrono Regulando
STCPS - Control Predictivo de Corto Plazo
SYNC - Modo Sincrono
TACE - Valor crudo del ACE

TEST - Modo Prueba

TLB - Tie Line Bias

TLTB - Tie Line Time Bias

TMPACE - ACE filtrado temporal

UCE - Error de Control de la Unidad

UNAV - Modo Indisponible

1 | Introducción

La presente tesis de finalización de maestría es una investigación que reúna los diferentes conceptos que hacen a la filosofía del control automático de generación (Automatic Generation Control, AGC).

Actualmente en diferentes centros de control a nivel mundial se utilizan los conceptos tratados en esta tesis, incluyendo Uruguay.

Las energías renovables cada día cobran mayor importancia, y para el caso de Uruguay estos últimos años han sido el auge de la generación eólica y solar fotovoltaica. Estas fuentes de energía, si bien proveen cierta independencia energética sobre países vecinos, traen consigo una variabilidad inherente a los recursos con los que se genera.

Esta variabilidad se traduce en desvíos en los intercambios de interconexiones tanto internacionales como interárea, y en posibles desvíos en la frecuencia del sistema eléctrico. Para corregirlos se hace necesario disponer de generación controlable por el AGC cuya potencia compense las variaciones que, en intervalos muy cortos de tiempo, pueden ocurrir como consecuencia de la salida o entrada de recursos renovables no controlables u otros eventos.

El aprovechamiento de la energía eólica en Uruguay tiene una historia muy rica. Durante todo el siglo pasado se ha utilizado en las áreas rurales de nuestro país tanto para el bombeo de agua como para la generación eléctrica autónoma en establecimientos alejados de la red eléctrica nacional. Sin embargo, a medida que la red se fue desarrollando, sobre todo con el crecimiento de la electrificación rural, las ventajas económicas que tenía la producción de energía mediante grandes centrales hidroeléctricas respaldadas en centrales térmicas, hicieron que la generación de energía eólica fuera desapareciendo de nuestro país [19].

A mediados de la década pasada, a nivel nacional se decidió que la matriz energética cuente con un porcentaje importante de energías renovables o limpias, principalmente de origen eólico, para cubrir la demanda. Ésta decisión trajo aparejada la aparición de posibles variaciones en el intercambio de potencia entre países, pero no variaciones apreciables en la frecuencia del sistema. Esto es debido a que el sistema eléctrico uruguayo (Sistema Interconectado Nacional - SIN) está fuertemente interconectado con el sistema argentino (Sistema Argentino De Interconexión - SADI), siendo el SIN aproximadamente 10 veces menor que el SADI.

De aquí surgió la necesidad de incorporar un sistema que controle automáticamente los valores de intercambio internacional a partir del control de la generación de algunas de las fuentes de energía firme instaladas en el SIN uruguayo [57].

En caso de querer ahondar en la evolución de la generación eólica en Uruguay y en la región se puede consultar la siguiente bibliografía [19, 57, 25]¹.

¹Se recomienda el siguiente artículo que trata sobre las herramientas de previsión de generación de energía eólica [49].

1.1. Control Automático de Generación

El AGC es una de las funciones que puede tener un despacho de carga y consiste en cambiar el ajuste de las potencias especificadas para las unidades de generación a ser controladas (control secundario), con el fin de anular el denominado error de control de área (Area Control Error, ACE).

En términos generales, este ACE es la combinación lineal del error en frecuencia y el error en la obligación de intercambios entre dos o más áreas de generación que resulta de los desvíos con respecto del valor programado. En particular, en Uruguay el intercambio considerado es la interconexión con Argentina a través de Salto Grande.

Para los efectos del AGC, se considera que un área es una porción definida del sistema eléctrico que contiene generación y carga, en la cual se quiere controlar frecuencia y/o intercambio de potencia con otros subsistemas. Se busca que el AGC controle cada área individualmente, por más que las áreas formen parte del mismo sistema eléctrico. Esto puede llevarse a cabo con un único AGC que controle todas las áreas por separado (por ejemplo áreas de un mismo país), o teniendo un AGC individual por cada área (por ejemplo áreas de distintos países).

Desde hace años, la función de AGC ha estado vinculada con el despacho económico de las unidades, en un esquema que combina la necesidad de satisfacer las condiciones operativas a controlar (frecuencia, niveles de intercambio especificados) con la necesidad de optimizar los costos [36, 21, 11].

Se puede decir que el AGC funciona en un ciclo de lazo cerrado de la manera ilustrada en la figura 1.1 [35]:

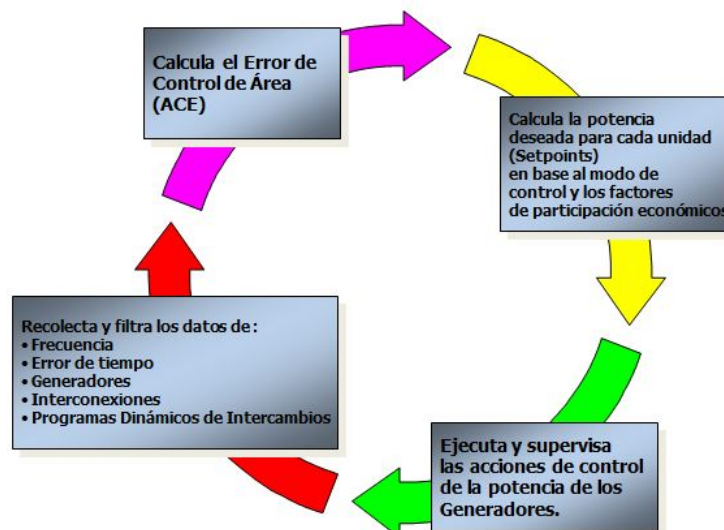


Figura 1.1: Lazo Cerrado - AGC

En el lazo cerrado de la figura 1.1, podemos ver el ciclo que comienza en la recolección y el filtrado de datos de la red en tiempo real. Una vez finalizado, el AGC calcula el ACE y luego calcula la potencia deseada para cada generador, teniendo en cuenta sus restricciones y los factores de participación. Por último ejecuta y supervisa las acciones requeridas, para luego

volver a recolectar y filtrar los datos de tiempo real.

Para ser más precisos, la figura 1.2 muestra un esquema de bloques del funcionamiento de AGC:

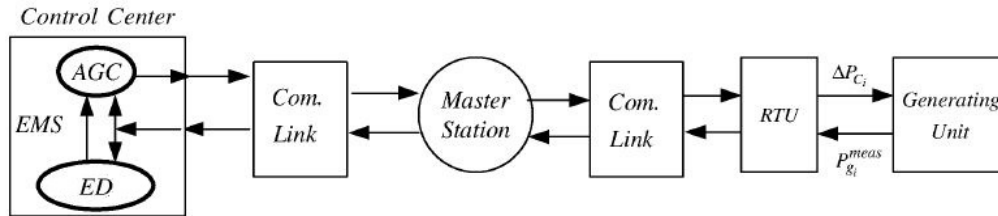


Figura 1.2: Esquema de funcionamiento [21].

Podemos ver en el primer bloque a la izquierda el centro de control (Control Center), lugar en el que está el AGC interactuando con el Despacho Económico (ED por sus siglas en inglés) mediante un EMS (Energy Management System) y con las centrales de generación a través de equipos de comunicación (Com. Link.). A continuación se encuentra la central de generación (Master Station), que a través de otros equipos de comunicación (Com. Link y RTU) envía a cada unidad generadora (Generating Unit) la consigna requerida, y por último la unidad generadora (Generating Unit).

El AGC regula la generación de las unidades generadoras con el objetivo de mantener la frecuencia del sistema y/o el intercambio entre áreas dentro de los valores programados mediante la reducción del error de control de área (ACE). El AGC también puede regular la inyección de potencia de las unidades generadoras para asegurar el cumplimiento del programa de producción actual del sistema.

En definitiva el objetivo principal es mantener el balance carga - generación para regular la frecuencia, como ilustra la figura 1.3:

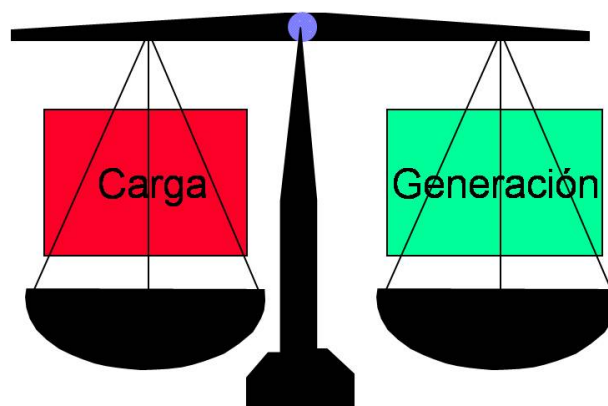


Figura 1.3: Balance Carga-Generación.

1.2. Descripción de la tesis

La presente tesis está dividida en 4 capítulos, con dos anexos:

- Teoría del AGC
- Fundamentos del AGC
- Simulaciones
- Implementación en Uruguay
- Conclusiones
- Anexo 1
- Anexo 2

En el primer capítulo, denominado Teoría del AGC, se presenta una revisión histórica junto con las líneas actuales de investigación sobre el tema. Se define qué es un AGC, se presentan razones por las que es necesaria su instalación y se definen y explican conceptos necesarios para entender su funcionamiento.

En el segundo capítulo se explican las funcionalidades del AGC, presentando distintos enfoques de control y los posibles modos de control aplicable a las distintas unidades. Por otra parte en este capítulo se presenta la necesidad de filtrar el ACE y se explica cómo se realiza el filtrado. Por último se presenta la relación entre el Despacho Económico con el que se realiza una optimización de costos de cortísimo plazo y el AGC.

En el tercer capítulo se presentan las simulaciones realizadas. Comenzando con una descripción de la herramienta de simulación utilizada. Continuando con los resultados de las simulaciones, realizadas teniendo en cuenta dos escenarios de generación diferentes, incluyendo en cada una de las simulaciones a las distintas centrales hidroeléctricas que pueden ser comandadas bajo AGC.

En el cuarto capítulo se presenta el proceso de implantación del AGC en Uruguay, explicando la necesidad de definir un algoritmo para repartir la potencia en la central binacional de Salto Grande, y mostrando la implantación en la centrales del Río Negro.

En el quinto capítulo se plantea el camino de implantación a seguir y las posibilidades de control de centrales a futuro. También se presentan reflexiones sobre la tesis presentada.

Finalmente en el primer anexo se presenta una explicación del fundamento del control primario y secundario. Mientras que en el segundo y tercer anexo se presentan los resultados más detallados de las simulaciones realizadas.

2 | Teoría del AGC

2.1. Descripción de una máquina

Debido a que la forma de actuar del AGC es controlando la potencia de salida de los generadores, es de orden presentar una breve descripción del modelo de una máquina en general, y en particular del sistema de control de velocidad mecánica de la máquina.

Modelo del Sistema del Gobernador de Velocidad

El mecanismo del sistema del gobernador de velocidad de una máquina está constituido por [29]:

- **Gobernador de Velocidad (Speed Governor)** La parte esencial del gobernador son los reguladores centrífugos, que son accionados directamente a través del engranaje de la máquina, por el eje de la turbina. Este mecanismo produce movimientos verticales ascendentes y descendentes que son proporcionales al cambio de velocidad de la máquina.
- **Mecanismo de Acoplamiento (Linkage Mechanism)** Este mecanismo cumple la función de traspasar el movimiento de los reguladores centrífugos a la válvula de la turbina, a través de un amplificador hidráulico, y de proporcionar una retroalimentación (feedback) del movimiento de la válvula de la turbina.
- **Amplificador Hidráulico (Hydraulic Amplifier)** El amplificador hidráulico es un servo actuador lineal accionado por una válvula piloto. Se utiliza cuando se necesita una gran fuerza para operar los mecanismos de control de potencia, como las válvulas de vapor de la turbina y los enlaces de control de combustible de los motores grandes. Es por esto que los movimientos del gobernador se transfieren a fuerzas de alta potencia a través de varias etapas de amplificadores hidráulicos.
- **Cambiador de Velocidad (Speed Changer)** El cambiador de velocidad consta de un servo que puede operarse manual o automáticamente para programar la carga a la frecuencia nominal. Al ajustar la consigna, se puede despachar una carga deseada a la frecuencia nominal.

Esto se ilustra en la figura 2.1, donde podemos ver cada uno de los items presentados anteriormente y la interacción antes descrita.

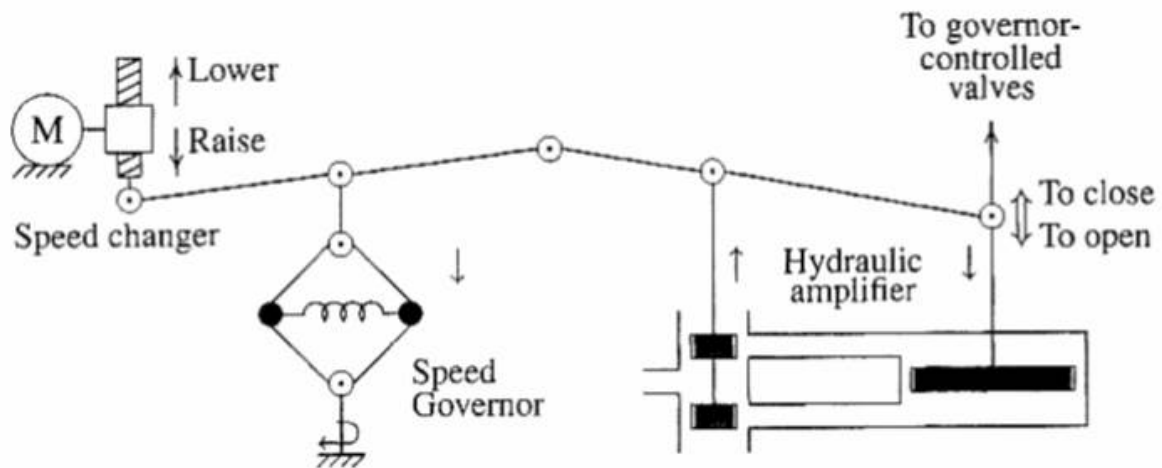


Figura 2.1: Sistema del Gobernador [29].

Modelo de una turbina

El modelo turbina-generator depende de si se trata de turbinas hidro o de turbinas de vapor. En este caso, debido a que en el sistema uruguayo predomina la generación hidráulica, en la figura 2.2 se presenta un modelo de la conexión mecánica entre turbina y generador para el caso de una turbina hidro:

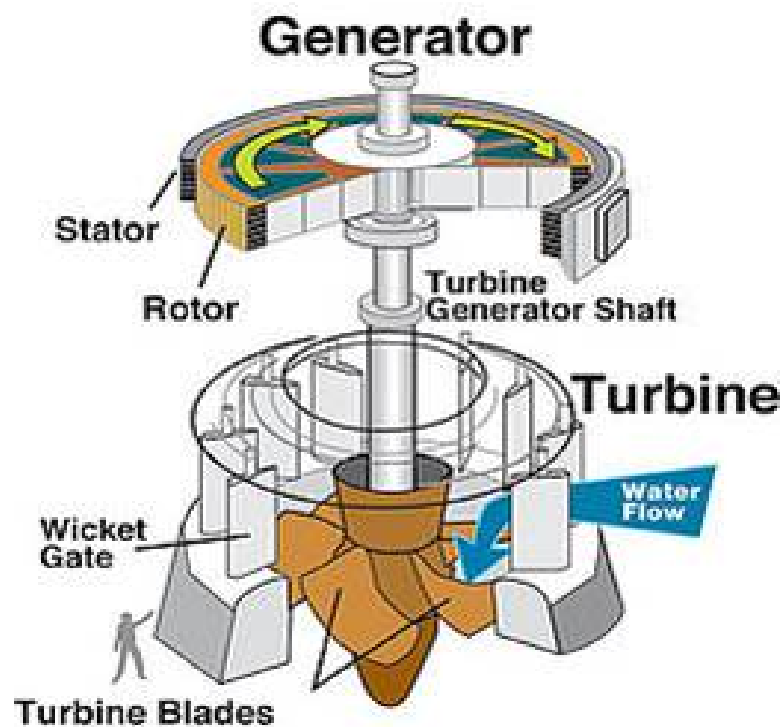


Figura 2.2: Modelo de una Turbina [61].

En la figura 2.2 se pueden ver el rotor y estator de la turbina, el eje, las palas de la turbina y las compuertas de paso.

Modelo del Generador

Para explicar la respuesta del generador a un cambio de carga, se considera un generador aislado alimentando una carga:

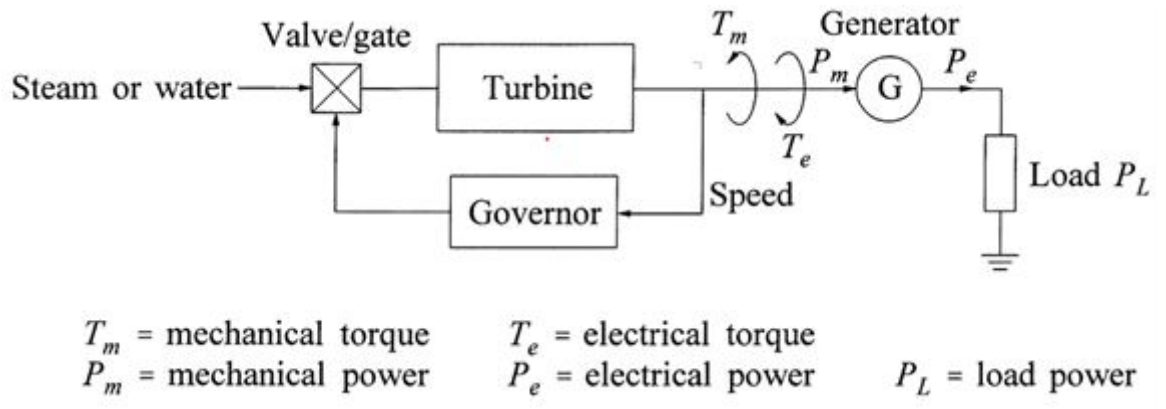


Figura 2.3: Generador-Carga [29].

Como se muestra en la figura 2.3, cuando hay una variación en la carga, se refleja instantáneamente como un cambio en el torque eléctrico T_e del generador. Esto causa un desequilibrio entre el torque mecánico T_m y el torque eléctrico T_e que resulta en variaciones de velocidad del rotor. El gobernador es el encargado de mantener la velocidad del generador dentro de los límites especificados cuando este necesita cambiar su potencia de salida debido a las variaciones en las cargas.

En general las cargas del sistema eléctrico están compuestas por una gran variedad de dispositivos. Para las cargas puramente resistivas, la potencia eléctrica es independiente de la frecuencia. Pero para cargas motorizadas, la potencia eléctrica cambia con la frecuencia debido a cambios en la velocidad del motor [29].

Por lo tanto podemos expresar la variación de potencia eléctrica como:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D \cdot \Delta f \quad (2.1)$$

donde:

ΔP_e es la variación de la potencia eléctrica.

ΔP_L es la variación en la carga no sensible a la frecuencia.

Δf es la variación de la frecuencia.

D es la el cociente de variación porcentual de la carga entre la variación porcentual de la frecuencia.

2.2. Breve Reseña Histórica del AGC

El contenido de esta sección está basado principalmente en la siguiente bibliografía [46, 56, 1, 39, 59, 16, 3, 23, 4, 47, 45, 29].

La vanguardia en los sistemas AGC ha evolucionado desde los primeros sistemas analógicos hasta los sistemas digitales actuales. El resultado es un sistema descentralizado simple pero

robusto que controla un sistema eléctrico complejo, altamente no lineal y cambiando continuamente.

Históricamente una red eléctrica consistía en un generador que alimentaba cargas puntuales (fábrica y/o casas). A medida que las cargas crecieron, se comenzaron a conectar más generadores y más cargas a la central, apareciendo los primeros controles conjuntos. Al seguir aumentando las cargas, comenzó a ser necesario interconectar las centrales, lo que trajo consigo una mayor dificultad para mantener el balance carga-generación, trayendo problemas de control de frecuencia, produciendo asiduos cortes. Al no ser posible mantener el balance con una única central es cuando surge el AGC, de forma de que todas las centrales interconectadas participen en mantener el balance generación-demanda y las interconexiones sin intercambios inadvertidos.

Los primeros sistemas de AGC desarrollados en la década del 50' del siglo pasado, estaban basados en equipos de control analógicos. Hacia finales de la década 60', debido al progreso tecnológico, fueron sustituidos gradualmente por sistemas digitales. Desde mediados de la década del 90', todos los sistemas AGC en plaza e instalados son digitales.

El concepto del AGC se viene tratando de ampliamente desde hace más de 40 años. La mayor parte de las investigaciones inicialmente fueron considerando modelos lineales de dos o más áreas. A medida que pasó el tiempo se fue incluyendo en los modelos los efectos de las restricciones de los generadores, utilizando tanto modelos continuos como discretos del sistema de potencia, incorporando así la dinámica de las fuentes de energía en el diseño de la regulación del AGC. Por ejemplo, la no linealidad de la banda muerta del gobernador tiende a producir oscilaciones en la respuesta tanto de frecuencia como de intercambio durante transitorios.

El primer intento en el área del AGC fue controlar la frecuencia de un sistema de potencia por medio del volante de inercia de máquinas síncronas. Posteriormente, esta técnica fue hallada insuficiente por su lentitud para corregir los desvíos de frecuencia, y un control suplementario fue incorporado al gobernador con la ayuda de una señal directamente proporcional a la desviación de frecuencia más su integral. Este esquema representa el enfoque clásico del AGC de sistemas de potencia. Inicialmente las estrategias de control estaban basadas en TLB (Tie Line Bias), donde cada área se encargaba de las variaciones de su propia carga. Pasado el tiempo, debido a la necesidad de interconectar los distintos sistemas eléctricos entre sí, se comenzó a estudiar sistemas LFC (Load Frequency Control) incorporando el concepto de control óptimo mediante AGC, utilizando un sistema que corregía el error de tiempo (error a corregir cuando para la medición de la hora oficial se utiliza la frecuencia de la red) y el intercambio inadvertido con otras áreas, regulando que efectivamente el ACE fuera cero.

Otro hito importante en la historia del AGC fue incorporar a los esquemas de control la problemática de las cargas no conformes. Las cargas no conformes son aquellas que no tienen una curva de comportamiento definida, lo que hace que generen picos al entrar o salir de servicio. La incorporación de estas cargas a los esquemas de control consistió en desarrollar algoritmos capaces de discriminar entre excursiones de corto plazo no controlables, excursiones controlables de largo plazo, e intercambios dinámicos, con el propósito de preservar el control secundario de generación dentro del área de control, y a su vez permitir que dos áreas externas, de manera independiente, intercambien potencia que circula por el área de control interna, sin afectar los objetivos de control del AGC.

Los esquemas de AGC implementados en estos últimos años varían únicamente en la definición del ACE a controlar, de manera de poder hacer frente a los nuevos desafíos de los sistemas

eléctricos. Estos desafíos van desde los cambios en la regulación de los mercados eléctricos (control del precio de producción entre otros), hasta problemas actuales como la incorporación de generación renovable no convencional, con las fluctuaciones que conllevan, o la incorporación a la red eléctrica de los autos eléctricos.

2.3. Estado del Arte

La siguiente sección presenta una descripción del Estado del Arte del AGC donde se explican brevemente los distintos objetos de estudio. Quienes quieran profundizar en el tema pueden consultar la siguiente bibliografía, la cual fue utilizada como base para realizar esta reseña: [56, 1, 38, 15, 60, 22, 55, 39, 34, 59, 16] [53, 2, 58, 28, 43, 18, 3, 31, 40, 62, 26, 23, 44, 41, 33] [50, 52, 4, 47, 42, 14, 45, 32, 48].

Las técnicas de diseño de regulación del AGC utilizando las teorías de control óptimo permiten que se pueda diseñar un sistema de control que respete los criterios de rendimiento de los generadores. La viabilidad de un esquema AGC óptimo requiere la disponibilidad de todas las variables de estado para utilizarlas como retro-alimentación.

En la realidad es muy difícil alcanzar esta disponibilidad. Es por esto que se realizan periódicamente investigaciones para encontrar maneras más confiables de reconstruir los estados no disponibles mediante otras salidas y controles disponibles. Para reconstruir estos estados, se utilizan estimaciones que son resultado de una herramienta usual de los Centros Control conocida como SE (Estimador de Estado).

Debido a las grandes distancias geográficas, a la descentralización y a la necesidad de lidiar con los problemas del control de la red localmente, en la literatura se trata el concepto de AGC descentralizado. Este concepto, aplicable para grandes redes, consiste en utilizar varios AGC independientes por zonas, interconectados entre sí, manteniendo los intercambios entre zonas dentro de valores programados. Se concluye que se deben usar esquemas de AGC basados en conceptos de control de dos niveles o multi niveles [42, 14, 55, 16].

Una de las ramas de investigación respecto al AGC aparece con la incorporación de los sistemas HVDC de transmisión, junto con los sistemas usuales de transmisión AC. El problema principalmente es respecto al efecto de amortiguamiento de un sistema DC considerado como una interconexión entre áreas de sistemas AC, y el control de la frecuencia entre estos mismos sistemas interconectados por un vínculo DC [4, 23, 47].

Por otro lado, debido al auge de las fuentes de generación renovable no convencionales, en estos últimos años gran parte de la literatura está enfocada en los problemas de control que conlleva este tipo de energía. Por ejemplo las rampas de bajada de generación no controlables cuando el recurso eólico disminuye, las variaciones cuasi instantáneas en la generación solar debido a sombras que puedan generar las nubes y el escaso aporte a la regulación de frecuencia del sistema. También se utiliza el AGC para gestionar las restricciones de potencia en la red. Debido a este auge y a los efectos colaterales que trae, es que en la actualidad volvió a ser objeto de estudio el funcionamiento de sistemas eléctricos como islas independientes controladas por un mismo AGC. Esto vale tanto para el estudio de mantener la frecuencia en las islas, como en la formación distinta de islas [23, 34, 32, 48].

Otro desafío en el que se enfocan las investigaciones, está basado en la dificultad de implementar el concepto clásico de control de LFC (Load Frequency Control) basado en ACE en un

entorno desregulado del sistema eléctrico de potencia. Esto es debido a que el Administrador de Mercado recibe las ofertas de los distintos generadores para abastecer la demanda del área en cuestión, lo que provoca que las variaciones de carga y de generación de las distintas áreas, introduzca cambios en la frecuencia que a su vez haga que los gobernadores de las maquinas intenten compensar esta variación, aun sin estar controladas por el AGC, provocando así un desvío no querido en el programa de generación [23, 39, 31].

Respecto a lo anterior, en [23] se hace referencia a tres tipos de contratos para brindar el servicio de LFC. *Free LFC*, en el cual el centro de control comercializador envía señales de control de potencia activa a los generadores de los cuales es dueño, sin dinero asociado, mientras que los generadores privados no están obligados a brindarlo. Se asigna el servicio de acuerdo al orden de despacho económico, teniendo en cuenta el desvío en la frecuencia del sistema. El siguiente tipo de contrato es el llamado *Charged LFC*, en donde el centro de control utiliza a todos los generadores para brindar el servicio, con un pago asociado. Para calcular el ACE, el AGC toma en cuenta el desvío de frecuencia y el desvío de intercambio, pero en este caso para asignar la potencia además del costo por despacho económico se le suma el costo por brindar el servicio de LFC. En algunos mercados, se realizan contratos entre el generador y el distribuidor para asegurar el servicio, siendo el comercializador únicamente un intermediario. En estos casos entra en juego otro factor para la decisión que debe tomar el AGC sobre qué generador y cuánto de cada uno de utilizar para compensar el desvío, y es la ubicación geográfica del generador respecto a la carga, ya que cuanto más alejado esté el generador mayores perdidas habrá. Por último [23] hace referencia al contrato tipo *Bilateral LFC*, en donde el centro de control comercializador no tiene la obligación de asegurar el servicio LFC, sino que es responsabilidad del distribuidor realizar un contrato con el generador. De todas manera el comercializador puede ofrecer brindar el servicio con sus propias máquinas, con un contrato de por medio con el distribuidor. En este caso el control de LFC es altamente descentralizado y depende de los distintos contratos. Es por esto que se crea el concepto de área de control virtual, donde en cada una de estas se realiza un proceso de control distinto de acuerdo a cada contrato. En este caso se tiene en cuenta el valor del contrato en lugar del flujo de potencia para realizar el control. Si bien los desvíos inadvertidos deberían asignarse en función de los distintos contratos, esto claramente no es práctico, por lo que se sugiere que el AGC acumule el intercambio inadvertido de cada generador para luego consignarlo.

Parte de la literatura encontrada tiene como objetivo estudiar la optimización del despacho económico de generación, utilizando nuevos algoritmos o modificando algoritmos ya conocidos para el AGC, sin dejar de lado el control de frecuencia y de intercambios programados que ya debe controlar el AGC. Parte de este estudio incluye fijar hora y arranque automático de la exportación, con rampa de subida y bajada determinada, lo cual permite minimizar los intercambios indeseados o inadvertidos (por ejemplo si se está exportando 500MW, unos minutos de atraso o una diferencia en los MW/min en las rampas de subida y bajada, puede implicar importantes diferencias de MWh) [23, 31].

Los sistemas de potencia modernos son grandes, altamente no lineales y complejos con tendencia ascendente a integrar generación eólica en las redes. Esta penetración de energía eólica motivó a los investigadores a estudiar la participación dinámica de los generadores eólicos doblemente alimentados (DFIG) en el AGC además de los generadores convencionales. Sin embargo al incorporar los DFIG, el problema del AGC se vuelve más complejo, llegando incluso a condiciones donde los esquemas clásicos de AGC no son adecuados [51].

En los sistemas de potencia, el AGC es el responsable de mantener la frecuencia nominal

del sistema (en minutos) y el intercambio programado entre áreas. Respecto a esto se encuentran estudios mediante los que se analiza y evalúa el efecto de la incertidumbre inherente de la generación de potencia mediante energías renovables y el impacto en el rendimiento del AGC, sumado al ruido en los canales de comunicación [1]. Si bien no refiere al tema de la tesis, es interesante mencionar que con la metodología propuesta en [1] se pueden además detectar la existencia de ciberataques, comparando la estadística de la frecuencia del sistema con la de los generadores eólicos sumado al ruido de los canales de comunicación. Además la metodología propuesta permite determinar qué puntos de la red son afectados críticamente si se le agrega ruido a la medida, y cuantificar la cantidad de potencia a instalar en la red, sin el riesgo de salir de los límites de frecuencia, y cómo puede controlar esto el AGC.

Por otro lado, se encuentran estudios enfocados en el control de la generación en sistemas hidrotérmicos, donde se consideran distintos tipos de estrategias de control y su impacto. Se llega a la conclusión de que el controlador "2-DOF-FOPID" (Two Degree of Freedom Fractional Order Proportional Integral Derivative), traducido como un controlador proporcional integral y derivativo de orden fraccional de dos grados de libertad, tiene una mejor performance que los controladores convencionales como el integral, el proporcional integral, y el proporcional integral derivativo para sistemas hidrotérmicos [14].

En los últimos años muchas publicaciones se enfocan en incorporar controladores para los sistemas de almacenamiento de energía (BESS), de manera que el ciclo de carga y descarga se realice mediante un AGC, con un efecto mínimo en los servicios de regulación brindados por los BESS [53]. Se estudia también el efecto de los distintos tipos de baterías en el AGC, como por ejemplo las RFB (Redox Flow Batteries) [2].

También en los últimos años, con el auge mundial de los autos eléctricos, se comenzaron a estudiar los impactos en el AGC de la incorporación de la carga y descarga de los autos eléctricos, en especial en la afectación a la frecuencia. Para estudiar el impacto se utilizan algoritmos TLBO¹ (Teaching Learning Based Optimization algorithm) [15, 50, 23].

Algunos estudios van más allá y consideran manejar las señales de carga y descarga de flotas de autos mediante el AGC, o sea incorporar centros de carga y descarga de vehículos eléctricos al AGC [60]. La incorporación en gran escala de vehículos eléctricos (EV) trae consigo riesgos y posibilidades en la estabilidad y el control del sistema de potencia. Los EV se pueden considerar como almacenamiento de energía distribuido, y por lo tanto, cooperarían con las unidades tradicionales en la estabilización de la frecuencia por sí solos o preferentemente mediante un AGC [22]. Esto va de la mano con los estudios de la incorporación en el AGC de sistemas de almacenamiento con baterías.

Se analiza el impacto en la estrategia de AGC tradicional con la incorporación de generación solar y las variaciones de potencia activa cuasi instantáneas que resultan en desviaciones de frecuencia. Se considera la posibilidad de regular estas desviaciones con tecnología de almacenamiento incorporadas al AGC [44]. De las simulaciones que se realizan en [44] se desprende que los desvíos de frecuencia se deben a variaciones repentinas de carga que son alimentadas por las fluctuaciones de potencia de los generadores solares conectados en distribución. Se concluye que es necesario contar con dispositivos de almacenamiento que cubran un porcentaje de la potencia instalada, y que estos sean manejados por el AGC.

¹TLBO es un algoritmo de búsqueda metaheurístico basado en la población, inspirado en el proceso de enseñanza y aprendizaje en un aula de clases, que se ha aplicado con éxito a muchas aplicaciones científicas y de ingeniería en los últimos años.

Respecto al Mercado de Energía, se estudia la modificación del modelo de AGC convencional para incluir transacciones bilaterales que se den en el Mercado utilizando ADHDP (Action Dependent Heuristic Dynamic Programming) [28], resultando que la incorporación del control con ADHDP es satisfactoria frente a perturbaciones. De las simulaciones realizadas en [28] se desprende que se satisfacen los requerimientos de velocidad de cálculo del ACE y respuesta posterior para ser utilizado por el AGC.

Respecto a un sistema hidrotérmico, se estudia la respuesta de los distintos generadores en distintas condiciones de carga impuestas por el AGC. También se analiza los impactos y las mejoras en el plan de producción introducido y/o ejecutado por el AGC [40]. Llegando a la conclusión de que los generadores térmicos deben estar el mayor tiempo posible en su máxima potencia, por lo que se sugiere utilizarlos en la base, y realizar la regulación con los generadores hidroeléctricos, permitiendo si que en caso de contingencia, los generadores térmicos ayuden a controlar el ACE. De la investigación surge que un muestreo de 2 segundos es satisfactorio para operar sistemas hidrotérmicos con AGC.

Al día de hoy se siguen estudiando nuevos modelos de flujo que permitan un AGC multi-áreas que logre la cooperación entre todos los generadores participantes, implementados por separado en la sub-áreas interconectadas, de manera de controlar los flujos en las interconexiones [16, 50, 52]. En el estudio presentado en [16], tomando en cuenta que el cálculo del intercambio de potencia entre las distintas áreas deriva de los flujos de potencia activa de las líneas de interconexión, se plantea introducir los parámetros del nodo de interconexión, que representan el nivel y la asignación del desbalance de potencia. En las simulaciones realizadas en [16] se integra lo anterior en cada uno de los modelos del sistema eléctrico, mientras que las variables desconocidas del modelo son ajustadas e ingresadas mediante el método de iteración de Newton. Los casos de estudio que presentan muestran la convergencia y la eficacia del método [16].

Otras investigaciones presentan soluciones para el AGC en sistemas de potencia con generación eólica DFIG utilizando algoritmos GSA (Gravitational Search Algorithm). Con los GSA se ajustan las ganancias asociadas a la velocidad y el controlador de inclinación de los DFIG de manera de reducir el impacto en la variación de frecuencia que puede producir en la red y la falta de control de frecuencia debido a que no pueden aportar inercia al sistema [45].

Por otra parte, hay investigaciones sobre la regulación óptima con el AGC para múltiples áreas interconectadas con líneas AC/DC [16, 50, 39]. En estas investigaciones se presenta un problema actual donde cada vez más sistemas interconectados manejan las reservas de potencia conjuntas. Son sistemas cuyos mercados están integrados entre sí, y donde hay una alta penetración de generación renovable, tanto para redes con interconexiones AC como para redes con interconexiones DC (por ejemplo el sistema eléctrico conjunto de Europa occidental, o la red de transmisión de Estado Unidos). Se analizan distintas soluciones utilizando enfoques basados en algoritmos de modelo de control predictivo, presentando las ventajas y desventajas de cada uno, pero concluyendo que todos proveen un control estable, y que dependiendo de las necesidades de cada sistema debe elegirse cuál utilizar. En el estudio [39] se destaca una nota interesante, que hace referencia a la utilización de offsets de voltaje en AGC, que permiten que las reservas de potencia puedan ser compartidas a lo largo de la red de manera más eficiente, además de darle más robustez al sistema frente a perturbaciones.

Otro de los desafíos que es objeto de estudio, es cómo hacer al AGC económicamente más

eficiente. Se analizan las distintas interacciones entre el AGC y ED, utilizando ingeniería inversa, desde un punto de vista de optimización, y se propone distintos enfoques para modificar el AGC convencional de manera de mejorar su eficiencia económica, mediante por ejemplo la incorporación de ED en el AGC de forma automática y dinámica [31].

Otro objeto de estudio es la determinación de la reserva secundaria basada en la operación de AGC compatible con criterios CPS1 y CPS2, teniendo en cuenta generación convencional y generación variable [8, 58]. En [8] se presenta un enfoque para establecer un criterio estadístico para definir los requerimientos del AGC para control de frecuencia, que cumplan con el criterio CPS1. Mientras que en [58] se realizan sendas simulaciones dinámicas para determinar distintas ganancias de controladores del AGC para dos o más áreas, de manera de cumplir siempre con los criterios CPS1 y CPS2. Estos criterios se describirán más adelante en la tesis en 3.3.2.

2.4. Retos de un Centro de Control

Para entender qué hace un AGC y por qué es importante, es necesario conocer el principal reto de un Centro de Control. Este reto, cuya importancia es mayúscula, es asegurarse que, a pesar de las cambiantes condiciones del sistema de potencia, se pueda abastecer la demanda en tiempo real con calidad, operando los equipos dentro de los límites de seguridad y estar adecuadamente preparado para hacer frente a posibles contingencias que pudiesen suceder.

Para ello, entre otras tareas, se despacha la generación con el fin de preservar el balance carga-generación respetando los intercambios entre áreas, manteniendo la frecuencia dentro de los parámetros aceptados y suministrando la energía de la manera más económica posible.

En la figura 2.4 se ilustra como una balanza la interacción entre los distintos factores respecto al control de la frecuencia. De un lado de la balanza tenemos a los generadores y la importación, que suman para el ítem generación. Por otro lado tenemos a la carga, las pérdidas del sistema y las exportaciones, que suman para el ítem demanda.

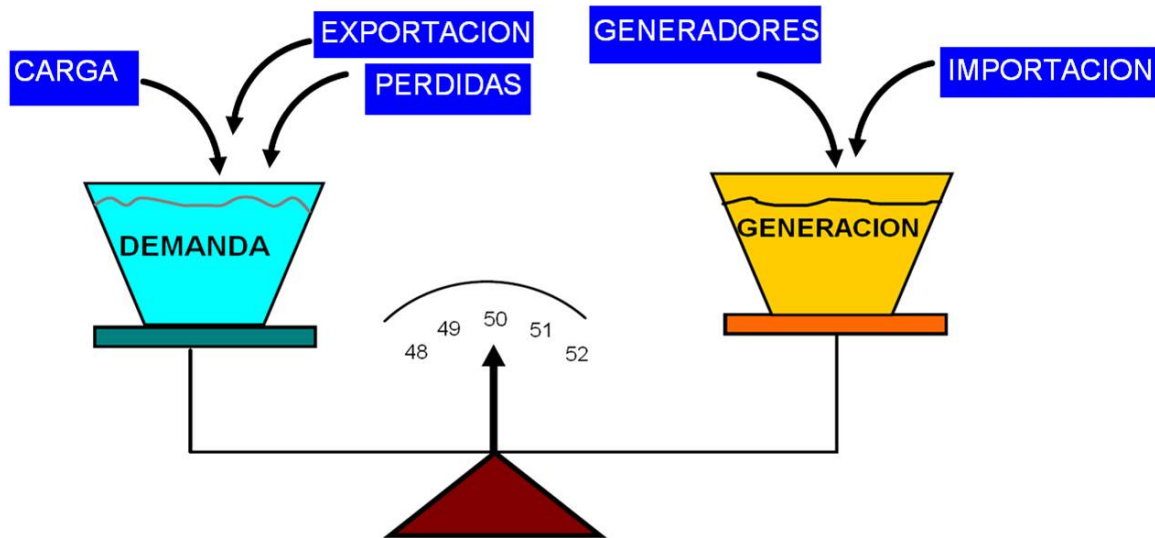


Figura 2.4: Balance del Sistema Eléctrico.

Los retos mencionados es posible cumplirlos de manera más eficiente, como se presentará en el capítulo siguiente, gracias a la utilización de un AGC.

2.5. Definición de AGC

Un AGC es un automatismo de control de la potencia generada por lo generadores. Es un lazo de control secundario que se inicia y ejecuta soportado por un SCADA en un centro de control.

En todo sistema los gobernadores de los generadores realizan un control primario utilizando como señal de referencia la variación de la frecuencia con respecto al valor nominal. Ésta variación se convierte en una respuesta del gobernador con base a la regulación propia de cada generador. La relación entre la regulación primaria y secundaria se trata más adelante en la tesis en 2.9.

Lo expresado anteriormente se representa en la figura 2.5.

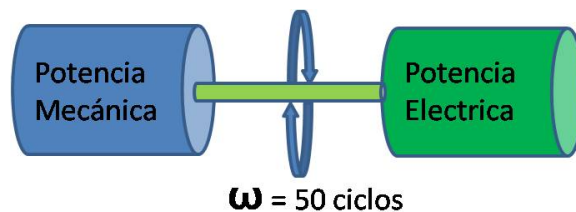


Figura 2.5: Potencia Mecánica - Potencia Eléctrica [21].

donde [13]:

$$\Delta P_m = \Delta P_{act} - \frac{1}{R} * \Delta f_{rec} \quad (2.2)$$

con:

ΔP_m es la variación de la potencia mecánica.

ΔP_{act} es la variación de la potencia eléctrica.

Δf_{rec} es la variación de la frecuencia.

$\frac{1}{R}$ es la tasa de respuesta a la variación de frecuencia.

2.6. ¿Por qué un AGC?

Para la operación satisfactoria de un sistema de potencia, la frecuencia debe permanecer casi constante. Un buen control de frecuencia garantiza la constancia de velocidad de motores síncronos y de inducción. En una red, una caída considerable en la frecuencia puede resultar en altas corrientes magnetizantes en motores de inducción y transformadores.

Las protecciones eléctricas se diseñan y calibran para actuar tomando como referencia la frecuencia nominal. Operar el sistema en valores de frecuencia distintos de la nominal distorsiona los valores de ajuste y provoca que aumenten las actuaciones indeseadas de las protecciones.

Como ya se explicó, la frecuencia de un sistema depende del balance de la potencia activa ($Generacion = Demanda + Intercambios + Perdidas$). Y como la frecuencia es un factor común a través del sistema, un cambio en la potencia activa producido en un punto es reflejado a través del sistema mediante un cambio en la frecuencia. Como hay varios generadores inyectando potencia en la red, se deben proporcionar medios para repartir los cambios en la demanda entre los distintos generadores. En la figura 2.6 se muestra de manera interactiva lo antes expresado, viendo el efecto del aumento de generación (o disminución de demanda), de la disminución de generación (o aumento en la demanda), y la situación de equilibrio.

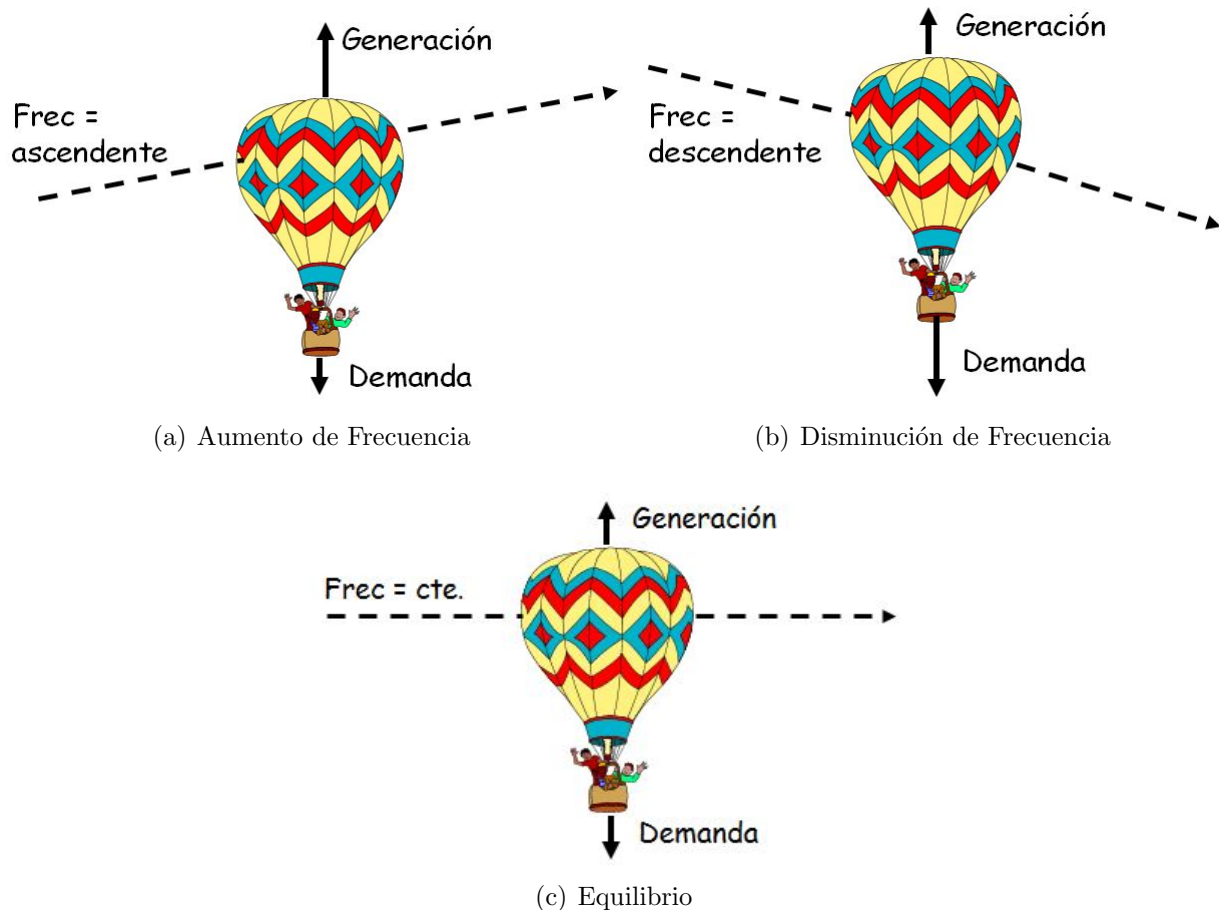


Figura 2.6: Equilibrio Generación-Carga-Frecuencia.

Un gobernador de velocidad en cada unidad de generación proporciona la función del control primario en función de diferenciales de la frecuencia nominal, mientras que el control suplementario, realizado desde el centro de control, asigna la generación deseada con el fin de corregir el Error de Control de Área (ACE). El ACE es un cálculo que se realiza a nivel del sistema con base a objetivos ampliados de control como por ejemplo mantener los intercambios.

En un sistema interconectado, como el de Uruguay, con 2 o más áreas controladas independientemente, además del control de frecuencia, es necesario controlar el intercambio programado entre las áreas en cuestión.

2.7. ¿Cuándo se requiere un AGC?

La respuesta a esta pregunta está basada en la siguiente bibliografía: [13, 21, 36, 11, 6].

Un AGC es necesario cuando se deben corregir las variaciones de la frecuencia y de intercambio programado con respecto a los valores de referencia, de manera rápida y con un mínimo de oscilaciones, con el propósito de asegurar la calidad de servicio.

Para el caso en que se requiere mantener intercambios programados netos con áreas externas, el AGC refuerza la seguridad operativa del sistema eléctrico, ya que permite una respuesta rápida ante eventos en la red, manteniendo de la mejor manera posible los acuerdos de compra

y venta de energía con otras áreas.

Por otra parte un AGC es necesario también cuando se requiere despachar de manera económica los generadores térmicos y asegurarse que se sigue el plan de producción hidroeléctrica, para realizar despachos optimizados de cortísimo plazo. En definitiva, si se quieren minimizar los costos de producción en la fase de tiempo real donde se atienden al momento las desviaciones con respecto a la planificación horaria y cabe realizar una re-optimización del despacho de la generación.

Como se menciona en la introducción, a medida que se incorpora generación renovable no convencional, como por ejemplo generación eólica y solar, se producen mayores desvíos, ya que esta generación no es controlable y depende fuertemente de las variables meteorológicas y estacionales (hora de salida y puesta del sol, viento, nubosidad, etc).

También es necesario si se quiere monitorear los distintos tipos de reserva, determinar los costos de producción total y/o calcular los consumos de combustibles por cada tipo de generador, de manera de optimizar los recursos.

Contar con un AGC permite gestionar interconexiones e intercambios, realizar el despacho económico de los generadores, aumentar la seguridad operativa manejando reserva, el despacho frente a emergencias y la posibilidad de manejar islas.

2.8. Funcionamiento del AGC

Con la acción del control de velocidad primario, un cambio en la carga del sistema eléctrico resulta en un desvío estable de la frecuencia, que dependiendo de las características del gobernador y la sensibilidad de la carga a las variaciones de frecuencia ajusta la potencia de salida. Todas las unidades contribuyen a los cambios globales de generación, independientemente de la ubicación de la carga ya que la frecuencia, que está desviada de su valor nominal, es la misma en toda la red. Este control primario tiende a ser oscilatorio y de amortiguación lenta. Además, por la presencia de bandas muertas ², no permite la recuperación de la frecuencia nominal.

Por tal motivo, la recuperación de la frecuencia a su valor nominal requiere de una acción de un control suplementario llamado control secundario de frecuencia. Este control es asignado a distintas unidades en la red, las cuales deben tener suficiente margen como para realizar cambios en su potencia de salida de manera de realizar el control deseado. Este servicio de regulación, dependiendo de las reglamentaciones de cada país, puede ser remunerado.

La carga está continuamente cambiando, por lo tanto, la frecuencia está variando continuamente. Como se expresó en los capítulos anteriores, debido a esto, la utilización de un AGC permite realizar el seguimiento de la demanda (balance generación-demanda), ajustando la frecuencia a su valor nominal y el intercambio con otras áreas al valor programado. Un objetivo originalmente secundario, pero cada vez más importante, es distribuir la generación necesaria para cubrir los desvíos entre las unidades, por medio de la aplicación de un algoritmo de despacho económico, de manera de minimizar los costos operacionales.

²Las bandas muertas son rangos de potencia cercanos al punto de operación de la máquina, en donde el generador no mueve su potencia si es consignado a un valor de potencia dentro del rango.

En un sistema aislado, el control del intercambio no es un problema a atender. En este caso, la función del AGC es únicamente restablecer la frecuencia a un valor nominal especificado. Como se expresó anteriormente, el control que realiza el AGC es el control secundario de frecuencia, que suplementa al control primario que realizan de forma autónoma los generadores, reduciendo los tiempos en que el sistema corrige el desvío de frecuencia, llegando a alcanzar el valor nominal de frecuencia.

Para el caso de un sistema interconectado, el AGC puede controlar el intercambio entre áreas al valor programado, la frecuencia en su valor nominal o ambas cosas. Idealmente el control realizado debería corregir únicamente cambios en el área que está controlando, pero como el sistema está interconectado, estaría controlando el desvío de frecuencia del sistema completo. Para que esto no ocurra se define un bias de frecuencia (β), que le asigna un peso a cada área, en función de su carga y su generación, de manera que cada área corrija únicamente una porción del desvío.³

La señal de control es conocida como error de control de área (ACE), y se calcula dependiendo del modo de control elegido. Esto se presenta en el capítulo 3 3.1. Pero en la generalidad podemos decir que:

$$ACE = \Delta P + \beta * \Delta f \quad (2.3)$$

donde:

ΔP = Desvío en el Intercambio (MW)

β = Bias de Frecuencia (MW/0.1Hz)

Δf = Desvío en la Frecuencia (Hz)

El ACE representa el cambio de generación requerido en el área, y su unidad es MW. Para el caso de Uruguay se definió este β realizando una estimación en función de datos históricos del comportamiento del sistema frente a una gran contingencia, con gran pérdida de generación o carga.

En condiciones normales, con cada área capaz de cumplir sus obligaciones de control, la acción correctiva del AGC se limita al área donde se produce el déficit o el exceso de generación. Las transferencias de energía entre áreas se mantienen en niveles programados y la frecuencia del sistema se mantiene constante. En la figura 2.7 se representa un esquema de intercambio entre dos áreas, el sistema 1 en verde y el sistema 2 en verde claro con una línea de intercambio entre ambos sistemas. Se puede apreciar que dentro de cada sistema hay definidos generadores y cargas, y en el sistema 1 hay presente una interconexión DC con otra área.

³para más información sobre la elección de β referirse a 7.1.

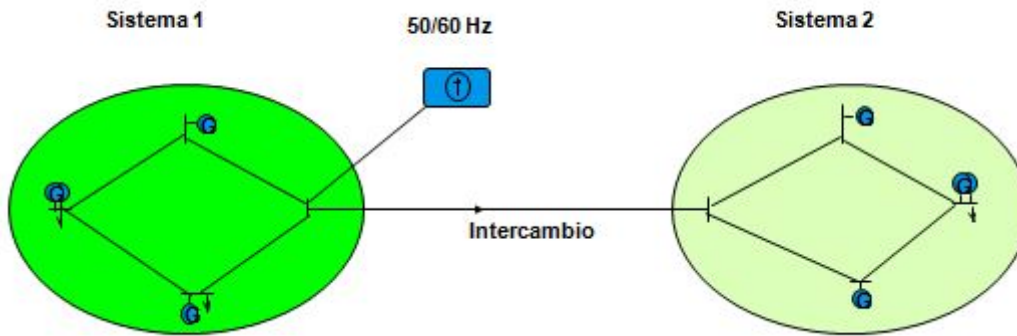


Figura 2.7: Esquema de Intercambio.

En condiciones anormales, una o más áreas pueden ser incapaces de corregir el desbalance de generación-carga debido a una reserva insuficiente de generación en el AGC. En este caso, otras áreas ayudan a corregir el desbalance, permitiendo que el valor de intercambio controlado se desvíe del programado, y permitiendo que la frecuencia del sistema se desvíe del valor pre-contingencia. Cada área participa de la regulación de frecuencia en proporción de su capacidad de regulación disponible en relación con la capacidad de regulación de todo el sistema en su conjunto. Ésto está representado en la figura 2.8:

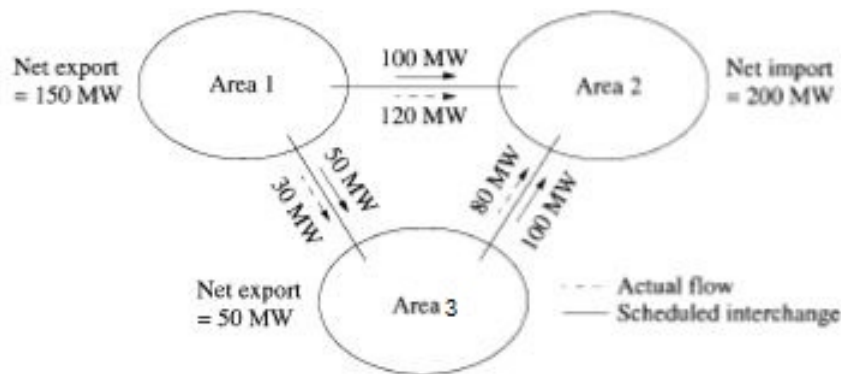


Figura 2.8: Inter-Area [29].

En la figura 2.8 de [29] se pueden ver tres áreas y las interconexiones entre ellas. Se presenta a modo de ejemplo, sobre cada línea de interconexión el flujo actual (Actual flow) y el intercambio programado (Scheduled Interchange). Y al lado de cada área se encuentra la exportación o importación total de esa área. En este caso el sistema conjunto está equilibrado, pero los intercambios entre áreas están desviados de lo programado debido a alguna contingencia que ocurrió en el sistema. A medida que en las distintas áreas se reponga la carga cortada o se aumente generación, el AGC irá ajustando las interconexiones entre áreas, de manera de cumplir los intercambios deseados.

2.9. Relación entre Regulación Primaria y Secundaria

La regulación primaria o respuesta de estado de un generador determina una variación de potencia de salida en función inversa a la variación de la frecuencia con respecto a la nominal.

Ésta está limitada a los extremos de apertura y cierre de las admisiones de combustible del gobernador considerando una banda muerta que está asociada a la variación de frecuencia por debajo de la cual no cambia la potencia generada de la unidad.

La regulación primaria por sí misma no es capaz de restituir la frecuencia al valor nominal, salvo en condiciones de cero estatismo, en cuyo caso para evitar oscilaciones solo se deben contar con un generador a la vez para realizar esta tarea. En este tipo de regulación, el mantenimiento de los niveles de reserva de regulación adecuados se dificulta y en la práctica se traduce en pobres indicadores de desempeño en frecuencia. Adicionalmente, a medida que los sistemas eléctricos se hacen más complejos en recursos para la generación y se incorporan recursos no regulables, deja de ser adecuada para el seguimiento de la demanda y puede traer consigo largos períodos de amortiguamiento hasta que la frecuencia retorne al valor nominal.

La regulación primaria es un recurso imprescindible, pero en sistemas de complejidad creciente, en donde se busca maximizar la explotación de los recursos disponibles sin sacrificar seguridad y calidad, debe complementarse con una regulación secundaria que es provista por el AGC. Por medio del AGC se supervisa de manera simultánea todos los recursos de generación y sus capacidades, tomando decisiones sobre las variaciones de la potencia de salida necesarias para restablecer la frecuencia al valor nominal en el menor tiempo posible, controlar intercambios programados y seguir las variaciones de la demanda de forma tal que el desempeño en frecuencia sea el adecuado.

Otro beneficio directo del control secundario que realiza el AGC es la prestación de este servicio al mínimo costo para el sistema ya que sin sacrificarse la prioridad que tiene la regulación, en los períodos donde el ACE se encuentra en la banda de control permisivo ⁴, se despacha de manera económica la potencia generada por las unidades bajo control del AGC.

En definitiva, la regulación primaria y la secundaria participan permanentemente en el logro del correcto balance de carga-generación.

2.10. Frecuencia de Ejecución

La estabilidad de un sistema AGC y su capacidad para reaccionar a los cambios de consignas están condicionadas por los retardos de los datos de entrada en la transmisión de sus señales de control y en la ejecución del control en las plantas. En la figura 2.9 se muestra un ciclo genérico de funcionamiento.

⁴Se define en el capítulo 3.1



Figura 2.9: Ciclo Genérico 4 segundos.

La experiencia muestra que la ejecución del AGC debe realizarse una vez cada 2 a 4 segundos para que su desempeño sea adecuado. Esto implica que el ACE es determinado y las señales de control de subir/bajar generación son re-calculadas cada 2 a 4 segundos, siendo las señales de control enviadas a las plantas con una periodicidad que toma en cuenta las restricciones operacionales de la planta [38].

Es importante aclarar que las acciones de monitoreo (lectura de los datos desde la base de datos de tiempo real) y evaluación (cálculo del ACE, UCE, alarmas y pruebas de seguimiento, etc) se realizan con esta periodicidad, pero que los comandos o consignas de cambio de potencia de salida solo se emiten en los ciclos preestablecidos considerando los parámetros de sintonización definidos, donde se especifican entre otros: tiempos hasta el primer comando, tiempos entre comandos, tiempos entre inversiones de sentido de la potencia, consignas de reintento frente a no respuesta, cambios de modo de control a unidades que no responden, etc.

Como ya se expresó anteriormente, el AGC como aplicación no realiza funciones de adquisición de datos propiamente dicho. Para ello se apoya en el sistema SCADA y accede a la base de datos de tiempo real que actualiza este último. De igual manera, cuando se envían comandos de regulación (consignas o pulsos), la ejecución se realiza a través del SCADA, y es éste quien realiza todas las acciones de control en función del protocolo de intercambio de datos y controles pre-definidos.

El requerimiento de frecuencia de actualización de las variables con las que realiza el control secundario, para el monitoreo que realiza el AGC, debe ser de 4 segundos máximo, debido a requerimientos de los sistemas AGC para realizar los cálculos correctamente. El requerimiento en cuanto a tiempos de control puede variar entre 8 y 10 segundos. Éste es el tiempo desde el momento que el AGC hace a petición de regulación (subir-bajar) en forma de consigna o pulso y que ésta llega al controlador de la unidad. En cambio para garantizar un adecuado desempeño de la respuesta de las unidades a los comandos del AGC, el tiempo desde que se emite la señal desde el módulo AGC al sistema de control, hasta que en el módulo AGC comienza a observarse la variación de potencia a la salida del generador no debería superar los 20 segundos, de manera de no afectar la estabilidad del sistema eléctrico [7, 6, 13, 40].

3 | Fundamentos del AGC

3.1. Funcionalidades del AGC

El AGC dentro de sus funcionalidades contiene las siguientes propiedades[37, 21, 13, 36]:

- Busca y filtra datos telemididos crudos de la base de datos de tiempo real del SCADA.
- Calcula el ACE y realiza pruebas de desempeño en el cumplimiento del control según normas NERC.¹
- Calcula la potencia deseada de las unidades que controla según el esquema de control utilizado 3.3
- Corrección y cálculo del intercambio basado en modificaciones programadas del intercambio entre áreas, cargas conformes o movimientos en la potencia de generadores que no están bajo el control del AGC.
- Para los generadores chequea límites operacionales, de regulación y desvíos de frecuencia para tomar las acciones sobre la potencia a consignar, de manera de minimizar el desgaste excesivo de las unidades.
- Calcula la generación deseada de las unidades controladas y determina ya sea el pulso o la consigna requerida a enviar.
- Permite realizar el arranque y parada de unidades en forma remota.
- Para tener mejor precisión en las medidas de generación, intercambio, frecuencia y error de tiempo, el AGC realiza la captura de los datos en cada ciclo de ejecución (cada 2 o 4 segundos según se configure).

El AGC ejecuta comandos de control para todas las unidades de generación que están bajo control remoto, de acuerdo con los niveles de generación deseados, previamente calculados. La generación deseada para cada unidad, es determinada de manera que el Control de Error de Área (ACE) y el costo total de la generación sea minimizado.

Para cada unidad bajo control del AGC, el valor calculado de la potencia deseada es comparado con el valor actual de generación, formando de esa manera un error de control de unidad (UCE).

Las acciones de control son determinadas, para cada área de control, desde el Centro de Control. La información referida a los flujos por las interconexiones, la frecuencia del sistema, y la carga de los generadores es telemidida desde el Centro de Control, desde donde las acciones de control son calculadas y enviadas mediante el SCADA a las plantas o los generadores. Las acciones de control son enviadas por los mismos canales de comunicación por los que se reportan los datos de las plantas, como son las rampas de subida y bajada de generación, los límites operacionales y la potencia activa inyectada.

¹Las normas NERC son reconocidas internacionalmente por haber dictado pautas en cuanto a indicadores de desempeño del AGC y las normas de seguridad cibernéticas que se conocen cómo las NERC CIP. Aunque se originan en una entidad dedicada a la confiabilidad de los sistemas eléctricos de los EEUU su aplicación se ha adoptado en muchos países por la sencillez y objetividad en valorar el desempeño en frecuencia.

3.2. Filtrado del ACE

El cálculo de la generación deseada es precedido por el cálculo del ACE filtrado (FACE).

A menudo el valor crudo calculado del ACE (Raw ACE) muestra variaciones en el corto tiempo. Aunque la magnitud del ACE puede instantáneamente ser significativa, la acción de control sería ineficaz si la duración de tal excursión fuera pequeña. Por lo tanto, se utiliza un filtro para minimizar el desgaste indebido en el mecanismo de cambio de velocidad del gobernador de las unidades durante el control.

En la figura 3.1 se resumen las acciones del filtrado del ACE que serán explicadas a continuación:

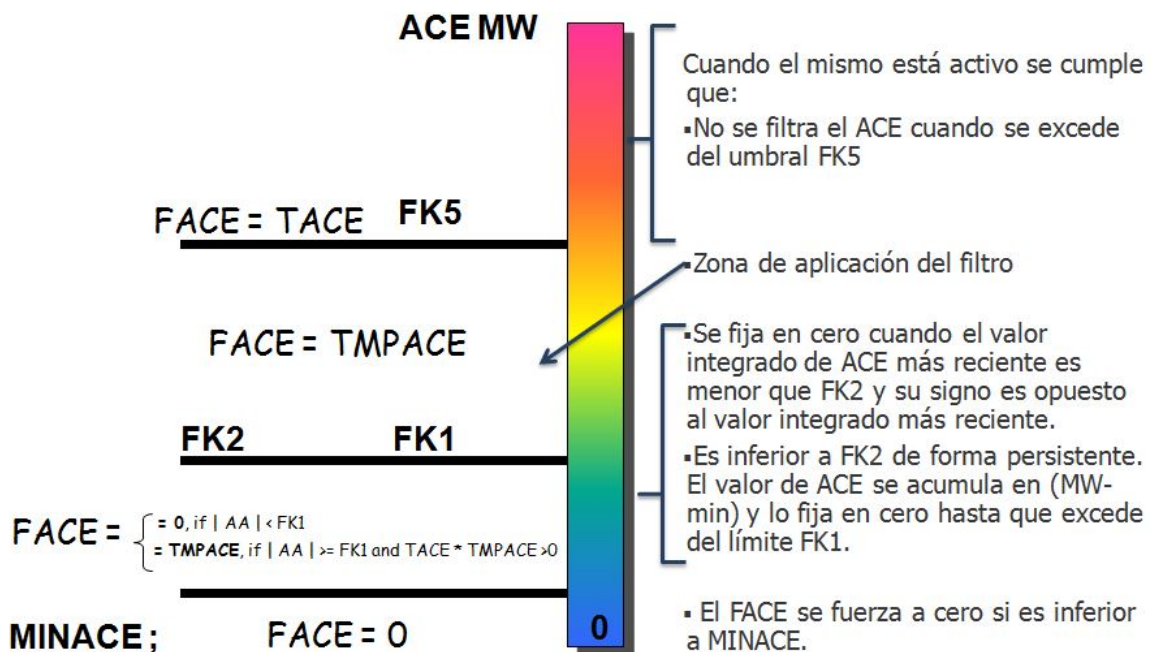


Figura 3.1: Diagrama de Aplicación del FACE

Donde:

- FACE* es el ACE filtrado
- TACE* es el valor del ACE crudo
- TMPACE* es el ACE filtrado temporal
- MINACE* es el umbral mínimo de ACE
- FK1* es el límite mínimo de control integrado
- FK2* es el límite mínimo para el filtrado
- FK5* es el límite máximo para el filtrado
- K1* es el límite de asistencia de emergencia
- K2* es límite de ACE excesivo
- K5* es el límite de control habilitado

Para minimizar el desgaste indebido de las máquinas, la lógica del filtro ignora los pequeños valores instantáneos de ACE, que son tratados como un componente de ruido. Por otro lado,

provee una corrección integral con un control proporcional, de manera que el control de generación responda a desvíos pequeños pero persistentes.

Para ello, continuamente calcula un ACE filtrado temporal (TMPACE) y un ACE acumulado (AA), para luego determinar el valor del FACE de acuerdo a la siguiente lógica [12, 21, 46]:

- Cuando el valor del ACE crudo es mayor que un umbral ajustable FK5 (umbral para reemplazar el filtro del ACE), se considera como una señal real de una perturbación significativa del sistema eléctrico. En este caso el FACE es el ACE crudo, y el AA es cero.
- Cuando el valor del ACE crudo es mayor que un umbral ajustable FK2 (umbral mínimo para filtrar el ACE), el FACE es igual al TMPACE y el AA es cero.
- Cuando el valor ACE crudo es menor que el umbral FK2: Si el valor del AA es menor que un umbral ajustable FK1 (indica un pequeño cambio instantáneo del ACE), el FACE es cero, y se mantiene el AA. Si el valor AA es mayor que FK1, y el TMPACE y el ACE crudo tienen el mismo signo (indicando un valor pequeño pero persistente de ACE en la misma dirección), el FACE es igual al TMPACE.

Esto se muestra en las figuras 3.2 y 3.3.



Figura 3.2: Lógica de Filtrado del ACE

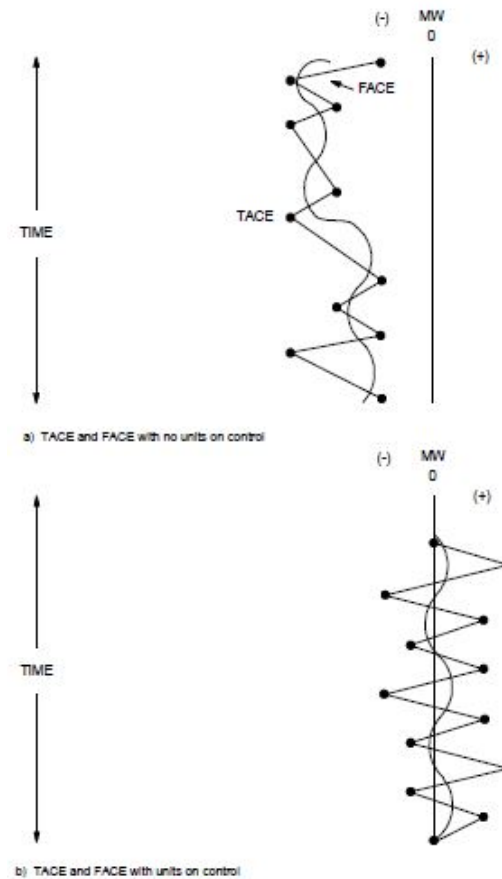


Figura 3.3: Filtrado del ACE [12]

En la figura 3.3 en el apartado a) se puede ver que cuando no se tienen unidades en control se está desviado del valor de control (0 MW), mientras que en el apartado b) se puede ver que al tener unidades en control, la variación se produce alrededor del valor de control (0 MW).

La utilización del filtrado del ACE permite [12]:

- Evitar el gasto excesivo por el uso del mecanismo variador de velocidad del gobernador de los generadores.
- Minimizar el estrés térmico en las calderas y turbinas.
- Eliminar el componente de ruido asociado al ACE.
- Asegurar que habrá respuesta a cambios menores pero persistentes de ACE.

El filtro del ACE tiene dos componentes, el promedio móvil de ponderación similar y el promedio móvil exponencial[46, 38]:

$$ACE_{filtered} = (G_{avg} * \Sigma \frac{ACE}{N}) + (G_{exp} * ACE * (1 - e^{-t/\tau})) \quad (3.1)$$

donde:

G_{avg} Ganancia promedio móvil de ponderación similar

G_{exp} Ganancia promedio móvil exponencial

τ Filtro de tiempo de promedio exponencial (s)

N Número de muestras que participan en el promedio móvil

En la figura 3.4 se muestran 3 ejemplos de filtros de ACE ajustados mediante la sintonización y el ACE crudo (Raw ACE):

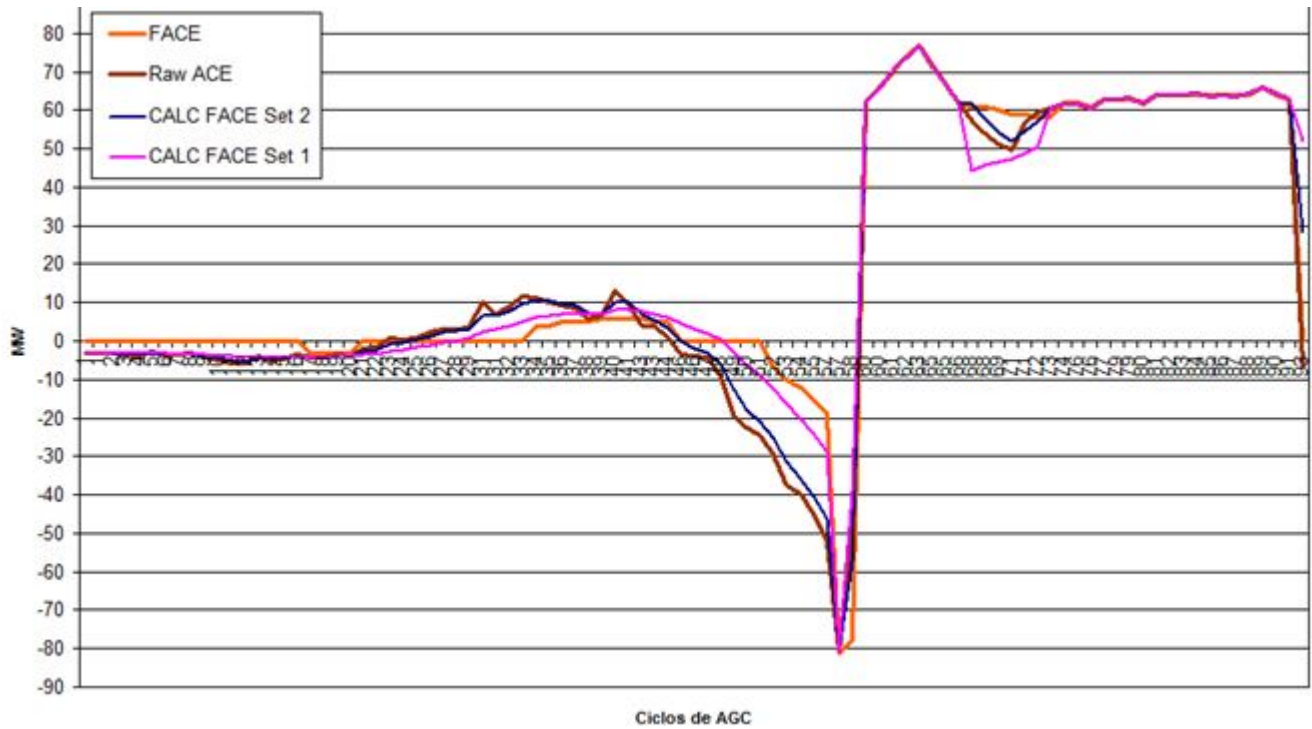


Figura 3.4: Ejemplo de Ajustes de FACE

En color marrón se puede ver el ACE crudo, mientras que en color anaranjado se ve el FACE sin ajustes en la sintonización:

- EWMANP = 10
- XWMATC = 20
- DELT = 4
- AGEGN1 = 0.6
- AGEGN2 = 0.4

La gráfica en rosado tiene ajustados los siguientes parámetros:

- EWMANP = 10
- XWMATC = 25
- DELT = 4
- AGEGN1 = 0.6
- AGEGN2 = 0.4

Mientras que la gráfica en azul tiene ajustados los siguiente parámetros:

- EWMANP = 6

- $XWMATC = 8$
- $DELT = 4$
- $AGEGN1 = 0.8$
- $AGEGN2 = 0.2$

Donde:

$EWMANP$ es la número predeterminado de valores del ACE de muestra que se utilizan para calcular los valores promedio del ACE. Se utiliza para calcular el valor promedio móvil de los últimos valores del ACE (EWMACE), que se actualiza cada nuevo ciclo de AGC.

$XWMATC$ Es una constante de tiempo utilizada para calcular el peso que se le da a los valores anteriores del ACE (XWMACE).

$DELT$ es el tiempo entre ciclos del AGC.

$AGEGN1$ es una constante de ganancia para el EWMACE.

$AGEGN2$ es una constante de ganancia para el XWMACE.

3.3. Enfoques de Control

En la literatura se pueden encontrar principalmente dos enfoques para el control de la generación a través de un AGC [35, 21, 37]:

- Control Tradicional de AGC
- Control predictivo de corto plazo según estándares de control NERC (STCPS)

En general en el mercado se encuentran AGC que solo soportan el Control Tradicional. Otros permiten optar por el Control Predictivo, siendo utilizado principalmente en países (por ejemplo: Estados Unidos de América) donde el Coordinador Regional de Generación (ente que administra el comportamiento de varias áreas de control) impone exigencias, tanto en cuanto al control de frecuencia (CPS1 3.8), como sobre el control de intercambios (CPS2 3.10).

3.3.1. Control Tradicional

El objetivo principal en el control tradicional es controlar la señal del ACE filtrado, el cual es calculado según el método seleccionado por el operador [36, 13]:

- Intercambio Constante (CNI)
- Frecuencia Constante (CF)
- Intercambio y Frecuencia constantes - Tie-line Bias (TLB)
- Intercambio, frecuencia y error de tiempo constantes - Tie-line Time Bias (TLTB)
- Frecuencia Constante y Control de tiempo (CFT)
- Producción de Potencia constante (CPP)

Intercambio Constante - CNI

El AGC controla la generación para mantener el intercambio entre áreas en el valor programado. La fórmula del control que realiza es:

$$ACE_{CNI} = I_a - (I_s + I_{ic} + I_{ds}) + I_{me} \quad (3.2)$$

donde:

- I_a = Intercambio Actual (MW)
- I_s = Intercambio Programado (MW)
- I_{ic} = Intercambio Inadvertido (MW)
- I_{ds} = Intercambio Dinámico Neto (MW)
- I_{me} = Ajuste por error de medición (MW)

El control CNI es utilizado cuando se quiere únicamente controlar el intercambio entre áreas, no toma en cuenta la variación necesaria por el desvío de frecuencia.

Frecuencia Constante - CF

El AGC controla la generación para mantener la frecuencia del sistema en el valor programado. La fórmula del control que realiza es:

$$ACE_{CF} = -10 * B_f * (f_a - f_s) \quad (3.3)$$

donde:

- B_f = Bias de Potencia/Frecuencia (MW/0.1Hz)
- f_a = Frecuencia Actual (Hz)
- f_s = Frecuencia Programada (Hz)

El control CF es utilizado cuando únicamente se quiere realizar el control secundario de frecuencia en la red. Este modo no toma en cuenta el desvío en los intercambios con otras áreas.

Tie Line Bias - TLB

Este método es una combinación de los dos métodos anteriores. El AGC controla la generación para mantener tanto el intercambio entre áreas como la frecuencia del sistema en los valores programados. La fórmula del control que realiza es:

$$ACE_{TLB} = ACE_{CNI} + ACE_{CF} \quad (3.4)$$

donde:

- ACE_{CNI} = Resultado de la fórmula 3.2.
- ACE_{CF} = Resultado de la fórmula 3.3.

El modo TLB es el más utilizado en la industria, dado su beneficio de doble control potencia/frecuencia.

Es posible que mediante acuerdos se establezca algún tipo de ponderación entre áreas de control. Esto se conoce como constante de ganancia del AGC y determina qué % del ACE total corrige cada área de control.

Tie Line Time Bias - TLTB

Este método es una combinación del método TLB introduciendo la corrección de tiempo del sistema. La corrección de tiempo es el error a corregir cuando para la medición de la hora oficial se utiliza la frecuencia de la red. El AGC controla la generación, para mantener el intercambio entre áreas, la frecuencia del sistema y el tiempo del sistema en los valores programados. La fórmula del control que realiza es:

$$ACE_{TLTB} = ACE_{TLB} + 10 * B_t * D_t \quad (3.5)$$

donde:

ACE_{TLB} Resultado de la fórmula 3.4.

B_t = Bias de Potencia/tiempo (MW/0.1s).

D_t = Error horario actual (s).

La corrección del error de tiempo es poco común entre la mayoría de los AGC implementados a nivel mundial. Por lo tanto este modo pocas veces es utilizado.

Frecuencia Constante y Control de tiempo - CFT

El AGC controla la generación para mantener la frecuencia del sistema y el tiempo del sistema en los valores programados. La fórmula del control que realiza es:

$$ACE_{CFT} = ACE_{CF} + 10 * B_t * D_t \quad (3.6)$$

donde:

ACE_{CF} Resultado de la fórmula 3.3.

B_t = Bias de Potencia/tiempo (MW/0.1s)

D_t = Error horario actual (s)

El control CFT, a diferencia del TLTB, no toma en cuenta el desvío en los intercambios con otras áreas. Y como se expreso anteriormente, la corrección del error de tiempo es poco común entre la mayoría de los AGC implementados a nivel mundial. Por lo tanto este modo también pocas veces es utilizado.

Producción de Potencia constante - CPP

El AGC controla la generación para mantener el precio de producción de generación en el área en el valor programado. La fórmula del control que realiza es:

$$ACE_{CPP} = P_a - P_s + P_o \quad (3.7)$$

donde:

P_a = Producción de potencia actual (MW)

P_s = Producción de potencia programada (MW)

P_o = Sesgo forzado de producción de potencia (MW)

El modo CPP es utilizado exclusivamente para controlar el precio de producción, no tiene en cuenta los desvíos básicos que generalmente el AGC controla (desvío de frecuencia y desvío en intercambios). La inclusión de este modo es un ejemplo de la evolución del paradigma de control del AGC expresado en ??ResHist).

Control Selectivo

Dentro del control tradicional se encuentra el control selectivo, que permite una respuesta más fina de control del ACE cuando el mismo es pequeño. Si está habilitado, al detectar un valor de ACE reducido, el AGC selecciona una unidad para el control selectivo con base a criterios, y le asigna toda la regulación de potencia requerida para hacer el ACE igual a cero.

Esta unidad debe estar en modo AUTO 3.4 y pasar las siguientes pruebas [21, 12]:

- Estar generando dentro de sus límites de regulación.
- Estar en modo seguimiento (tracking).
- Ser la unidad con el mayor factor de regulación definido.

A esta unidad se le asigna la totalidad del ACE para su corrección en ese ciclo de AGC.

3.3.2. Control Predictivo

La lógica del control predictivo se basa en la interacción de una serie de límites operacionales definidos según las normas NERC (CPS). A continuación se describen éstos límites y su evaluación. Luego de definirlo se explica la interacción entre ellos para llevar a cabo el control predictivo.

NERC Control Performance Standard (CPS)

Los CPS establecen límites estadísticos para las magnitudes de ACE, que ayudan a mantener una frecuencia promedio que está estadísticamente cercana al valor programado (50Hz en el caso de Uruguay). Cada área de control monitorea el desempeño del control contra dos índices, CPS1 y CPS2. Los mismos definen el CPS y aplican para cualquier condición de la red, ya sea normal o en contingencia. Dado un mes cualquiera, para un CPS válido, se chequea que CPS1, en una ventana móvil de 12 meses, y CPS2, en una ventana mensual, cumplan las siguientes reglas [24]:

Aprueba si: $CPS1 \geq 100\%$ y $CPS2 \geq 90\%$

Falla si: $CPS1 < 100\%$ y $CPS2 < 90\%$

Control Performance Standard 1 (CPS1): Por definición, CPS1 es una medida estadística de la variabilidad del ACE y su relación con el error de frecuencia. Esta medida es contabilizada durante un período móvil de 12 meses, donde el factor de cumplimiento debe ser menor o igual que el límite de frecuencia objetivo promedio en un minuto reloj (ε_1). El valor de este límite de frecuencia es calculado estadísticamente para cada interconexión con otra área.

El factor de cumplimiento mencionado anteriormente es definido como el ACE en un minuto reloj, dividido diez veces el bias de frecuencia para el área de control, multiplicada por la desviación de frecuencia media en un minuto reloj. Esto es expresado en la ecuación 3.8.

$$AVG \left[\left\{ \frac{ACE_i}{-10B_i} \right\} \cdot \Delta F_i \right] \leq \{\varepsilon_1\}^2 \quad (3.8)$$

El porcentaje de cumplimiento mínimo para CPS1 contabilizado en el periodo móvil de 12 meses ($CPS1_{porc}$) es de 100% [35, 21, 24]. La ecuación 3.9 muestra el cálculo de $CPS1_{porc}$ y el

criterio de cumplimiento.

$$CPS1_{porc} = \left(2 - \frac{AVG \left[\left\{ \frac{ACE_i}{-10B_i} \right\} \cdot \Delta F_i \right]}{\varepsilon 1^2} \right) \cdot 100 \quad (3.9)$$

En la figura 3.5 se representa lo expresado anteriormente:

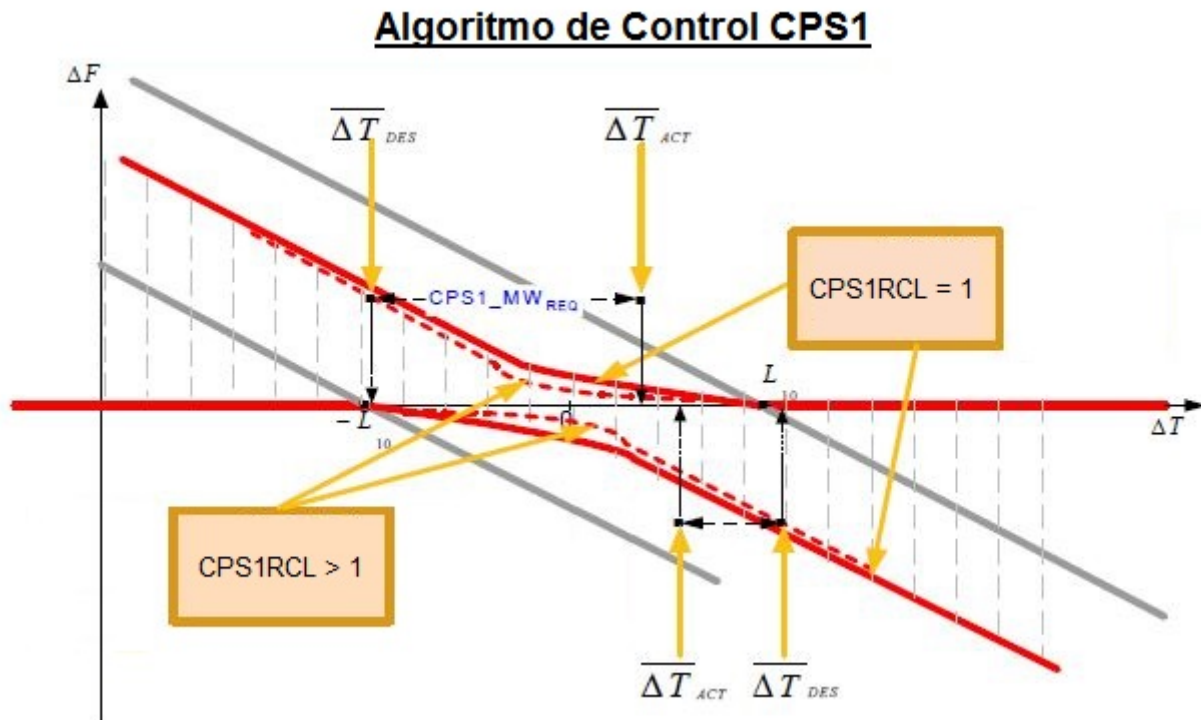


Figura 3.5: CPS1. Basado en [21].

Se aprecia el área donde se cumple el criterio CPS1, delimitada por las dos líneas rojas, donde ΔF_i es el promedio móvil de 1 minuto del error de frecuencia y ΔT_i es el promedio móvil de 1 minuto del error de intercambio. El parámetro $CPS1_{RCL}$ se configura de acuerdo a qué tan cerca de la frontera de CPS1 debe estar el valor promedio del ACE en la ventana de 1 minuto actual, para que el control CPS1 se inicie. El efecto de $CPS1_{RCL}$ se muestra en la línea roja punteada. El algoritmo de control CPS1 calcula el requerimiento de potencia deseado ($CPS1_{MW_{Req}}$) para que el sistema se encuentre dentro del porcentaje deseado. Esto es calculado como la diferencia entre el valor deseado de error de intercambio (ΔT_{des}) y el promedio de 1 minuto del error de intercambio actual (ΔT_{ACT}), asumiendo que la frecuencia no es afectada por el control CPS1.

En la figura 3.5 también se puede ver dos líneas grises, que representan el criterio CPS2 que se define a continuación.

Control Performance Standard 2 (CPS2): El índice CPS2 es una medida estadística diseñada para limitar los flujos no programados de potencia por la red, que son inaceptablemente elevados. Por definición, CPS2 mide el ACE promedio de 10 minutos reloj (ACE_{10min}) durante un período de un mes, y determina el porcentaje donde el valor del ACE fue menor

que el límite estadístico calculado (L_{10}). Esto se representa en la ecuación 3.10.

$$|ACE_{10min}| \leq L_{10} \quad (3.10)$$

El ACE promedio de 10 minutos reloj es válido sí y solo sí las medidas de frecuencia, intercambio y del programa dinámico son todas válidas durante al menos 5 minutos reloj continuos, durante ese período de 10 minutos reloj. El cumplimiento mínimo para CPS2 es 90 % [35, 21, 24].

En la figura 3.6 se representa lo expresado anteriormente:

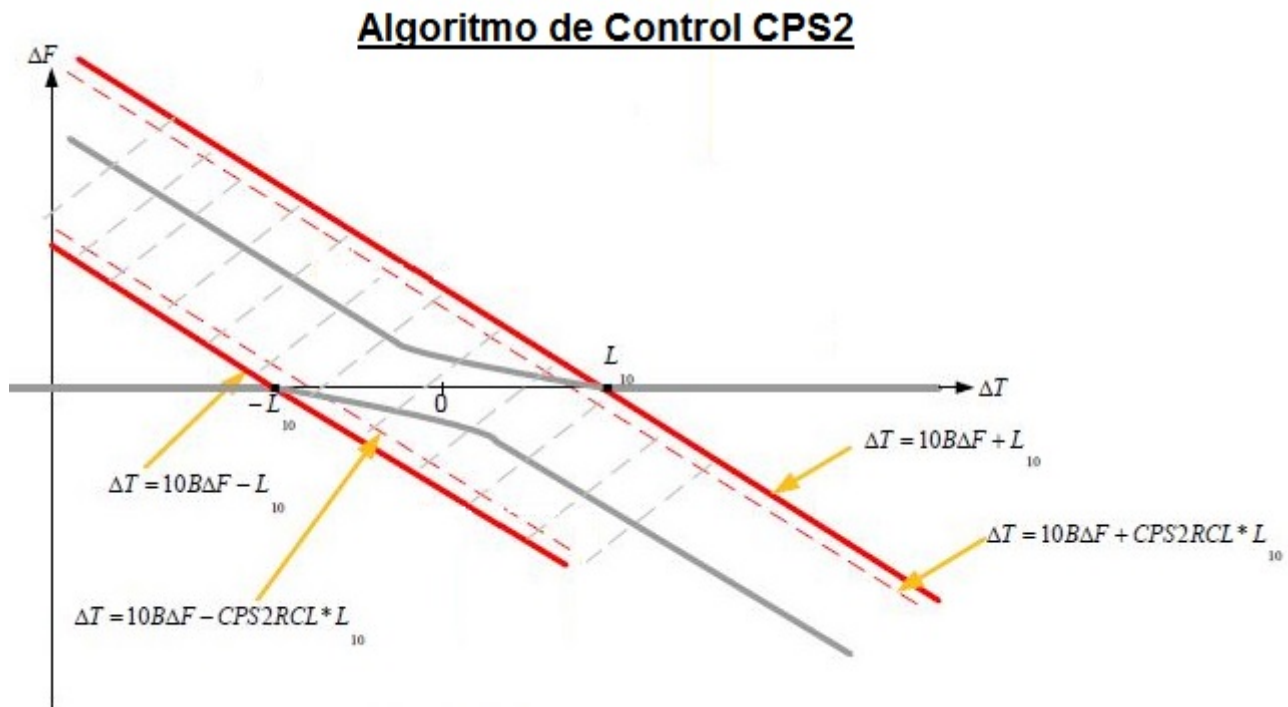


Figura 3.6: CPS2 - Basado en [21].

Se aprecia el área donde se cumple el criterio CPS2, delimitada por las dos líneas rojas. El parámetro $CPS2_{RCL}$ se configura de acuerdo a qué tan cerca de la frontera de CPS2 debe estar el valor promedio del ACE en la ventana de 10 minutos, para que el control CPS2 se inicie. El efecto de $CPS2_{RCL}$ se muestra en la línea roja punteada. El algoritmo de control CPS2 calcula el ACE deseado para el resto de la ventana actual de 10 minutos reloj, de manera que el valor absoluto de ACE promedio de 10 minutos para la ventana sea $CPS2_{RCL} * L_{10}$. En la figura también se puede ver dos líneas grises, que representan el criterio CPS1 definido anteriormente.

Lógica del Control Predictivo

La lógica del control de predictivo de corto plazo (STCPS) toma la porción del requerimiento de potencia que es calculado, basado en un región permisiva de operación que incluye términos del error de frecuencia del sistema y del error de intercambio. Esta región es definida como la intersección de los límites operacionales CPS1 y CPS2, llamada *Green Zone* - zona donde se cumplen tanto el criterio CPS1 como el CPS2. Esto está representado en la figura 3.7.

La primera prioridad es mantener el ACE promedio de 10 minutos dentro de los límites definidos por CPS2, luego, mantener el ACE promedio durante 1 minuto dentro de los límites CPS1 [37].

La lógica CPS verifica si es necesario asignar el intercambio inadvertido acumulado al objetivo especificado por el operador (unilateral payback control (PYBK)). Si no, verifica que el ACE promedio durante 1 minuto no se sale de la Green Zone (GNZN control) [35, 58].

Los componentes de la lógica de AGC de control predictivo son calculados en base a los tiempos de control CPS. Estos son:

- Cambios en programas de intercambio.
- Cambios en el pronóstico de demanda.
- Cambios en la potencia de las unidades de generación que no están bajo el control de AGC.

Es común que aquellos AGC que utilizan la lógica de predicción, incluyan una alarma (MW short-fall warning) para el caso de que la previsión de disponibilidad de potencia para subir o bajar generación sea menor que la potencia requerida en la ventana de tiempo analizada [36].

La figura 3.7 representa la *Green Zone* (GZN). Como se expresó anteriormente, la GZN es la zona donde se cumplen tanto el criterio CPS1 como el criterio CPS2. Los límites de la zona están dados por las ecuaciones (1) y (2) de la figura 3.7 correspondientes al CPS1 y las ecuaciones(3) y (4) correspondientes al CPS2. El algoritmo de control de la GZN calcula el requerimiento de potencia $GZ_{MW_{req}}$ como la potencia necesaria para llevar al sistema al borde de la GZN en un tiempo t_{GZ} . $GZ_{MW_{req}}$ es calculado como la diferencia entre el valor deseado de error de intercambio (ΔT_{des}) y el promedio de 1 minuto del error de intercambio actual (ΔT_{ACT}), asumiendo que la frecuencia no es afectada por el control GZN.

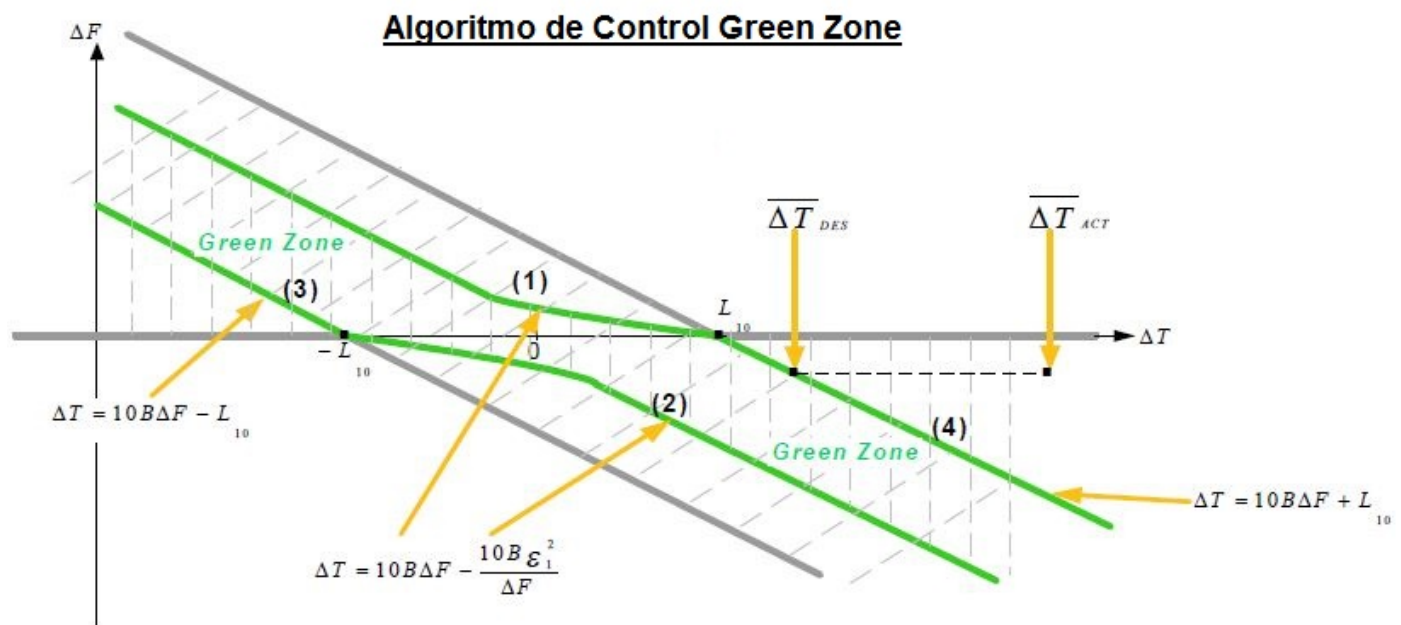


Figura 3.7: Green Zone - Basado en [35].

En la figura 3.8 en verde se presenta un diagrama de bloques de la lógica de control predictivo:

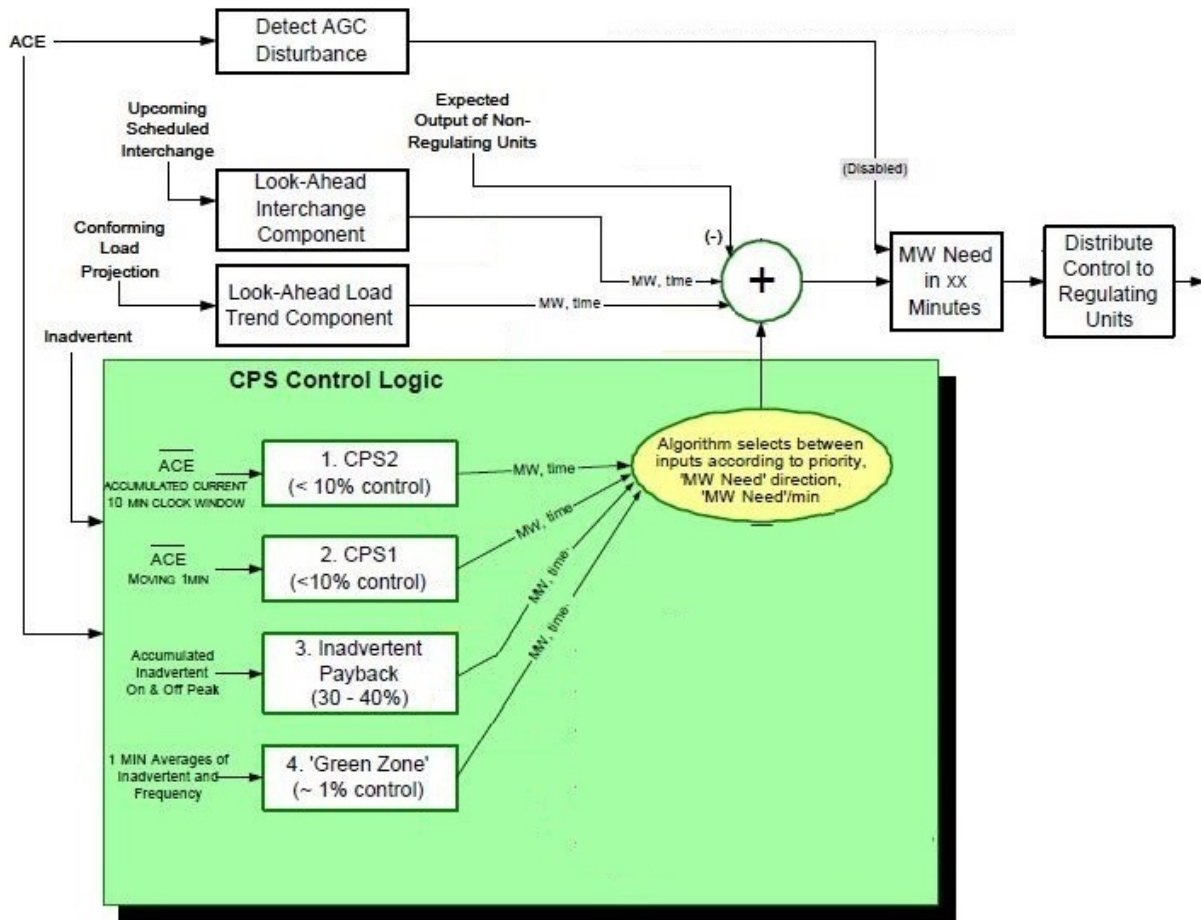


Figura 3.8: Diagrama de Bloques de la Lógica de Control Predictivo [21].

Se puede ver que el ACE es la entrada al control lógico CPS. Una vez allí se utiliza este ACE para calcular la necesidad de potencia activa por los criterios antes mencionados (CPS1, CPS2 y GZN), incluyendo un control llamado *Inadvertent Payback* (IP) que es una curva definida previamente dentro de la GZN, utilizada para corregir el intercambio inadvertido acumulado. Teniendo en cuenta estas necesidades de potencia dadas por cada uno de los criterios, un algoritmo elige la salida con el pedido de potencia a corregir en función de la prioridad, la dirección de la necesidad de potencia y la posibilidad de respuesta en potencia por minuto. El algoritmo de control predictivo calcula la cantidad neta de error de control de área adicional que debe corregirse por medio del AGC con el fin de lograr que de manera simultánea se cumpla el CP1, CPS2 y en consecuencia se ubique el ACE en la Zona Verde.

Este pedido sumado, a la necesidad de potencia por la proyección de las demanda, al programa de intercambio, y a la potencia que generarán las unidades que no están en control del AGC, resulta en el pedido de potencia activa a las centrales a enviar por el AGC. Antes de enviarlo, se tiene en cuenta si el AGC detectó o no una contingencia. En caso que no se esté en contingencia, el pedido calculado es la salida de potencia requerida del AGC hacia todas las centrales. En el caso que se esté en contingencia al pedido anterior se le suma la potencia requerida para mantener el sistema estable, definida por el AGC por otros medios. Una vez

determinada la necesidad real de potencia, se distribuye entre los distintos generadores que estén siendo controlados por el AGC.

El algoritmo que elige el pedido de potencia a corregir según la lógica CPS funciona de la siguiente manera:

- Si CPS2 necesita corrección, se elige el mayor valor de MW/min en la misma dirección que CPS1, CPS2, IP y GZN.
- Si CPS2 no requiere corrección, pero CPS1 sí, se toma el mayor valor de MW/min en la misma dirección que CPS1, IP y GZN.
- Si CPS1 y CPS2 no requieren corrección, pero IP necesita devolver potencia a otra área, se toma el mayor valor de MW/min en la misma dirección que IP y GZN
- Si CPS1, CPS2 e IP no requieren corrección, se elige el valor MW/min del requerimiento de GZN.

NERC Disturbance Control Standard (DCS)

El DCS establece límites para la recuperación del sistema luego de una perturbación significativa. Requiere que un área de control calcule y reporte cumplimiento con este estándar para todas las perturbaciones mayores al 80% de la magnitud de la pérdida de generación de la contingencia simple más severa. Una Perturbación Reportable es definida como un evento cuya magnitud es menor que o igual a la magnitud de la contingencia simple más severa. Una Perturbación Excluíble es definida como un evento cuya magnitud es mayor que la magnitud de la contingencia simple más severa [21].

Este criterio es empleado para monitorear el desempeño de control durante condiciones de perturbación del sistema. El criterio determinado por NERC, es que el ACE debe retornar a niveles previos a la perturbación dentro de los 15 minutos de iniciada la perturbación. El DCS requiere que al área de control retorne su ACE, bien sea a cero, o a su nivel ACE pre-contingencia, dentro de 15 minutos [24].

El propósito del DCS es el de asegurar que el AGC sea capaz de utilizar la reserva de contingencia para balancear recursos y demanda, y devolver la frecuencia de Interconexión dentro de los límites definidos luego de una Perturbación Reportable. La aplicación de DCS está limitada únicamente a la pérdida de suministro, y no se aplica a la pérdida de carga [36, 21, 35, 24].

3.3.3. Lógica de Control Permisivo

Esta lógica previene que las unidades de generación sean movidas en una dirección que incremente el valor del ACE a corregir, si el valor del ACE excede un umbral definido $K5$, $K5Neg$ ². Bajo excedencia de cualquiera de éstos límites (positivo o negativo) que conforman una banda alrededor del error cero, las unidades que cuyo error de control de unidad (potencia deseada determinada por el AGC) empeoren el ACE serán bloqueadas al envío de peticiones de control.

Esto mejora la respuesta del AGC en condiciones en las que la generación debe ser desplazada de una unidad a otra, teniendo las unidades diferentes características de velocidad de

²K5 y -K5 son los nombres con los que se conoce en la industria los límites de control permisivo del ACE.

respuesta de las mismas.

El control permisivo permite realizar acciones de control, solo cuando el MUCE (Modified Unit Control Error) y el FACE (ACE filtrado) 3.2 tienen signos opuestos, y por lo tanto, reduciría la velocidad de respuesta de una unidad más rápida, para que coincidiera con la de la unidad más lenta.

Sin embargo, esto no limitaría la capacidad de respuesta de la unidad para moverse rápidamente en respuesta a un desvío grande en el ACE causado por una influencia externa.

Si el valor del FACE está por debajo del umbral de control permisivo ($K5$, $K5Neg$), la acción de control es obligatoria, es decir, los comandos de control a la unidad se envían independientemente de la dirección de su movimiento o del signo del FACE.

Si: $FACE < \frac{K5}{K5neg} \Rightarrow$ Control Obligatorio

Si: $FACE > \frac{K5}{K5neg} \Rightarrow$ Control Permisivo

En caso de que no se requiera la lógica de control permisivo, y no sea posible su desactivación, una manera de *inhabilitarlo* es ajustando el umbral en un valor muy grande. Al contrario, si lo que se quiere es que las acciones de control sean puramente permisivas, el umbral debe ser ajustado en cero.

Los conceptos antes vertidos están basados en la siguiente bibliografía [21, 12].

3.4. Modos de Control de las Unidades Generadoras

Realizando un relevamiento en la literatura, se puede obtener información sobre los distintos modos de control en los que una unidad generadora se puede encontrar, ya sea controlada o no por el AGC.

Se presentan a continuación [6, 36, 21, 13, 37]:

- Indisponible (UNAV)
- Disponible (AVAL)
- Manual (MANL)
- Manual Despachable (MAND)
- Potencia Base (BASE)
- Rampa (RAMP)
- Base Regulando (BREG)
- Automático (AUTO)
- Económico (ECON)
- Programado (SCHD)
- Programado Regulando (SREG)

- Compensador Síncrono (SYNC)
- Comandos de Prueba (TEST)

Indisponible - UNAV

Una unidad de generación está en este modo, cuando se encuentra fuera de servicio y no puede ser arrancada. Esta unidad no es controlada por el AGC y se debe ingresar manualmente en este modo. Una vez disponible, se debe cambiar manualmente a un modo diferente. Generalmente éste es el caso de las unidades en mantenimiento.

Este modo es utilizado para excluir las unidades del cálculo de reserva fría y/o de arranque rápido.

Disponible - AVAL

Una unidad de generación se encuentra en este modo cuando no está generando, o sea, está fuera de servicio. En este modo, puede ser arrancada pero no es controlada por el AGC.

Una vez que la unidad comienza a generar potencia, automáticamente cambia de modo de control a MANL, una vez alcanzado un umbral mínimo de generación predefinido.

La unidad contribuye a la reserva fría (y/o de arranque rápido) del sistema eléctrico.

Manual - MANL

Cuando una unidad comienza a generar, al superar un umbral mínimo, ésta pasa automáticamente al modo MANL, y permanece allí hasta que se cambia manualmente a otro modo.

Una unidad ingresa en este modo cuando se determina que el control de la misma es realizado de manera local por el operador de la central. Por lo tanto, una unidad en este modo está entregando potencia al sistema, pero no es controlada por el AGC.

Existen tres condiciones, que al cumplirse cualquiera de ellas, producen que automáticamente se retorne al modo MANL:

- La unidad no está respondiendo a los comandos enviados por el AGC (Tracking Error).
- La medida de inyección de potencia a la red está con error de telemetría (por lo que es imposible determinar cuál es su generación).
- El operador local de la central cambia el modo de control de la central de Remoto a Local, quedando el AGC sin posibilidad de enviar comandos a la unidad.

Las unidades que están en este modo, contribuyen a la reserva rotante del sistema eléctrico.

Manual Despachable - MAND

Una unidad en este modo, funciona de manera similar que en el modo MANL, con la excepción de que se calcula un punto base económico que indica el nivel de generación óptimo

para la unidad (de manera de minimizar el costo total de generación).

Si bien el AGC no controla las unidades que se encuentran en este modo, el modo MAND permite informarle a los responsables de operar las unidades, cuál es el punto base económico a alcanzar para optimizar el costo de generación.

Las unidades en este modo contribuyen a la reserva rotante del sistema eléctrico.

Potencia Base - BASE

Una unidad en este modo recibe del AGC un punto base específico, ingresado por el operador, y debe cumplirlo. El punto base que se pretende que cumpla la unidad, debe encontrarse dentro de los límites de regulación informados por la central.

Si bien una unidad en modo BASE es controlada por el AGC, ésta no contribuye a la reducción del ACE, ya que en una situación normal, la generación es fija e igual al punto base ingresado.

Si el AGC ingresa en modo de emergencia, las unidades en modo BASE pasan automáticamente a modo AUTO, comenzando a contribuir a la reducción del ACE.

Las unidades en este modo contribuyen a la reserva rotante del sistema eléctrico.

Rampa - RAMP

Una unidad se encuentra en este modo desde que comienza a aumentar o reducir generación con una rampa deseada, hasta llegar al límite inferior de regulación o al valor de potencia especificado por el despachador.

En tiempo real, el operador especifica el tiempo en el que comienza la rampa, la tasa de rampeo, y el nivel final de generación deseada. De la misma manera que en el modo BASE, la generación deseada debe encontrarse dentro de los límites de regulación informados por la central. Una vez alcanzada la generación deseada, la unidad pasa automáticamente al modo BASE.

Una unidad en este modo no contribuye a la reducción del ACE. Pero si el valor del ACE del sistema es mayor que un límite definido (Limite Permisivo), y el rampeo de la unidad produciría un aumento del ACE, el AGC deja de mover la unidad hasta que se esté por debajo del límite permisivo de nuevo.

Las unidades en este modo contribuyen a la reserva rotante del sistema eléctrico.

Base Regulando - BREG

Una unidad en este modo funciona de manera similar que en el modo BASE, con la excepción de que la unidad contribuye a la regulación del ACE del sistema eléctrico con un rango especificado manualmente por el operador definido alrededor del punto base. Una vez que el ACE se reduce a un valor satisfactorio, el AGC lleva a la unidad a su punto base nuevamente.

Solamente un operador puede poner unidades en este modo, ya que es necesario controlar la banda en la cual se le permita al AGC mover la generación de la unidad.

La generación deseada es calculada como el punto base más la necesidad de contribución al ACE dentro del rango definido.

El objetivo de utilizar unidades en este modo es el de ayudar a las unidades en modo AUTO a corregir el desvío en el ACE, de manera que el mismo se corrija lo más rápido posible.

Las unidades en este modo contribuyen a la reserva rotante del sistema eléctrico.

Automático - AUTO

Una unidad en este modo de control es controlada totalmente por el AGC, y puede operar en todo el rango de generación regulable definido por la central. Tiene en cuenta los límites económicos y de regulación definidos, de manera de proveer regulación instantánea del ACE y satisfacer los requerimientos de abastecimiento de demanda del sistema eléctrico.

Éste es el modo por excelencia para utilizar un AGC, ya que la generación deseada calculada tiene en cuenta la corrección del ACE intentando optimizar los costos de generación del sistema.

Las unidades en este modo contribuyen a la reserva rotante del sistema eléctrico.

Económico - ECON

En este modo el AGC controla la generación de las unidades de acuerdo al punto base económico. Éste puede ser calculado en tiempo real, recibido como información del coordinador de despacho centralizado, o ingresado como valores horarios programados. El AGC fija y corrige la generación de la unidad, para que se genere la potencia económica dentro de los límites de regulación especificados.

Para que una unidad funcione en este modo, el pasaje debe realizarse de manera manual por parte del operador del sistema eléctrico, ya que este modo no contribuye a la corrección del ACE del sistema eléctrico. Sin embargo, su consigna de operación debe estar en modo Remoto para que el AGC la controle.

Las unidades en este modo contribuyen a la reserva rotante del sistema eléctrico.

Programado - SCHED

En este modo el AGC controla la generación de las unidades de acuerdo a un plan de producción recibido externamente. Este plan puede ser recibido por el coordinador de despacho centralizado en tiempo real, o ingresado manualmente en forma diaria.

El AGC sigue al pie de la letra la potencia especificada en el plan de producción. En el caso de transiciones, es necesario arrancar o parar una unidad según el plan, pudiendo ser el propio AGC quien realiza esta operación (si está configurado) o enviar instrucciones a la planta. Por esta razón, es que solo un operador puede poner y sacar una unidad en/de este modo.

La unidad en este modo no contribuye a la corrección del ACE, ya que la generación proviene del plan de producción pre determinado.

Las unidades en este modo contribuyen a la reserva rotante del sistema eléctrico.

Programado Regulando - SREG

Una unidad en este modo funciona de manera similar que en el modo SCHD, con la excepción de que la unidad contribuye a la regulación del ACE del sistema eléctrico, con un rango especificado manualmente por el operador, definido alrededor del punto base establecido por el plan de producción. Una vez que el ACE se reduce a un valor satisfactorio, el AGC lleva nuevamente a la unidad al punto base correspondiente al plan de producción.

Solo un operador puede poner unidades en este modo, ya que es necesario controlar la banda en la cual se le permita al AGC mover la generación de la unidad.

La generación deseada es calculada como el punto base según el plan de producción, más la necesidad de contribución al ACE dentro del rango definido.

Las unidades en este modo contribuyen a la reserva rotante del sistema eléctrico.

Compensador Síncrono - SYNC

Este modo de control aplica sólo para las unidades que pueden función como un compensador sincrónico. Una vez que el AGC detecta que una unidad está inyectando o consumiendo reactiva con valores de potencia activa cercanos a cero, automáticamente cambia el modo de control a SYNC.

Las unidades en modo SYNC no son manejables todavía por el AGC. Hay intentos para manejar la reactiva de las unidades a través del AGC, pero es una posibilidad en desarrollo.

Este modo se considera referencial ya que no tiene implicancia alguna sobre las variables calculadas por el AGC.

Comandos de Prueba - TEST

Este modo de control, como hace suponer su nombre, se utiliza para realizar ensayos con las unidades a ser controladas. Los comandos enviados pueden ser consignas de potencia o pulsos, dependiendo del modo de control con que funcionen las unidades de generación, y una vez enviados se hacen efectivo sobre las unidades.

Por otro lado, este modo es utilizado para probar las comunicaciones con las unidades, colocando previamente la unidad en Local de manera de no afectar la generación.

Las unidades en este modo no solo no están contribuyendo a la reducción del ACE, sino que pueden aumentarlo en caso de enviar comandos de prueba que vayan en dirección contraria a la corrección requerida.

3.4.1. Comandos a las Centrales

Las unidades pueden ser controladas por el AGC de dos maneras distintas [9, 21]:

- Por Pulso
- Por Consigna o Setpoint

Un diagrama de bloques referido al comando a las centrales está representado en la figura 3.9.

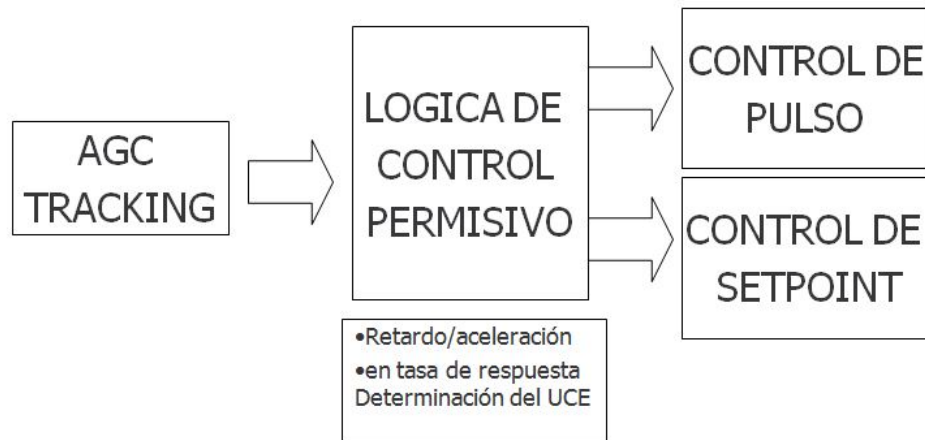


Figura 3.9: Comando a Centrales

El diagrama de bloques de la figura 3.9 está compuesto por un primer bloque (AGC Tracking) que consiste en el seguimiento que el AGC realiza de las centrales, para conocer su posible respuesta. Luego se encuentra un bloque que hace referencia a la lógica de control permisivo, ya presentada anteriormente. Y por último, dependiendo del control de cada central, se encuentran dos bloques que simbolizan el envío del control por Pulso y por Setpoint.

Control por Pulso

Al controlar las unidades enviando pulsos, la duración del mismo define la cantidad de potencia activa a cambiar, el signo indica si es un incremento o disminución.

El equipo de control local de las unidades interpreta y procesa los pulsos como entradas al control de potencia del generador.

Control por Consigna o Setpoint

Cuando se controla las unidades por medio de consignas, se envía a la unidad el valor absoluto de potencia solicitada en MW. Si se requiere subir generación se envía una consigna mayor a la generación actual, y en caso de necesitar reducir generación se envía una consigna menor a la generación actual.

El equipo de control local de las unidades, maneja el cambio efectivo de generación mediante una interfaz con el control de potencia del generador.

3.5. Límites de Operación de las Centrales

En el AGC se debe modelar los generadores controlables considerando distintos límites de operación, que pueden ser por restricciones de red, por costo de producción o por limitaciones físicas de la unidad. A través de los mismos se pueden crear distintos tipos de reservas operacionales que adecuadamente definidos garantizan la disponibilidad de recursos para la

implementación del control primario y secundario. En la 3.10 se presentan los límites operacionales considerados por el AGC para un generador.

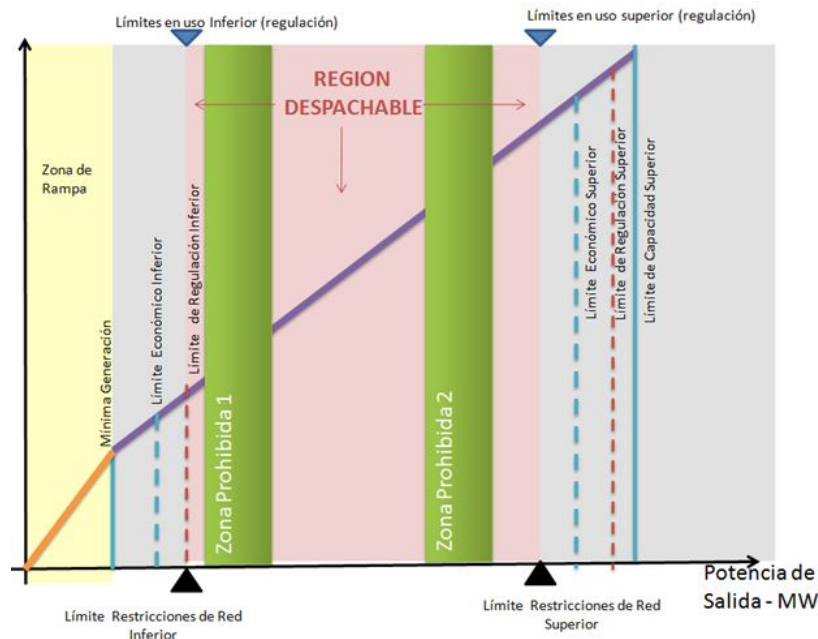


Figura 3.10: Límites de Operación de las Unidades [12]

En la figura 3.10 se presentan los siguiente limites:

- Superior e Inferior de Regulación:** Con los cuales se crea dentro del espectro de generación una reserva para regulación primaria porque el AGC no envía consignas de potencias de salidas en rangos fuera de estos límites, con lo que el generador en caso de responder al estatismo cuenta con ese rango. Tanto los límites de regulación superior e inferior pueden ser teledidos, pudiendo ser fijados por la central bajo condiciones particulares de operación, ya sea por limitaciones operativas o consideraciones económicas.
- Superior e Inferior Económico:** Estos límites establecen un rango de operación dentro del cual el AGC en condiciones normales realiza el control secundario y despacha la potencia de salida con consignas económicas mientras se encuentra en los intervalos de control permisivo de regulación. Con el fin de corregir un error de área en el menor tiempo posible y de manera prioritaria, el control secundario puede requerir utilizar la reserva más allá de los límites económicos. Luego de restablecerse la frecuencia, se realiza nuevamente la redistribución económica. Los límites económicos superior e inferior pueden ser teledidos, pudiendo ser fijados por la central bajo condiciones particulares de operación, ya sea por limitaciones operativas o consideraciones económicas. En la práctica se comportan como límites que definen la reserva de regulación secundaria. Esta reserva es utilizada por el AGC para corregir el error de control de área en el menor tiempo posible, pero la restituye cuando está en el rango permisivo de la operación, que es cuando puede mover la potencia de las unidades al valor económico y que se encuentra dentro de éstos límites.
- Capacidad Máxima y Mínima Generación:** Estos límites corresponde al límite superior de diseño y el límite inferior por encima del cual se considera que la potencia de salida puede ser controlada por el AGC y la unidad ya no se encuentra en la fase de rampa de

carga. En sentido opuesto, es el valor de potencia por debajo del cual se reconoce que la unidad está saliendo de servicio y por ende el modo de control se cambia a no controlable.

- **Zonas prohibidas:** El AGC reconoce la existencia de zonas prohibidas dentro del rango de operación de los generadores con el objeto de respetarlas dentro de su estrategia de control secundario. Para valores de potencia de salida deseados dentro de esta zona no se emiten consignas y solo cuando la misma corresponde a un rangos permitido se ejecuta. Las zonas prohibidas se utilizan para respetar regiones del rango de operación en que la unidad no debe ser despachada por razones constructivas u operativas. Un ejemplo de restricción constructiva sería un generador térmico que no pueden operar entre el 20 % y el 40 % de carga, debido a vibraciones en la estructura. Un ejemplo de zona prohibida por razones operativas sería el caso de un generador hidráulico que no puede ser despachado a baja potencia por no respetar el caudal mínimo erogado. Otro ejemplo de zona prohibida por razones operativas puede ser debido a restricciones en la red que limitan el máximo de potencia a inyectar por la central.

3.6. Factores Aplicables

En esta sección se definen tres factores aplicables a la señal del ACE (RF, AF y EPF). Si bien no es obligatorio el uso de estos factores, permiten un mejor funcionamiento del AGC y un reparto más equitativo de la potencia a corregir entre las distintas unidades.

Una breve explicación de estos factores y de los beneficios de cada uno de ellos se presenta a continuación.

3.6.1. Factor de Regulación - RF

Los conceptos expuestos a continuación están basados en la siguiente bibliografía [21, 37, 29].

Si bien la señal del ACE procesada es una señal única que indica el desvío total (error de control), no todas las unidades en AGC contribuyen de igual forma al aumento de la consigna necesaria para compensar ese desvío. Para ello es que existe el factor de regulación (RF), que es la fracción de la contribución normal de regulación de una unidad, comparado con la regulación que están realizando en tiempo real otras unidades en servicio.

El AGC normaliza automáticamente los factores de regulación para cada unidad que regula, en función del número total de unidades en servicio en los modos de control BREG, SREG y AUTO, y los utiliza para calcular la contribución de regulación normal de la unidad como:

$$RF_{INCR} = \left(\frac{RF}{TRF} \right) * GFACEN \quad (3.11)$$

donde:

RF_{INCR} = Cantidad Incremental de MW de aporte a la regulación de este generador

RF = Factor de Regulación específico del Generador

TRF = Suma de los RF de las unidades que contribuyen a la regulación

$\frac{RF}{TRF}$ = Factor de regulación normalizado de la unidad

$GFACEN = -FACE * GAIN$ = MW de regulación requerido actualmente

$FACE$ = ACE filtrado

$GAIN$ = Ganancia del sistema

La normalización de los factores de regulación elimina la necesidad de restablecer manualmente los valores de RF (de manera que su suma es igual a uno) cada vez que se entran y sacan unidades del modo de regulación.

El objetivo al utilizar estos factores es repartir el ACE en mayor proporción a aquellas unidades que tengan más margen de regulación y con rampas de carga mayores, y en menor proporción a aquellas unidades que tengan menos margen de regulación y con rampas de carga menores.

3.6.2. Factor de Emergencia - AF

La bibliografía en la que está basado lo expuesto sobre el factor de emergencia es [35, 37]. Cuando la magnitud de FACE excede el umbral de asistencia de emergencia ACE ($K1/K1NEG$), cada unidad que esté regulando en servicio debe absorber su cuota de error de control de área que supera $K1/K1NEG$ dependiendo del factor de asistencia de emergencia (AF) asignado a esa unidad.

Cuando se requiere la contribución adicional de las unidades por encontrarse en emergencia, ésta se calcula de la siguiente manera:

Si $FACE > 0$

$$EACON = \frac{AF}{TAF} * (K1 - FACE) \quad (3.12)$$

Si $FACE < 0$

$$EACON = \frac{AF}{TAF} * (-K1 - FACE) \quad (3.13)$$

donde:

EACON Contribución Adicional de Emergencia

AF Factor de asistencia de emergencia específico del Generador

TAF Suma de los AF de las unidades que contribuyen a la regulación en emergencia

K1 Factor de regulación normalizado de la unidad

FACE ACE filtrado

En otras palabras, el AF determina la distribución del esfuerzo adicional requerido de las unidades que pueden regular durante períodos donde el ACE es excesivo.

Generalmente se ajusta inicialmente el AF al doble de RF, y se realiza el ajuste en campo a partir de este valor.

3.6.3. Factores de Participación Económicos - EPF

La existencia y explicación de los factores de participación económicos está basada en [20, 12, 29].

Estos factores se calculan para el incremento y la disminución de generación. Representan el cambio normalizado de los puntos base de las unidades en AUTO y ECON, asumiendo una variación del 1% de la potencia total despachada, con la cual el AGC ajustará la potencia de salida de estas unidades para satisfacer la demanda.

Los factores de participación económica al incremento se calculan a partir de la potencia económica determinada por el Despacho Económico. Los factores de participación al incremento se determinan repitiendo el algoritmo de despacho económico para un incremento de 1 % de demanda, luego se divide el cambio de potencia determinado para cada unidad entre la potencia total incrementada y se calcula qué proporción debería tomar cada uno de los generadores. Este porcentaje suma 100 %.

Entre intervalos de ejecución del Despacho Económico, en vez de recalcular el valor económico con el algoritmo, se distribuye los cambios en la demanda al incremento entre los generadores utilizando su factor de participación económico a subir. De manera análoga se calculan los factores de participación económica a la reducción (se simula bajar 1 % de la demanda, se calcula el despacho económico, se calcula los cambios de potencia a la baja de cada generador, se normalizan entre el -1 % de cambio de la demanda).

El uso de los EPF permite una consideración más precisa de las pérdidas de transmisión garantizando el mínimo consumo de combustible.

La suma de todos los factores de participación es igual a uno.

3.7. Despacho Económico y su relación con el AGC

Una función secundaria del AGC, pero cada vez más importante, es la distribución de la generación de manera que cada unidad es cargada de la forma más económica posible. Esta función es llamada Despacho Económico. La teoría del despacho económico está basada en el principio de iguales costos incrementales.

La instalación y operación de las plantas eléctricas supone una serie de gastos considerables que repercuten en aspectos que abarcan desde la propia instalación de la planta hasta los costos operativos asociados al despacho de sus unidades. Sin lugar a dudas los costos operativos son los que más impacto económico tienen a mediano y largo plazo, en mayor medida para unidades que utilizan combustible.

Para reducir este impacto es que la generación de las unidades se controla a través del Despacho Económico, que consiste a grandes rasgos en un procedimiento mediante el cual los operadores controlan generación de las unidades de la planta con el fin de seguir la demanda de la manera más rentable posible [27].

La operación del sistema eléctrico en tiempo real combina la operación conjunta de los esquemas de control primarios, secundarios y terciarios.

Según [54], tradicionalmente se realiza una descomposición temporal de la carga del sistema:

- Pronóstico de demanda diario (realizado hora a hora).
- Pronóstico de demanda íter-horaria a corto plazo (realizado cada 10 minutos)
- Demanda aleatoria a muy corto plazo (fluctuaciones gaussianas de la demanda)

De acuerdo a la descomposición temporal de la demanda antes mencionada, se aplican 3 etapas de control distintas [10]:

- Asignación de Unidades (Unit Commitment).

- Despacho Económico
- Control Primario y Secundario

Para el control del intercambio y de la frecuencia, es necesario enviar señales a las plantas para controlar la generación. Es posible usar estas señales de control para satisfacer los criterios de despacho económico, por lo cual el AGC puede encargarse de esto.

El despacho económico y el control secundario operan sobre el mismo mecanismo (setpoint al gobernador de los generadores), sin embargo el despacho económico (calculado cada 5 a 15 minutos) y el control secundario (calculado cada 4 segundos) operan en distintas escalas de tiempo. Cada vez que el despacho económico es calculado (cada 5 a 15 minutos), determinando las potencias de cada generador, se envían señales de incremento o disminución de potencia a los distintos generadores (se fija el punto base o Basepoint). Esto permite que los generadores oscilen alrededor de las potencias objetivo calculadas y puedan realizar la regulación secundaria [54].

Debido a que, normalmente, las unidades no tienen la capacidad de medir el ACE del sistema, el despacho económico y la regulación secundaria se realizan de manera centralizada a través del SCADA del Centro de Control, y no de forma local.

Las consignas referidas al ED se superponen con la del control secundario, ya que las del ED intentan llevar a las unidades a la potencia óptima económicamente, mientras que las del control secundario (UCE) buscan llevar la frecuencia a su valor nominal. Esto implica que ambas señales pueden entrar en conflicto durante la operación del sistema [17].

Frente a estos casos, se puede elegir que el ED sea *mandatorio*, y en este caso la orden referida al despacho económico es de cumplimiento obligatorio. La otra opción es elegir que el ED sea *permisivo*, cuando se quiere que se realice siempre y cuando la regulación potencia-frecuencia y el despacho tengan el mismo signo. En este caso, si los signos no coinciden se descarta el despacho económico [10].

En la operación en tiempo real, el despacho económico es mandatorio cuando el valor absoluto del ACE se encuentra por debajo del Límite de Control Permisivo; de lo contrario es permisivo.

La función de este límite es evitar que el ACE se deteriore por el efecto de una componente económica que incremente el valor absoluto del mismo [21]. Dentro de la banda permisiva, se permite el envío de consignas con el propósito de lograr el despacho de la potencia económica.

Para realizar el despacho económico se calcula el orden de generación y el punto base de la misma de manera óptima. De alguna forma este despacho económico debe ser ingresado como un plan de producción, para que el AGC lo intente cumplir para todas las unidades económicamente despachables, tanto las que están en modo de control automático, como en económico.

El AGC provee el plan de despacho económico según el estado actual del sistema eléctrico, teniendo en cuenta límites, capacidad de generadores controlables y costo de generación. El despacho económico provee al AGC de *puntos base económicos* y de *factores económicos de participación* para las unidades de generación que están despachadas [12, 17].

3.7.1. Despacho Económico Manual

Se realiza una asignación de unidades basado en el pronóstico diario de demanda y un despacho económico cada hora, según la demanda estimada para el día siguiente. Esto se conoce en la industria como Plan de Producción o Predespacho Energético, e indica la generación estimada de cada generador del sistema en cada hora, de manera de abastecer la demanda de forma económica y respetando los límites operacionales de las unidades.

Hora a hora se carga el plan de producción desde un área temporal que contiene el plan de producción horario del día en curso y de los siguientes días, y es ejecutado por el AGC.

En todo caso, el operador en tiempo real puede realizar cambios en las potencias horarias según cómo vaya evolucionando la demanda [36].

Se presenta un ejemplo de despacho manual en la figura 3.11:

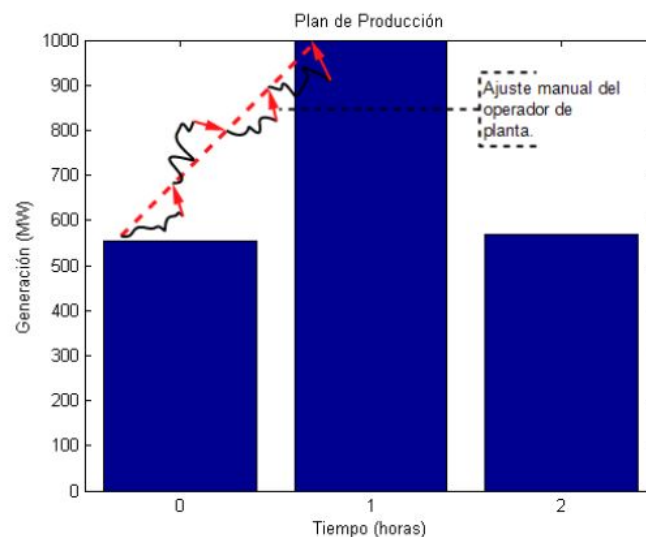


Figura 3.11: Despacho Manual [10]

En la figura 3.11 se tiene un plan de producción, donde está expresado en azul el despacho para cada hora. En rojo tenemos la evolución esperada desde el plan de la hora cero al plan de la hora uno, y en negro el ajuste manual que realiza el operador para apegarse al plan de producción.

3.7.2. Despacho Económico Automático

Las unidades en AGC deben repartirse, momento a momento, la variación en la demanda. Esto se realiza de forma continua y automática, ya que aumenta o disminuye el ACE. Pero este seguimiento, lo debe hacer respetando el ED calculado cada 5 a 15 minutos.

El despacho económico que se realiza sobre unidades en el AGC consta de dos etapas: una de cálculo y otra de ejecución [12].

La etapa de cálculo se lleva a cabo una sola vez cada 5 a 15 minutos, y consiste en definir la potencia óptima de cada unidad.

La etapa de ejecución comienza una vez finalizada la etapa de cálculo, y es realizada de forma continua, superponiéndose a la señal del control secundario. En esta etapa se utilizan los factores de participación económicos para ajustar la potencia de salida, en función de los cambios de la demanda. Éstos son calculados por cada ejecución del ED, con el propósito de que la solución económica se desvíe lo mínimo entre ciclos de ejecución del ED. A cada unidad en AGC se le envía una señal de incremento o disminución de potencia, que corresponde a la diferencia entre la potencia deseada según el ED y la potencia que está generando en ese momento.

Este proceso se repite cada vez que el cálculo se vuelve a realizar (cada 5 a 15 minutos).

Se presenta un ejemplo de despacho económico automático en la figura 3.12:

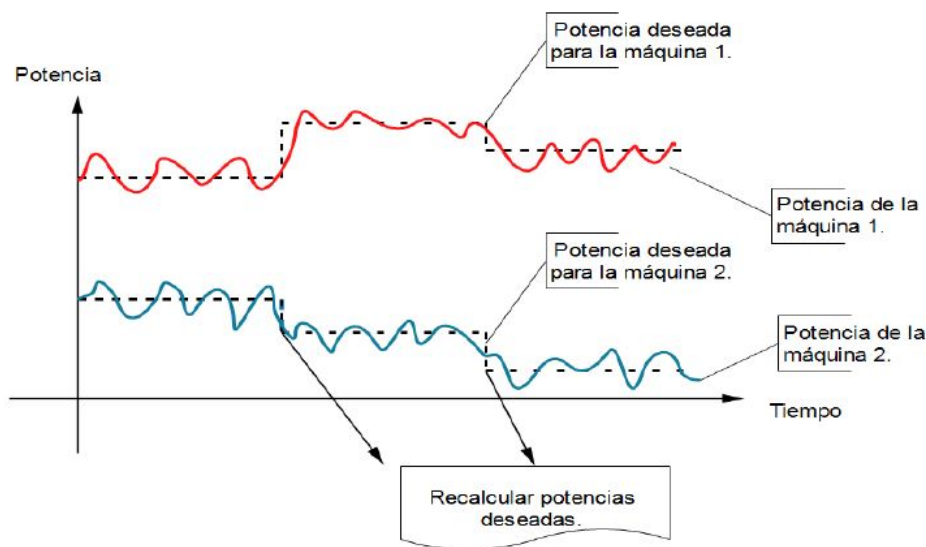


Figura 3.12: Despacho Automático [10]

En la figura 3.12 tenemos graficada la potencia deseada de dos máquinas en negro, y la respuesta de las dos máquinas, una en rojo y la otra en azul, a las consignas enviadas por el AGC, según la potencia deseada de cada máquina.

3.8. AGC durante condiciones de Isla

Cuando el AGC detecta condiciones de isla, automáticamente determina las islas a ser controladas en función de la porción más grande de generación que quede en cada isla.

El modo del cálculo del ACE pasa a ser automáticamente CF para todas las islas en servicio, y se calcula para cada una de las islas presentes en el sistema por separado, en función del desvío respecto a la frecuencia programada [35].

Para que esto funcione, cada isla debe tener una medida de frecuencia individual, de manera que el AGC pueda basarse en ella para calcular el ACE a corregir. Además, una vez detectada la isla, el intercambio programado entre áreas deja de ser controlado por el AGC, ya que atiende

únicamente al control de frecuencia [36].

De todas maneras, el operador puede cambiar manualmente en tiempo real el modo a CNI o TLB, ingresando manualmente los intercambios deseados.

4 | Simulaciones

4.1. Consideraciones Generales

En este capítulo se presentan los resultados de simulaciones del comportamiento esperado del AGC realizadas, con dos escenarios de generación diferentes, incluyendo en cada una de las simulaciones a las distintas centrales hidroeléctricas que pueden ser comandadas bajo AGC.

Al comienzo del capítulo se presenta una descripción del funcionamiento de la herramienta de simulación utilizada. Luego se presentan las hipótesis asumidas para las simulaciones. Y por último se analizan los resultados de las simulaciones propiamente dichas, separadas en dos secciones de acuerdo al control realizado y al escenario simulado:

- Control de Frecuencia en un escenario con alta generación renovable no convencional.
- Control de Frecuencia en un escenario con alta variabilidad de generación eólica y solar.

4.2. Descripción del Simulador

El simulador consiste en una serie de programas de cálculo e importación (realizados en Excel), que permite visualizar resultados y generar reportes, entre otras cosas.

El simulador toma como datos de entrada archivos de excel, que contienen por un lado datos propios del sistema eléctrico en el que se quiere realizar la simulación, como son el perfil de carga y el plan de producción. Y por otro lado parámetros de respuesta de los generadores en AGC.

Este archivo tiene un formato único y estandarizado. En la primer pestañas se definen los perfiles de demanda horaria a utilizar en los distintos casos a simular. En la segunda pestaña se definen los distintos planes de producción a utilizar en las simulaciones, detallando en nombre de cada unidad o planta y la generación horaria de cada una de ellas y el intercambio programado con otras áreas. Por otra parte también se define la constante de inercia H (en segundos), las rampas operativas se subida y bajada de potencia (MW/min), los límites económicos de regulación superior e inferior (MW), los límites de regulación secundaria superior e inferior (MW) y los límites operacionales (MW).

Adicionalmente se definen otros parámetros individuales por máquina o central, que hacen a la simulación, como son la regulación de velocidad (p.u.), la banda muerta del gobernador (Hz), numero de ciclos para controlar, las pérdidas de cada máquina si corresponde, la constante de tiempo, y en caso de simular un despacho económico se definen también los coeficientes de costos operativos de las unidades.

En otra pestaña se define el estado de cada unidad o planta en cada hora, tanto si está en servicio como si está o no en AGC, con códigos del 0 al 4 indicando:

- "0" \Rightarrow Fuera de Servicio
- "1" \Rightarrow En Servicio / No controlada por AGC

- "2" ⇒ En Servicio / Controlada por AGC en modo AUTO
- "3" ⇒ En Servicio / Controlada por AGC en modo BREG
- "4" ⇒ En Servicio / Controlada por AGC en modo ECON

Esta serie de datos es utilizada como insumo para el modulo de simulación, que es realizado en otra planilla. El módulo de simulación, una vez importada la base de datos obtenida, realiza todos los cálculos requeridos para obtener la solución del sistema (frecuencia, generación, potencia de cada máquina, desvío, etc.), para luego guardar dichos valores en una base de datos, que contiene además las variables importadas.

En el modulo de simulación, se elige si se desea considerar u obviar características de la simulación, que fueron definidas en el archivo de la base de datos, tales como: despacho económico, limites operativos, rampas máximas, UCE mínimo y banda muerta del gobernador. Además se elige en que modo de AGC se quiere realizar la simulación (CF, CNI, TLB, EPF).

En este archivo se definen los siguientes ajustes específicos del sistema eléctrico para realizar la simulación:

- Frecuencia nominal (Hz)
- Factor de amortiguamiento (MW/Hz)
- Factor de Bias (MW/Hz)
- Amplitud de ruido gaussiano (MW)
- Duración de cada ciclo de AGC (s)
- Frecuencia del despacho económico (min)
- Limite de control permisivo (MW)

El algoritmo convierte los valores de las rampas de sus unidades originales (MW/min) a las unidades que se emplearán para la simulación (MW/ciclo), además de convertir en unidades físicas los valores en por unidad de la regulación primaria de cada unidad, y utilizar la constante de inercia propia de cada generador para convertirla a unidades de energía, al multiplicarla por su respectiva potencia base.

Debido a que los valores del perfil de demanda definidos son horarios, no se tiene información sobre el comportamiento de la demanda intrahoraria para la simulación. Para esto se define una matriz que permite, dependiendo de la hora del día, interpolar los valores horarios, para aproximar de esta manera el comportamiento de la demanda cada ciclo de AGC. Como manera de transformar esta interpolación en una situación más parecida a la realidad, se agrega un ruido gaussiano de amplitud variable, que es superpuesto a la demanda interpolada.

En lo que respecta a la simulación propiamente dicha, se toma la frecuencia en el instante inicial igual a la nominal, la generación igual al plan de producción cargado y se asume que el gobernador del generador no se movió de su posición inicial.

El ciclo de simulación consta de dos subciclos. El primero se realiza cada 4 segundos aproximadamente, donde se resuelve el sistema y se determinan valores de variaciones de frecuencia

y generación generadas por la regulación primaria y secundaria, frecuencia del sistema y generación total por máquina. Con estos datos se determina la generación total del sistema y las capacidad de regulación actual disponible para subir o bajar. El segundo va modificando los parámetros del sistema hora a hora, actualizando el perfil de demanda y el parque generador disponible.

El simulador determina los factores de participación, teniendo en cuenta los valores de rampa de subida y bajada y los límites de regulación de cada unidad, y las potencias generadas en el ciclo anterior por cada generador, con el fin de repartir el ACE. El algoritmo filtra la señal del ACE, y procede a determinar la señal de control para cada unidad. Luego espera los ciclos necesarios para cumplir con la consigna enviada a cada generador y vuelve a realizar el proceso.

Se asume que el setpoint enviado se ejecuta en su totalidad al cabo de un número determinado de ciclos. Esto implica que el generador siempre responde a las consignas, no simulando la situación de “Unit Not Tracking”.

4.3. Hipótesis para las simulaciones

Se asumen dos escenarios de generación para realizar las simulaciones y un solo perfil de carga.

El perfil de carga representa un día típico de demanda de verano en Uruguay. Se obtuvo realizando un promedio ponderado por el crecimiento de la demanda, de los días hábiles de los meses Enero y Febrero de los últimos 2 años. Se eligió este perfil de carga, por ser el más útil debido a las grandes variaciones de demanda entre el pico de mediodía y el pico de la noche.

Se eligieron los dos escenarios mencionados al comienzo de capítulo, debido a su alto impacto en la red de cualquier de ellos.

En el caso del escenario con alta generación renovable no convencional, el impacto se debe a que por momentos el despacho de las centrales hidráulicas se ve disminuido considerablemente, debido a la gran cantidad de generación Eólica y Solar, lo que produce que el margen de regulación disponible no siempre sea el adecuado para controlar, tanto los desvíos en frecuencia como los desvíos en el intercambio.

El caso del escenario con alta variabilidad de generación eólica y solar, es de utilidad su estudio debido a que para mitigar el impacto de esta variabilidad se debe tener suficiente margen para regular en las centrales hidráulicas que estén en el AGC.

Como criterio para evaluar el desempeño de la frecuencia en las simulaciones, se adoptó un valor de referencia y objetivo para promedio del día de 35 mHz (0.045 Hz) para ε_1 y de 25 mHz (0.075 Hz) para ε_{10} . Esto significa que los valores de ε_1 y de ε_{10} por debajo de los valores señalados se consideran como aceptables. Es de destacar que estos valores de referencia son deliberadamente bajos, con el objetivo de comparar los desempeños de las distintas centrales en AGC en un mismo escenario de generación.

Para todas las simulaciones, se debe tener en cuenta que el ACE es calculado teniendo en cuenta que el AGC está en modo CF, donde la obligación de corrección de frecuencia es de 10 %. Los parámetros de sintonización deben ser seteados para que el filtro filtre el ruido y no las variaciones de demanda. El ACE en su forma natural, contiene una componente de ruido que se asocia a la variabilidad de la carga. Como el objetivo del control secundario de frecuencia es responder a cambios persistentes de la demanda requiriendo acciones de control en la potencia activa de los generadores que permitan corregir el ACE, con el de minimizar las solicitudes de variación de generación innecesarias como respuestas al ruido, es necesario excluir el mismo filtrando el ACE.

4.4. Control de Frecuencia en un escenario con alta generación renovable no convencional

En esta sección se presenta un resumen de los resultados de las simulaciones para un escenario en el que se quiere controlar la frecuencia y se tiene una alta generación renovable no convencional. Un análisis más detallado de las simulaciones realizadas se encuentra en el Anexo 7.2.

Se presenta en la gráfica 4.1 el plan de producción utilizado para estas simulaciones.

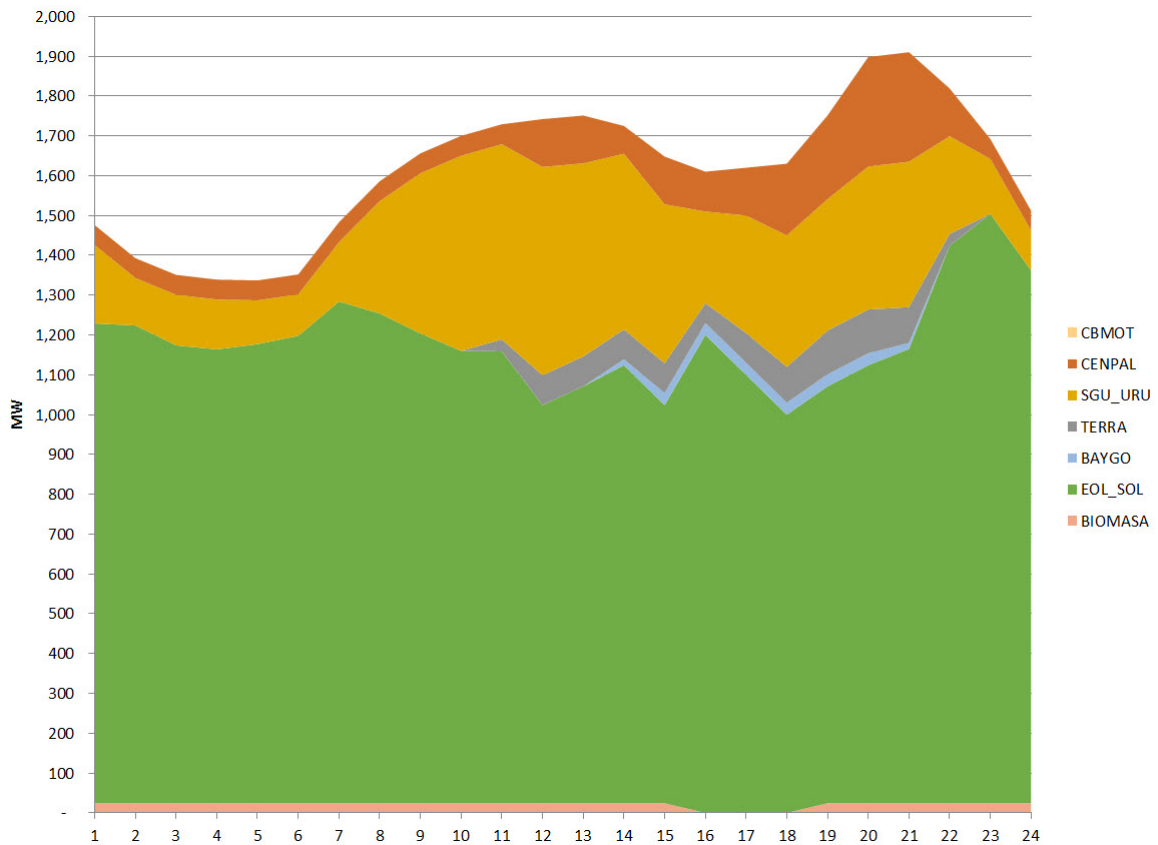


Figura 4.1: Gráfica de producción apilada

Por otra parte se presenta en la figura 4.2 una tabla con el predespacho horario del día simulado.

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Central Palmar	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	120	120	70	120	100	120	180	210	275	275	120	50	50
Central Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	75	75	75	75	50	75	90	110	110	90	30	0	0
Salto Grande	197	119	127	125	110	104	149	282	402	490	490	523	485	441	399	230	295	330	330	359	365	245	138	100
Ciclo Cominado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Central Baygorri	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	30	30	30	30	30	30	30	15	0	0
Biomasa	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	0	0	0	24	24	24	24	24	24
Eólico y Solar	1205	1200	1150	1140	1153	1174	1260	1230	1180	1136	1135	1000	1047	1100	1000	1200	1100	1000	1047	1100	1141	1400	1480	1338
Motores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Punta del Tigre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 4.2: Pre-Despacho de generación horario

Tomando el plan recién descrito, se simularon los siguientes escenarios:

- Sin control de AGC
- Salto Grande en AGC
- Centrales del Río Negro en AGC
- Central Palmar en AGC
- Salto Grande y Centrales del Río Negro en AGC

Se presenta a continuación una gráfica general para cada uno de los escenarios. En cada una de ellas se puede distinguir el movimiento a lo largo del día de la generación manejada manualmente (línea violeta fina) en el centro, que está compuesta de la generación térmica (naranja), la hidroeléctrica no controlable por AGC (Baygorria) (celeste), la biomasa (línea roja fina) y la generación eólica y solar (verde agua). En violeta podemos ver la generación total del sistema simulado, que sin mediar variaciones, debería coincidir en su totalidad, con el perfil de carga del sistema utilizado, presentado en azul. La diferencia entre uno y otro se deben al ruido sumado al perfil de carga original, para generar ACE a corregir. En gris tenemos la potencia disponible en el sistema para realizar el control secundario de frecuencia, mientras que en negro punteado tenemos la generación de las unidades que están en AGC. Por otro lado en rojo, y con referencia en el eje secundario, se puede ver evolución de la frecuencia durante el día simulado, con las variaciones impuestas por el factor de ruido sumado a la demanda y la inercia de las máquinas.

También se muestra en punteado la generación de las unidades que podrían estar en AGC, en gris las unidades disponibles para realizar control secundario. La línea negra se mueve solo por el plan de producción, pero nótese que esas máquinas tendrían capacidad de entrar en AGC.

Sin AGC

El objetivo de esta simulación es mostrar el desempeño de la frecuencia del sistema si no se posee un AGC, o si este está desactivado. En este caso solo la regulación primaria y los cambios de potencia de salida de los generadores en forma lineal con el plan de producción son simulados.

Se ilustran en 7.8 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

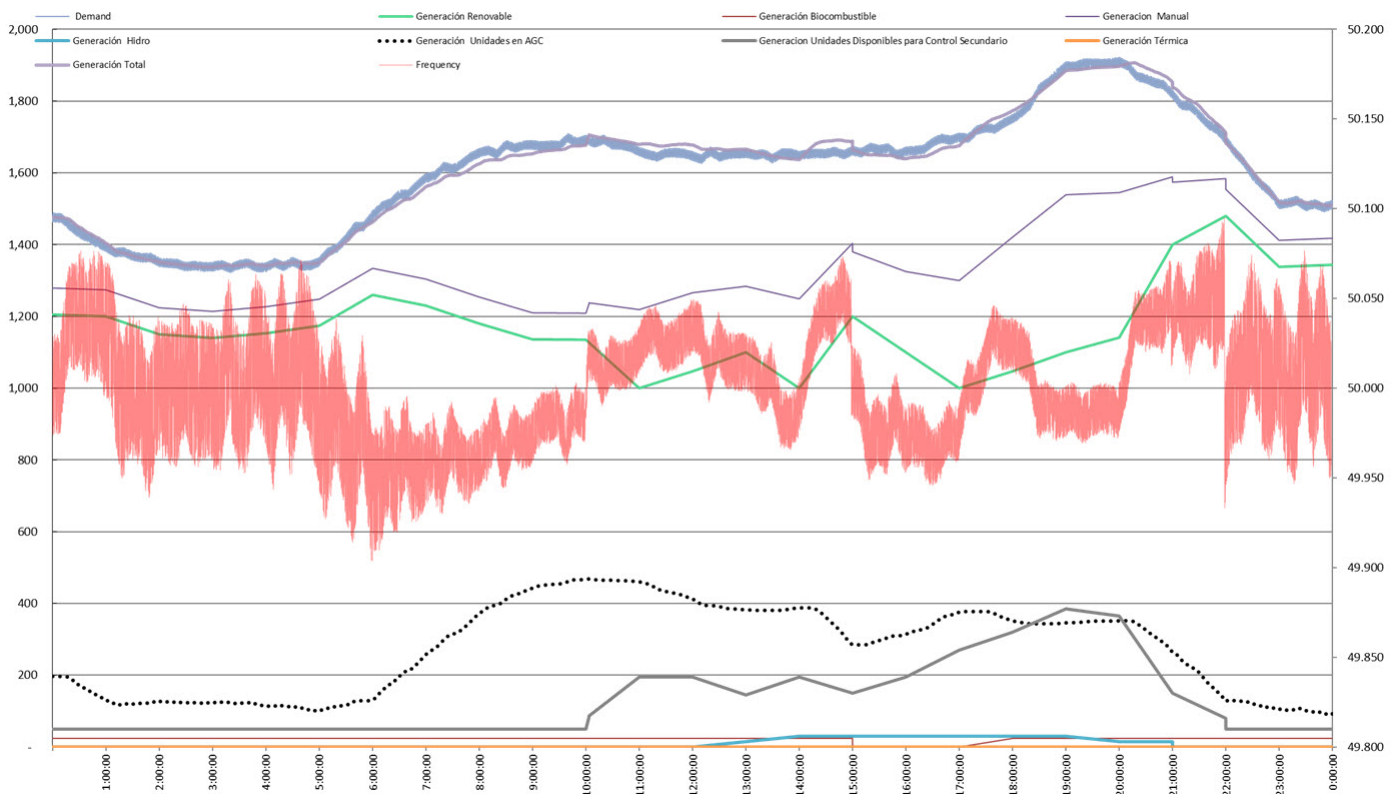


Figura 4.3: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la figura 4.3 podemos apreciar que la frecuencia, graficada en rojo en el eje secundario, cuando la generación total es distinta a la demanda del sistema, se aparta considerablemente de su valor nominal (50Hz). En esos momentos donde se rompe el equilibrio de carga-generación, aún con la regulación primaria inherente de cada máquina, la frecuencia no vuelve a su valor nominal. Esto demuestra la necesidad de tener asignadas centrales que realicen el control secundario de frecuencia.

Salto Grande en AGC

Esta simulación muestra el desempeño de la frecuencia del sistema si la porción correspondiente a Uruguay de la central Salto Grande está siendo controlada por un AGC.

Se ilustran en 4.4 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

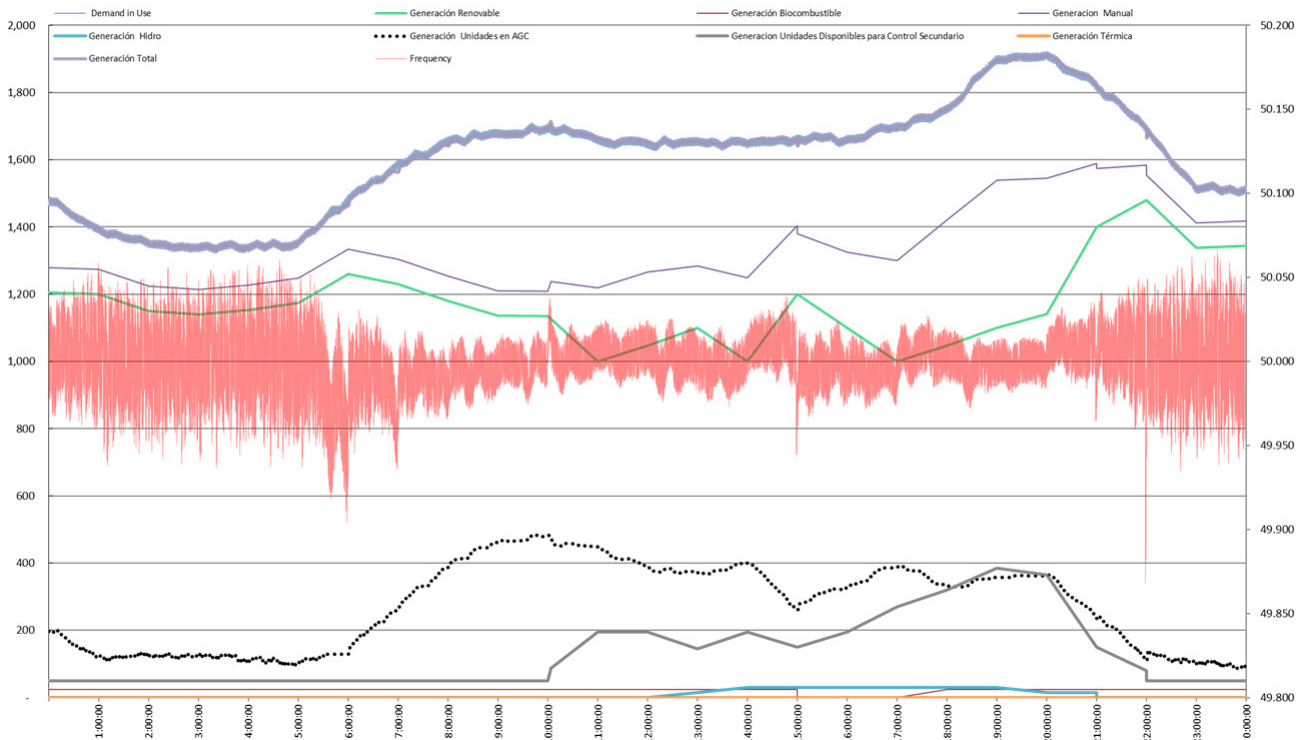


Figura 4.4: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 4.4 podemos ver, debido al despacho elegido, que en los momentos de mayor generación eólica, el desempeño del sistema, relacionado al control de frecuencia no es especialmente bueno, esto es debido a que la central de Salto Grande está despachada en valores bajos. Pero aún así podemos considerar que se está realizando un buen control secundario de frecuencia. Vale destacar que existe un permanente debate en cuanto a lo que se considera bueno como comportamiento de la regulación secundaria. En las simulaciones se utilizaron valores muy bajos de ϵ de referencia. En algunos casos, los generadores reclaman frecuentemente que el sobre costo en capacidad de regulación secundaria de no permitirse exceder el ϵ unos pocos minutos en la hora es muy grande.

El análisis de los detalles de esta simulación, se encuentran en el Anexo 7.2.2.

Centrales del Río Negro en AGC

En ésta simulación se muestra el desempeño de la frecuencia del sistema si el ACE es corregido mediante la incorporación al AGC únicamente de las centrales del Río Negro (Bonete y Palmar). El plan de producción elegido, permite mostrar el desempeño de ambas centrales en AGC únicamente entre las 9:00 y las 23:00, ya que en ese lapso es que ambas centrales se encuentran en servicio.

Este es el caso en el que se encuentra Uruguay, hasta que se obtenga autorización de la comisión técnico mixta para incorporarla formalmente al AGC de Uruguay.

Se ilustran en 4.5 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

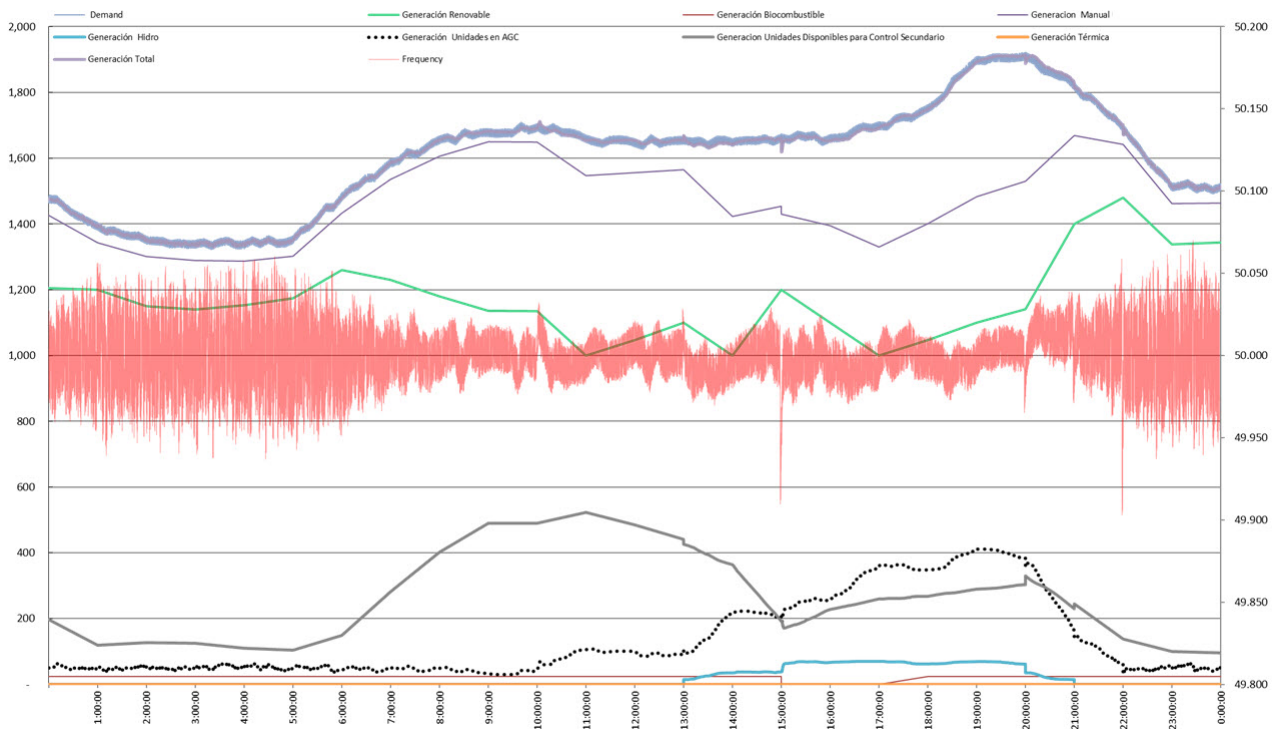


Figura 4.5: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 4.5 debido al despacho elegido, al igual que en la simulación anterior 4.4, se ve que en los momentos de mayor generación eólica, el desempeño del sistema, relacionado al control de frecuencia no parece ser bueno, esto es debido a que las centrales del Río Negro están despachadas en valores bajos. Pero aún así podemos considerar que se está realizando un buen control secundario de frecuencia.

El análisis de los detalles de esta simulación, se encuentran en el Anexo 7.2.3.

Palmar en AGC

En ésta simulación se muestra el desempeño de la frecuencia del sistema si el ACE es corregido mediante la incorporación al AGC únicamente de la central Palmar. El plan de producción elegido, en este caso, permite mostrar el desempeño de durante todo el día, ya que Palmar se encuentra en servicio durante la totalidad del mismo.

Este es uno de los funcionamientos del AGC posibles actualmente, hasta tanto no se obtenga autorización de la comisión técnico mixta para incorporara formalmente al AGC a Salto Grande.

Se ilustran en 4.6 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

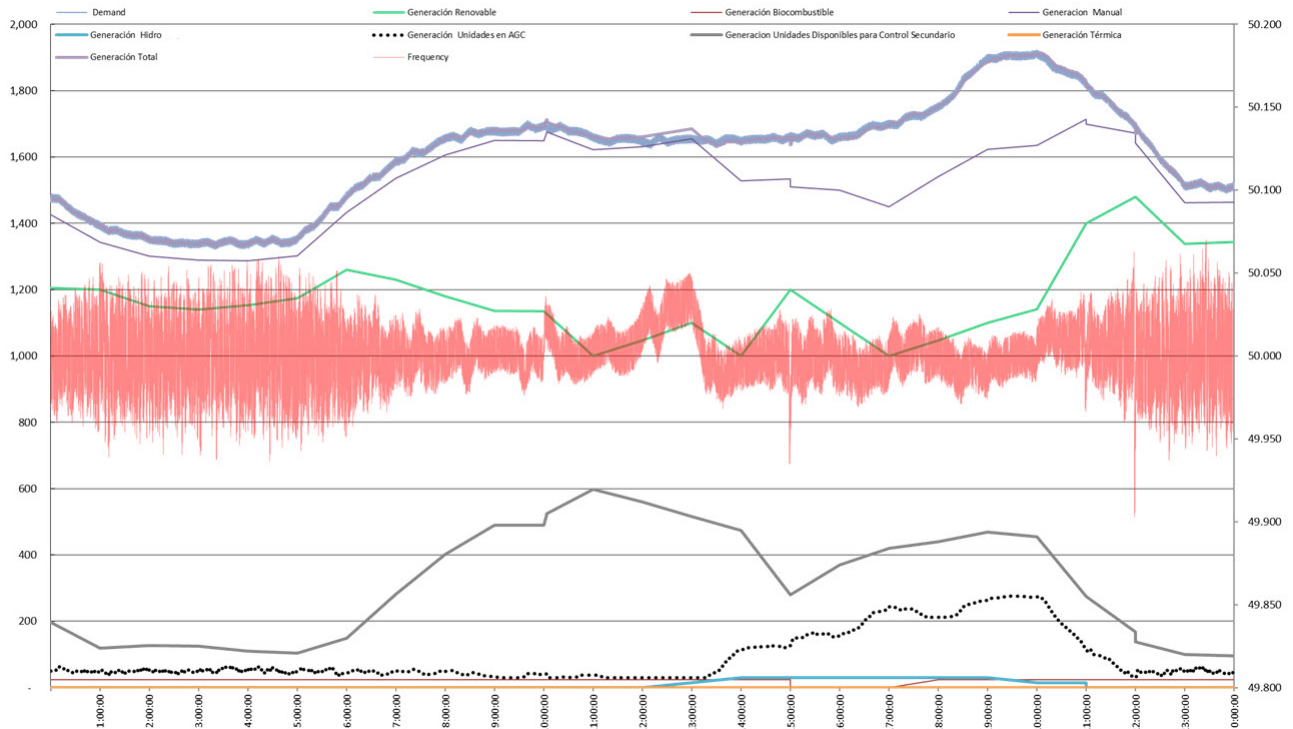


Figura 4.6: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 4.6, debido al despacho elegido, al igual que en la simulación anterior 4.4, se ve que en los momentos de mayor generación eólica, el desempeño del sistema, relacionado al control de frecuencia no parece ser bueno, esto es debido a que la central Palmar está despachada en valores bajos. En este caso, podemos ver que cerca del mediodía, hay un desvío de frecuencia que no pudo ser corregido por el AGC utilizando únicamente Palmar. Esta situación, comparada con la simulación con todo el Río Negro en el AGC, muestra claramente que el control secundario de frecuencia realizado es de peor calidad.

El análisis de los detalles de esta simulación, se encuentran en el Anexo 7.2.4.

Salto Grande y Centrales del Río Negro en AGC

En ésta simulación se muestra el desempeño de la frecuencia del sistema si el ACE es corregido mediante la incorporación al AGC tanto de Salto Grande como de las centrales Palmar y Bonete. El plan de producción elegido, en este caso, permite mostrar el desempeño combinado durante todo el día, ya que Salto Grande y Palmar se encuentra en servicio durante la totalidad del mismo, pero Bonete se despacha de 9:00 a 23:00.

Este es el funcionamiento del AGC que se desea a futuro, una vez que se obtenga autorización de la comisión técnico mixta para incorporar al AGC a la central de Salto Grande.

Se ilustran en 4.7 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

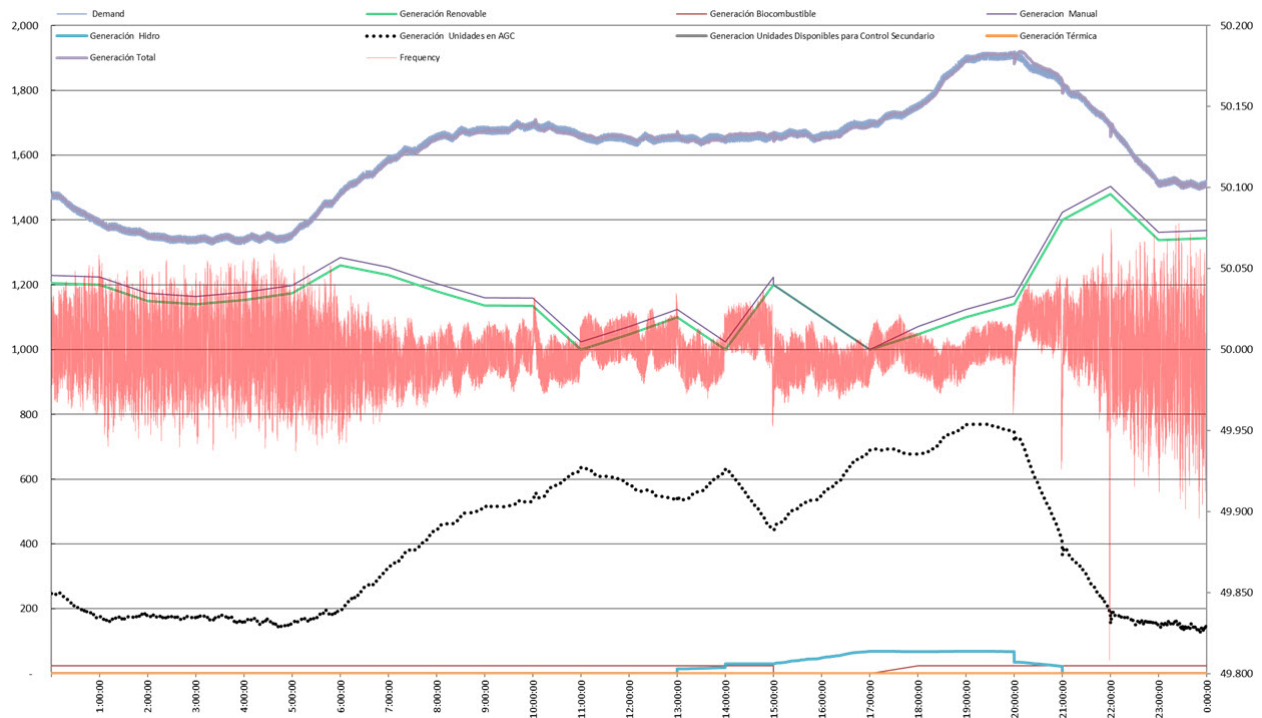


Figura 4.7: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 4.7 como consecuencia del despacho elegido, al igual que en las simulaciones anteriores 4.4, 4.4, 4.4 se ve que en los momentos de mayor generación eólica, el desempeño del sistema, relacionado al control de frecuencia no es el mejor, esto es debido a que las centrales hidroeléctricas están despachadas con potencias bajas. Pero aún así podemos considerar que se está realizando un buen control secundario de frecuencia.

El análisis de los detalles de esta simulación, se encuentran en el Anexo 7.2.5.

Comparación

En todos los casos debido al despacho elegido se ve que en los momentos de mayor generación eólica, el desempeño del sistema, relacionado al control de frecuencia no parece a priori no ser el mejor. También se tiene una mayor variación al comienzo y al final del día, producto de la baja demanda y la alta generación eólica que implica que las centrales del Río Negro estén despachadas con muy baja potencia.

Esta situación de alta generación eólica es por demás frecuente, en tiempo real se elige reducir esta fuente de generación antes de bajar tanto la generación que está siendo controlada por el AGC, de manera de tener margen, tanto para subir como para bajar en las máquinas de las centrales controladas por el AGC. Esto soluciona el problema planteado anteriormente.

Realizando una comparación entre casos, respecto al control del ACE, se puede decir que el caso con solo Salto Grande en AGC el FACE se encuentra siempre por debajo de 5MW en su valor absoluto, salvo entre las 5:30 y las 6:00, cuando se produce el apagado del alumbrado público. Este efecto no aparece en las otras simulaciones realizadas. Para el caso del Río Negro en AGC si bien el FACE se encuentra generalmente por debajo de 5MW, se ve que tiene una

mayor variación al comienzo y al final del día. En el caso de Palmar en AGC, se ve cerca del mediodía, a diferencia del caso Río Negro en AGC, un desvío de frecuencia que no pudo ser corregido por el AGC utilizando únicamente Palmar. Esta situación, comparada con la simulación con todo el Río Negro muestra claramente que el control secundario de frecuencia realizado es de peor calidad. Principalmente entre las 11:30 y las 13:30, en donde el ACE y el FACE se desviaron de "0" sostenidamente. En el caso de Salto Grande y el Río Negro en AGC, se puede notar que la frecuencia en horas del mediodía está levemente desviada del valor nominal, pero el FACE se encuentra, salvo un caso excepcional, por debajo de 5MW. A diferencia del resto de las simulaciones, el FACE se mantiene durante mucho más tiempo en valores cercanos a 0. Y se concluye que debido a la incorporación de las centrales del Río Negro, el efecto del apagado del alumbrado público deja de ser un problema. Claramente se puede concluir, que la mejor opción desde el punto de vista del control del ACE, es con todas las centrales en AGC.

Evaluando las simulaciones respecto a la reserva rotante, en el caso de Salto Grande solo en AGC, entre las horas 5 y 6 se estuvo más de 20 minutos sin margen de regulación para subir, producido por el apagado del alumbrado público. En el caso del Río Negro en AGC, el efecto que vemos es absolutamente opuesto, ya que se queda sin margen de regulación para bajar entre las 9:00 y las 10:00. El caso de Palmar en AGC es peor, ya que entre las 9 y las 13, no tiene margen para bajar. Por lo tanto esta no es la mejor opción desde el punto de vista de reserva rotante. En el caso de todas las centrales en AGC, se destaca, a diferencia del resto de los casos, la gran cantidad de reserva de regulación disponible. No existe ningún momento en el día donde falte reserva para regular.

Analizando respecto al cumplimiento de los valores de epsilon en los distintos casos simulados, se puede decir que en el caso de Salto Grande en AGC, el tiempo fuera de los rangos es nulo durante todo el día, salvo en dos horas del mismo, donde podemos ver un no cumplimiento de ε_1 que no llega a los 5 minutos. Para el caso del Río Negro en AGC, el tiempo que se está por fuera de los rangos definidos es nulo durante casi todo el día, salvo a las 16hs, donde se ve un no cumplimiento de ε_1 mayor a 35mHz, que no llega a los 5 minutos. El caso de todas las centrales en AGC es similar a los anteriores, donde el tiempo que ε_1 está fuera de rango es nula durante todo el día salvo un caso donde es muy bajo. Para el caso de Palmar en AGC, también se ve una situación similar, respecto a ε_1 , que el tiempo en que está por encima de 35mHz es nulo durante todo el día, salvo a las 13hs y 14hs. Pero, a diferencia de los casos anteriores, ε_{10} está por encima de 25mHz durante más de 30 minutos a las 13hs, y más de 10 minutos a las 14hs. Teniendo en cuenta que el ajuste utilizado es restrictivo, se puede considerar que el control llevado por todos los casos es exitoso, siendo el caso de Palmar el peor de ellos y el de todas las centrales en AGC el mejor de ellos.

Respecto a las inversiones, coincide que el momento de mayor inversiones se da en la madrugada y al final del día. Es notorio que en el caso del Río Negro, las inversiones se reparten entre las centrales, mejorando sensiblemente el desempeño de los generadores y evitando el desgaste innecesario de las máquinas. Comparando con el caso de Palmar en AGC, se ve que sostenidamente en este lapso las inversiones son superiores en el caso de tener solo Palmar en el AGC. El caso con todas en AGC muestra que durante los momentos en que las tres centrales corrigen el ACE, las inversiones son despreciables.

Teniendo en cuenta cada una de las comparaciones anteriores, podemos decir en todos los casos el funcionamiento es aceptable, pero afinando el lápiz, se puede realizar el siguiente ranking de mejor a peor solución:

- Todas las centrales en AGC

- Río Negro en AGC.
- Salto Grande en AGC.
- Palmar en AGC.

4.5. Control de Frecuencia en un escenario con alta variabilidad de generación eólica y solar

En esta sección se presentan los resultados de las simulaciones para un escenario en el que se quiere controlar la frecuencia y se tiene una alta variación horaria de generación eólica y solar. Un análisis más detallado de las simulaciones realizadas se encuentra en el Anexo 7.3.

Se presenta en gráfica 4.8 el plan de producción utilizado para estas simulaciones.

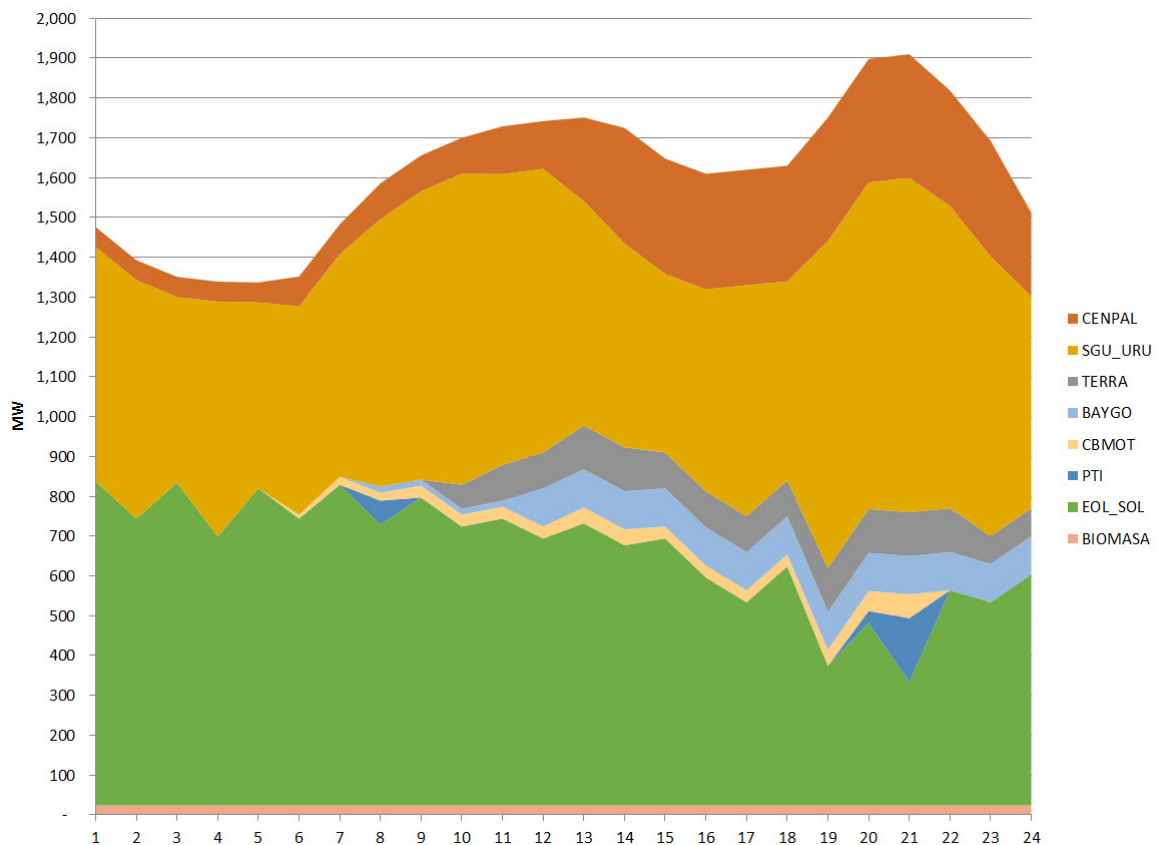


Figura 4.8: Gráfica de producción apilada

Para estas simulaciones se asume que se deja un mayor porcentaje de margen en cada máquina en servicio, para mitigar las variaciones de eólica. Esta hipótesis asumida tiene como sustento las previsiones de viento en la realidad, y como se actúa en consecuencia de ellas.

Por otra parte se presenta en la figura 4.9 una tabla con el predespacho horario del día simulado.

Hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Central Palmar	50	50	50	50	50	75	75	90	90	90	120	120	210	230	230	230	230	230	310	310	310	230	230	210
Central Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	90	90	110	110	90	90	90	90	110	110	110	110	70	70
Salto Grande	589	599	467	590	467	523	559	672	724	781	730	712	563	512	448	508	580	500	821	820	840	759	702	532
Ciclo Combinado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Central Baygorri a	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15	15	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Biomasa	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Eólico y Solar	813	720	810	675	796	720	805	705	773	700	720	670	708	653	670	572	510	600	350	458	310	540	510	580
Motores	0	0	0	0	0	10	20	20	30	30	30	30	40	40	30	30	30	30	40	50	60	0	0	0
Punta del Tigre	0	0	0	0	0	0	0	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	160	0	0	0

Figura 4.9: Pre-Despacho de generación horario

Tomando el plan recién descrito, se simularon los siguientes escenarios:

- Sin control de AGC
- Salto Grande en AGC
- Centrales del Río Negro en AGC
- Central Palmar en AGC
- Salto Grande y Centrales del Río Negro en AGC

Se presenta a continuación una gráfica general para cada uno de los escenarios. En cada una de ellas se puede distinguir el movimiento a lo largo del día de la generación manejada manualmente (línea violeta fina) en el centro, que está compuesta de la generación térmica (naranja), la hidroeléctrica no controlable por AGC (Baygorria) (celeste), la biomasa (línea roja fina) y la generación eólica y solar (verde agua). En violeta podemos ver la generación total del sistema simulado, que sin mediar variaciones, debería coincidir en su totalidad, con el perfil de carga del sistema utilizado, presentado en azul. La diferencia entre uno y otro se deben al ruido sumado al perfil de carga original, para generar ACE a corregir. En gris tenemos la potencia disponible en el sistema para realizar el control secundario de frecuencia, mientras que en negro punteado tenemos la generación de las unidades que están en AGC. Por otro lado en rojo, y con referencia en el eje secundario, se puede ver evolución de la frecuencia durante el día simulado, con las variaciones impuestas por el factor de ruido sumado a la demanda y la inercia de las máquinas.

También se muestra en punteado la generación de las unidades que podrían estar en AGC, en gris las unidades disponibles para realizar control secundario. La línea negra se mueve solo por el plan de producción, pero nótese que esas máquinas tendrían capacidad de entrar en AGC.

Sin AGC

El objetivo de esta simulación es mostrar el desempeño de la frecuencia del sistema si no se posee un AGC, o si este está desactivado.

Se ilustran en 4.10 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

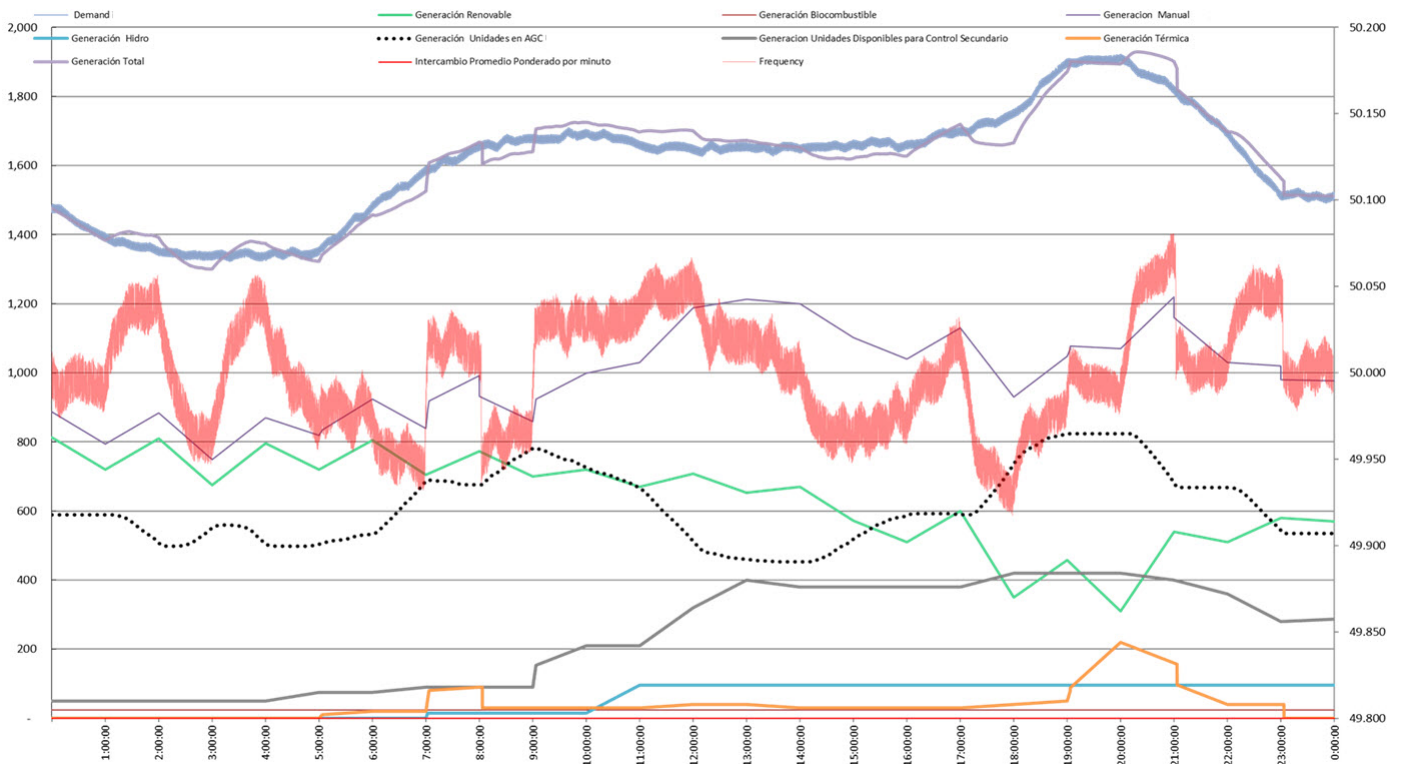


Figura 4.10: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la figura 4.10 se puede ver que la frecuencia, graficada en rojo en el eje secundario, cuando la generación total es distinta a la demanda del sistema, se aparta considerablemente de su valor nominal (50Hz). El apartamiento es peor que en el caso de máxima producción, situación esperable ya que a mayor variación horaria, mayor ACE a corregir. Como se puede ver, en los momentos donde se rompe el equilibrio de carga-generación, aún teniendo en cuenta la regulación primaria inherente de cada máquina, la frecuencia no solo no vuelve a su valor nominal, sino que en varias oportunidades de la frecuencia por debajo de 49.95Hz, frecuencia a partir de la cuál comienzan a actuar los disparos de carga automáticos por subfrecuencia instalados en la red uruguaya. Esto demuestra la necesidad de tener asignadas centrales que realicen el control secundario de frecuencia.

Salto Grande en AGC

Esta simulación muestra el desempeño de la frecuencia del sistema si la porción correspondiente a Uruguay de la central Salto Grande está siendo controlada por un AGC.

Se ilustran en 4.11 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

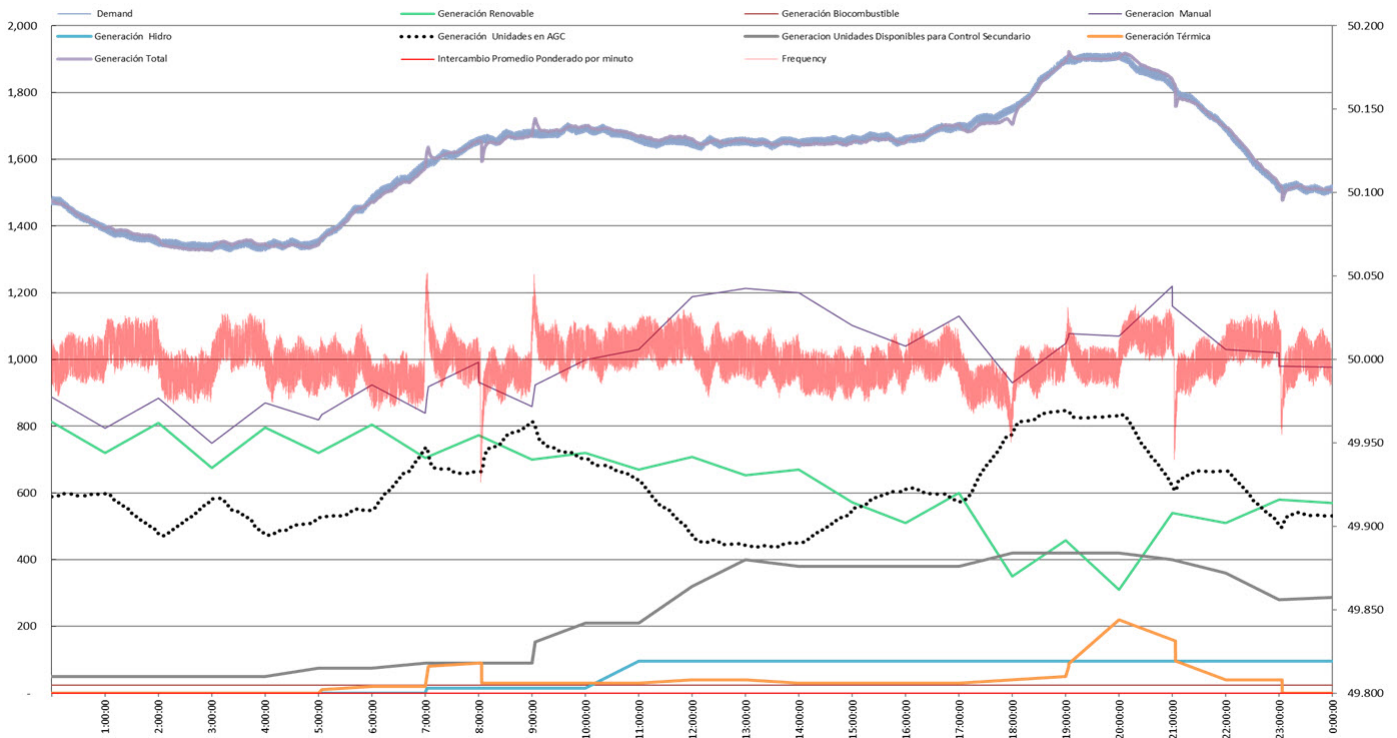


Figura 4.11: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 4.11 se puede ver que el comportamiento de la frecuencia es muy bueno, pudiéndose notar una bajada a las 18:00 producida por la mayor disminución horaria de generación renovable (se puede ver en la gráfica verde) de más de 200MW. Pero se puede concluir que con la central Salto Grande en AGC, el sistema pudo sortear satisfactoriamente esta variación.

El análisis de los detalles de esta simulación, se encuentran en el Anexo 7.3.2.

Centrales del Río Negro en AGC

En esta simulación se muestra el desempeño de la frecuencia del sistema si el ACE es corregido mediante la incorporación al AGC únicamente de las centrales del Río Negro (Bonete y Palmar). El plan de producción elegido, permite mostrar el desempeño de ambas centrales en AGC entre las 9:00 y las 23:00, ya que en ese lapso es que ambas centrales se encuentran en servicio.

Es de destacar nuevamente, que éste es el caso en el que se encuentra Uruguay, hasta que se obtenga autorización de la comisión técnico mixta para incorporarla formalmente al AGC de Uruguay.

Se ilustran en 4.12 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

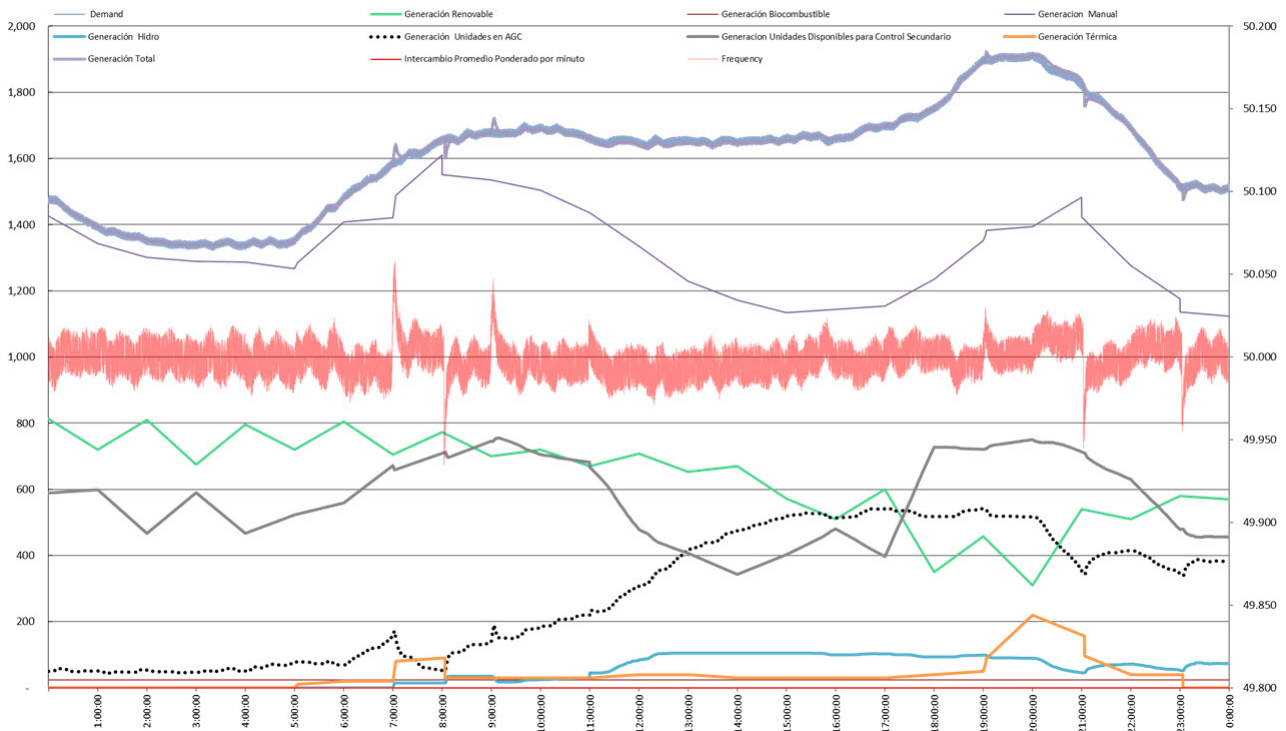


Figura 4.12: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 4.12 debido al despacho elegido, al igual que en la simulación anterior 4.4, se ve que al entrar generación térmica se produce un pico en la frecuencia, y al salir se produce una bajada de frecuencia. Y al igual que en el caso anterior, ambas situaciones son consecuencia del funcionamiento del simulador y no reflejan el comportamiento real de la frecuencia.

El análisis de los detalles de esta simulación, se encuentran en el Anexo 7.3.3.

Palmar en AGC

En ésta simulación se muestra el desempeño de la frecuencia del sistema si el ACE es corregido mediante la incorporación al AGC únicamente de la central Palmar. El plan de producción elegido, en este caso, permite mostrar el desempeño de durante todo el día, ya que Palmar se encuentra en servicio durante la totalidad del mismo.

Este es uno de los funcionamientos del AGC posibles actualmente, hasta tanto no se obtenga autorización de la comisión técnico mixta para incorporara formalmente al AGC a Salto Grande.

Se ilustran en 4.13 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

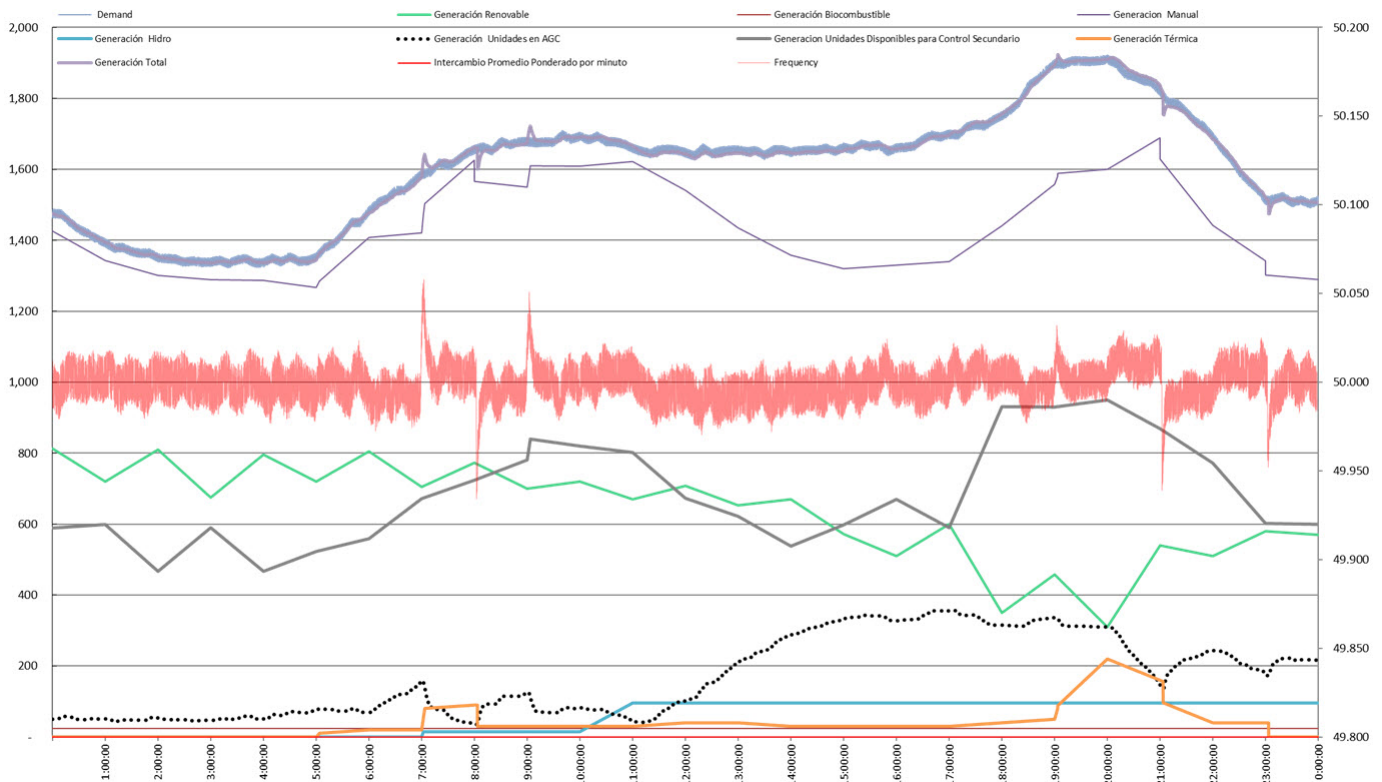


Figura 4.13: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 4.13 debido al despacho elegido, al igual que en la simulación anterior 4.4, se ve que al entrar generación térmica se produce un pico en la frecuencia, y al salir se produce una bajada de frecuencia. Al igual que en el caso anterior, ambas situaciones son consecuencia del funcionamiento del simulador y no reflejan el comportamiento real de la frecuencia. Se puede ver que el desempeño general de esta simulación, comparada con la simulación de todo el Río Negro en AGC, únicamente varía en lo que respecta al rango de excursión de la frecuencia, pero no varía mucho en lo que respecta al comportamiento propiamente dicho de la frecuencia, ya que la curva de la evolución tiene formas similares.

El análisis de los detalles de esta simulación, se encuentran en el Anexo 7.3.4.

Salto Grande y Centrales del Río Negro en AGC

En ésta simulación se muestra el desempeño de la frecuencia del sistema si el ACE es corregido mediante la incorporación al AGC tanto de Salto Grande como de las centrales Palmar y Bonete. El plan de producción elegido, en este caso, permite mostrar el desempeño combinado durante todo el día, ya que Salto Grande y Palmar se encuentra en servicio durante la totalidad del mismo, pero Bonete se despacha de 9:00 a 23:00.

Este es el funcionamiento del AGC que se desea a futuro, una vez que se obtenga autorización de la comisión técnico mixta para incorporar al AGC a la central de Salto Grande.

Se ilustran en 4.14 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

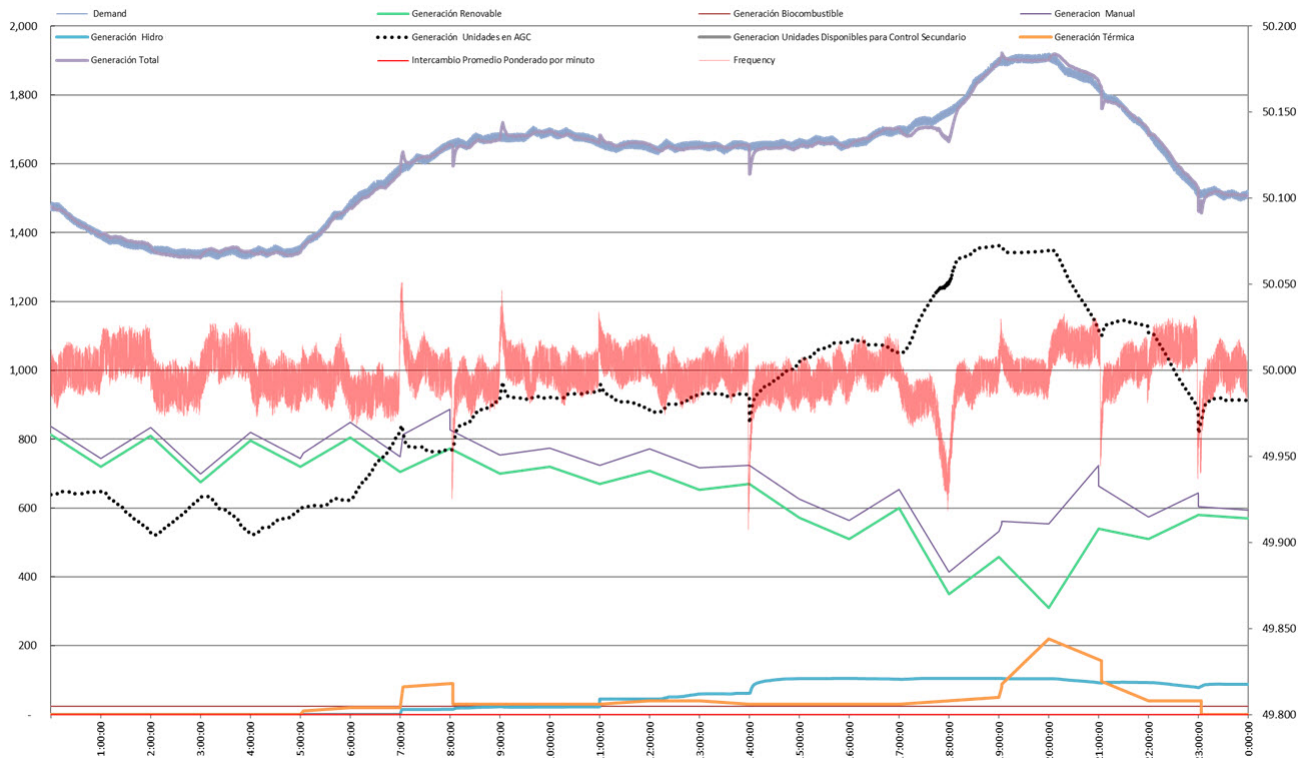


Figura 4.14: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 4.14 se puede ver que el comportamiento de la frecuencia es muy bueno por momentos, pero específicamente a las 14hs y entre las 17hs y las 18hs, el desempeño no es bueno. Este comportamiento se debe a los súbitos cambios de potencia simulados para los renovables (más de 200MW) y el estado de carga que tiene Salto Grande en esos momentos. Al momento de asignar las obligaciones de cada central, los factores de participación de regulación calculados son comparables a los de las unidades de Cenpal (0.485) vs SG (0.515). Al momento de subir potencia en cada ciclo, debido a la distintas rampas de cada central en cada ciclo es que se evidencia el problema. Las rampas de Palmar y Bonete son la mitad de la de Salto Grande, por lo tanto el tiempo que le toma corregir el UCE asignado es mayor y por ende la frecuencia se deteriora, dando como resultado el comportamiento observado.

El análisis de los detalles de esta simulación, se encuentran en el Anexo 7.3.5.

Comparación

Para estas simulaciones, a diferencia de las realizadas en 7.2, se asume que se deja un mayor porcentaje de margen en cada máquina en servicio, para mitigar las variaciones de eólica. Esta hipótesis asumida tiene como sustento las previsiones de viento en la realidad, y como se actúa en consecuencia de ellas. En este caso, además de lo impuesto por el plan de producción, se deja un 30% de margen en cada máquina de la central para regular.

La situación planteada de alta variabilidad en la generación eólica es frecuente. Frente a los pronósticos de alta variabilidad, en tiempo real se aumenta el margen de reserva en el sistema, de manera de tener capacidad tanto para bajar como para subir. También se elige reducir o liberar la generación eólica, de manera que se mantenga el margen suficiente en la generación que está siendo controlado por AGC.

Realizando una comparación entre casos, respecto al control del ACE, se puede decir que el caso con solo Salto Grande en AGC el FACE se encuentra siempre por debajo de 5MW en su valor absoluto, salvo entre las 17 y las 18, cuando se produce una disminución repentina de 200MW de generación eólico, de todas maneras en la simulación se sortea de manera aceptable esta situación. Para el caso del Río Negro en AGC si bien el FACE se encuentra generalmente por debajo de 5MW, por momentos oscilando alrededor de 0, y no se ven problemas para controlar la disminución de 200MW de generación. En el caso de Palmar en AGC, se ve un comportamiento similar al caso del Río Negro, aunque con un mayor rango de excursión de la frecuencia, donde tampoco se tiene problemas para controlar la variación de 200MW. En el caso de Salto Grande y el Río Negro en AGC, el comportamiento de la frecuencia es muy bueno por momentos, pero específicamente entre las 17hs y las 18hs, con la reducción repentina de 200MW, el desempeño es muy malo. Una explicación más detallada se encuentra en 7.3.5. De todas maneras se ve que a diferencia del resto de las simulaciones, el FACE se mantiene durante mucho más tiempo en valores cercanos a 0. Claramente se puede concluir, que la mejor opción desde el punto de vista del control del ACE, es con las centrales del Río Negro únicamente en AGC.

Evaluando las simulaciones respecto a la reserva rotante, en el caso de Salto Grande solo en AGC, se está sin margen para subir entre la 17hs y las 18hs poco más de 5 minutos, momento en cuál se produce la bajada de 200MW, lo que explica el comportamiento en la corrección del ACE. En el caso del Río Negro en AGC, el sistema siempre tiene margen de regulación para bajar y para subir, aunque a las 8hs el margen para bajar está a punto de estar comprometido. El caso de Palmar en AGC es similar al caso del Río Negro, se ve que en ningún momento el sistema se queda sin margen de regulación ni para bajar ni para subir, y cerca de las 8hs se ve comprometido el margen para bajar. En el caso de todas las centrales en AGC, se destaca, a diferencia del resto de los casos, la gran cantidad de reserva de regulación disponible. No existe ningún momento en el día donde falte reserva para regular, aún durante el lapso entre las 17hs y las 18hs.

Analizando respecto al cumplimiento de los valores de epsilon en los distintos casos simulados, se puede decir que en el caso de Salto Grande en AGC, la cantidad de minutos que ε_1 es mayor a 35mHz tiene un pico a las 18hs, al igual que el ε_{10} , que es mayor a 25mHz, durante más de 30 minutos. De todas maneras, desde el punto de vista de CPS, es aceptable el funcionamiento. Para el caso del Río Negro en AGC, el tiempo que se está por fuera de los rangos definidos es nulo durante casi todo el día, salvo a las 8hs, donde se ve un no cumplimiento que no llega a los 5 minutos. Este caso es el que tiene mejor desempeño respecto a CPS. Para el caso de Palmar en AGC, también se ve una situación similar, respecto a ε_1 , que el tiempo en que está por encima de 35mHz es nulo durante todo el día, salvo a las 8hs. Pero, a diferencia del caso del Río Negro, también a las 22hs, se ve un incumplimiento. De todas maneras el desempeño es exitoso. El caso de todas las centrales en AGC se ve que la cantidad de minutos que ε_1 y ε_{10} está por encima de 35mHz y 25mHz al momento de la variación de 200MW es mayor a 10 minutos, y durante el día tiene otros picos que no llegan a 5 minutos de incumplimiento, siendo nula el resto del día. El desempeño es aceptable, siendo el peor de todos los casos en lo que respecta a CPS.

Respecto a las inversiones, podemos apreciar en todas la simulaciones, que los momentos de mayor inversiones se dan, como era esperable, en los momentos donde la generación renovable varia considerablemente. Para el caso de Salto Grande en AGC, se llega en el peor de los casos a 7 inversiones por hora. En el caso del Río Negro se llega a un máximo de 5 inversiones por hora, que se reparten entre las centrales, mejorando sensiblemente el desempeño de los generadores y

evitando el desgaste innecesario de las máquinas. Comparando con el caso de Palmar en AGC, se ve que sostenidamente las inversiones son superiores en el caso de tener solo Palmar en el AGC. El caso con todas en AGC muestra que durante los momentos en que las tres centrales corrigen el ACE, las inversiones son despreciables. Una diferencia considerable respecto a los casos de 7.2, es que en los casos de 7.3 las inversiones son más sostenidas a lo largo del día.

Luego de realizar las comparaciones, puede quedar la impresión de que los casos del Río Negro en AGC y de Palmar en AGC parecen ser similares. Por esto hay que tener en cuenta que la importante diferencia de desempeño entre los casos del Río Negro en AGC y de Palmar en AGC, es la menor velocidad de respuesta en el caso de Palmar.

Teniendo en cuenta cada una de las comparaciones anteriores, podemos decir en todos los casos el funcionamiento es aceptable, pero afinando el lápiz, se puede realizar el siguiente ranking de mejor a peor solución:

- Todas las centrales en AGC
- Río Negro en AGC.
- Salto Grande en AGC.
- Palmar en AGC.

Debido al problema encontrado en el caso de Salto Grande y el Río Negro en AGC al momento de la reducción de 200MW de generación, se realizó en una nueva simulación 4.5, con correcciones a tomar en tiempo real para estos casos. Esta nueva simulación muestra un resultado acorde con lo esperado, siendo este caso el de mejor desempeño global. Ya que sumado a la abundante reserva rotante y a las bajas inversiones, se logra corregir el FACE al momento del escalón de generación eólica.

Salto Grande y Centrales del Río Negro en AGC modificado

Debido al problema entre las 17hs y las 18hs encontrado en la simulación anterior, se presenta el resultado de una nueva simulación de Salto Grande y las centrales del Río Negro en AGC, teniendo en cuenta que en una situación real, para los casos en que la variabilidad es muy alta el % de reserva para regulación secundaria debe incrementarse del 20 al 50% de la potencia programada (% Reserva para control secundario) de las centrales que están en AGC. En este caso la cantidad de unidades se determina como redondeo hacia arriba de

$$P_{prog} * \left(1 + \frac{\%R_{CS}}{P_{max_1}}\right) \quad (4.1)$$

donde P_{prog} es la Potencia Programada, $\%R_{CS}$ es el porcentaje de reserva para control secundario, y P_{max_1} es la potencia máxima de una unidad.

Se ilustran en 4.15 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

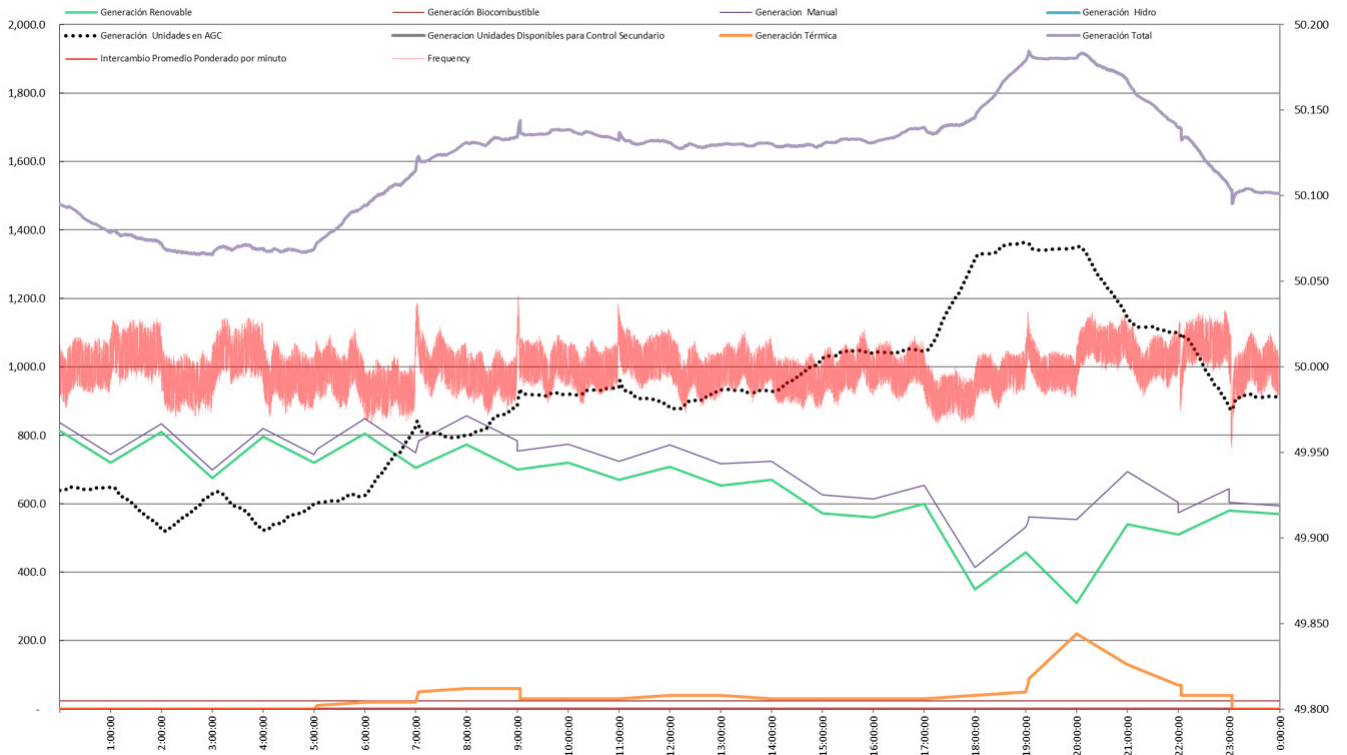


Figura 4.15: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 4.15 se puede ver que el comportamiento de la frecuencia es muy bueno durante todo el día, incluyendo el lapso entre las 17hs y las 18hs donde se encontraba el problema en la simulación 4.5.

El análisis de los detalles de esta simulación, se encuentran en el Anexo 7.3.6.

5 | Implementación en Uruguay

5.1. Consideraciones Generales

Históricamente el parque de generación de Uruguay era predominantemente hidráulico, contando con las centrales hidráulicas propias de UTE (Terra , Baygorria y Bonete) que se ubican a lo largo del Río Negro, y la central binacional de Salto Grande que se encuentra en el Río Uruguay, frontera entre Uruguay y Argentina. La central de Salto Grande tiene una capacidad total de 1890MW y los derechos de propiedad se dividen en partes iguales entre cada país.

También se contaba con centrales térmicas con turbinas de vapor, que a lo largo de estos últimos años fueron quedando fuera de servicio. Las centrales térmicas están ubicadas principalmente en el sur del país, donde se encuentra aproximadamente el 70 % de la demanda del país. Hoy en día se cuenta con un parque térmico de aproximadamente 600MW. Se está aumentando la capacidad de generación térmica con la instalación de una planta de ciclo combinado en el sur del país de 500MW.

Pero como se ha expresado en los capítulos anteriores, el cambio de la matriz energética trajo consigo que existan recursos adicionales de energía limpia. La generación eólica instalada al momento de la tesis es de 1400MW distribuidos por todo el país. Mientras que la generación solar fotovoltaica está instalada principalmente en el noroeste del país. Al momento de la redacción de la tesis la potencia instalada es de 240MW.

La Red de Trasmisión del SIN está constituida por una malla principal de 500 kV y una fuerte red en 150 kV. Como ya fue expresado anteriormente, la red uruguaya está fuertemente interconectada con Argentina, formando un sistema eléctrico único.

La interconexión entre ambos países se realiza principalmente a través de líneas de 500 kV, con una capacidad total de 2.000 MW. Además, esta interconexión cuenta con 3 transformadores 500/150 kV y una línea de interconexión en 150kV.

Estas líneas de 500kV, transportan la potencia de intercambio entre Uruguay y Argentina y la potencia generada por Salto Grande en forma conjunta. Tanto Uruguay como Argentina despachan su generación de forma independiente, y los intercambios entre los países son ocasionales y/o de emergencia, más allá de los desvíos propios de la operación.

La red uruguaya también está interconectada con Brasil, a través de dos convertoras AC-DC-AC de 550MW y 70 MW, debido a que los dos sistemas operan en diferentes frecuencias (50Hz en Uruguay y 60Hz en Brasil).

En la actualidad, en algunos casos de alta generación eólica, la red de transporte impone algunas restricciones sobre el despacho de generación en Uruguay, pero trabajando en conceptos de cargabilidad dinámica (donde se utilizan variables meteorológicas para calcular la capacidad de carga de las líneas) se ha logrado disminuir considerablemente estas restricciones.

En la figura 5.1 se muestra un esquema simplificado de lo explicado anteriormente:

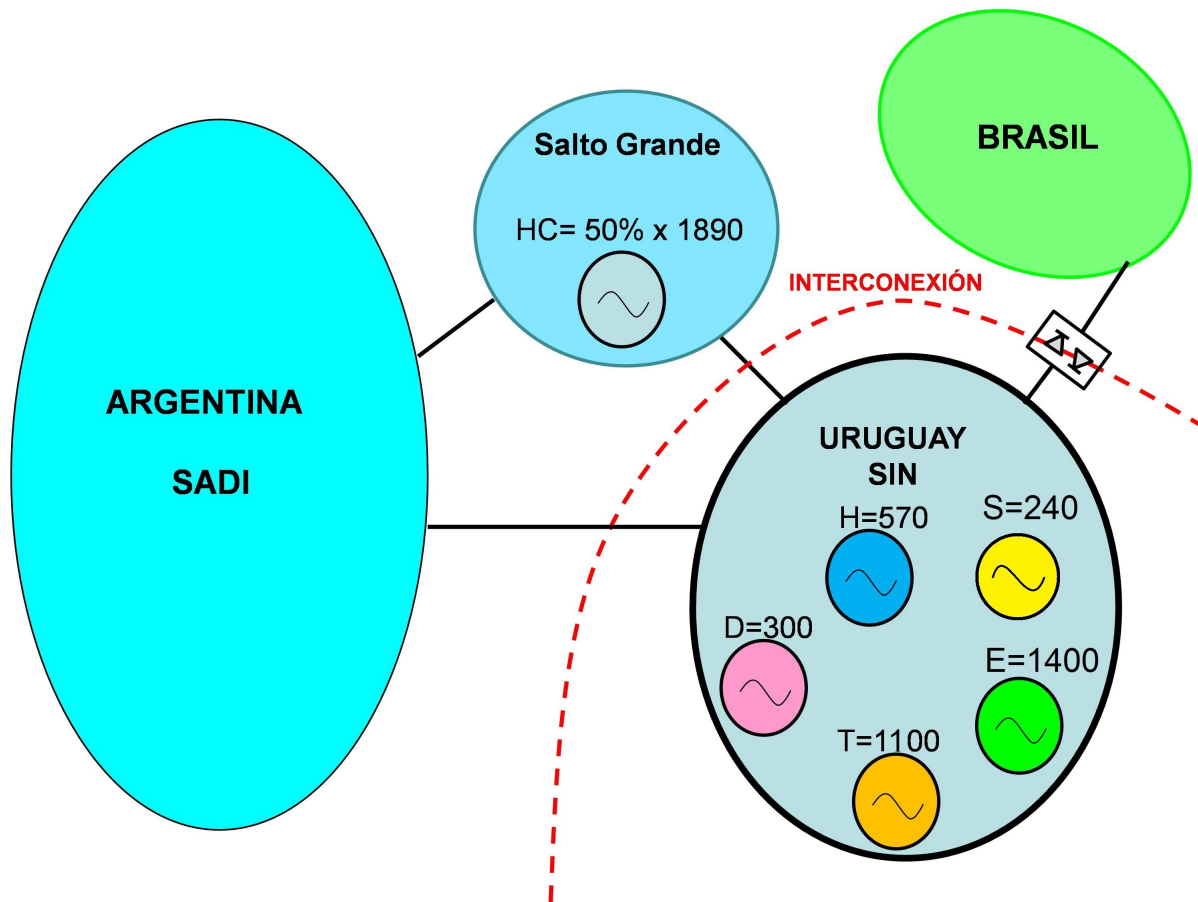


Figura 5.1: Esquema de Interconexión del SIN

En la figura 5.1, H representa los 570 MW de potencia instalada de las centrales hidráulicas del Río Negro, E representa los 1400 MW de generación eólica instalada, T son los 1100 MW de centrales térmicas, S los 240 MW de generación solar fotovoltaica instalada y D son los 300 MW de biomasa y cogeneración.

Actualmente, la regulación secundaria de frecuencia del sistema la realiza Argentina, asignándola a una única central, como es el caso de Salto Grande, o al control conjunto de las centrales hidráulicas del Comahue [38]. Uruguay "participa" en esta regulación cuando la central asignada es Salto Grande, únicamente.

5.2. Central Salto Grande

El operador del sistema eléctrico uruguayo (DCU), en coordinación con el operador del sistema argentino (CAMMESA), es el encargado de llevar a cabo los ajustes de generación en tiempo real para mantener el flujo de potencia por la interconexión de acuerdo al programa vigente.

Actualmente, los requerimientos de Uruguay se coordinan con CAMMESA y es este último quien se comunica con los Operadores de la central.

Como se explicó en los capítulos anteriores, la función Control Automático de Generación (AGC) regula la potencia de salida de unidades de generación en respuesta a cambios en la frecuencia del sistema, error de tiempo del sistema y el intercambio neto entre áreas, a fin de mantener los valores programados. El AGC no tiene la posibilidad de arrancar ningún generador.

Es por esto último, que la implementación del AGC implica que el requerimiento de generación de Uruguay a la central de Salto Grande se envíe ahora directamente a la central, sin la comunicación previa con CAMMESA.

La central de Salto Grande se encuentra fuera de los límites de la zona de control tanto del sistema uruguayo como del argentino, y la potencia generada es inyectada en la propia interconexión entre ambos países. Por lo tanto el intercambio real entre Uruguay y Argentina no se puede medir, sino que sólo puede ser calculado. Un esquema de esta situación se presente en la figura 5.2.

En la figura 5.2 se presenta un esquema con los dos sistemas (SIN y SADI), la central de Salto Grande como un generador. También se presentan todas las interconexiones entre ambos sistemas y la central, y se define el intercambio real entre Argentina y Uruguay.

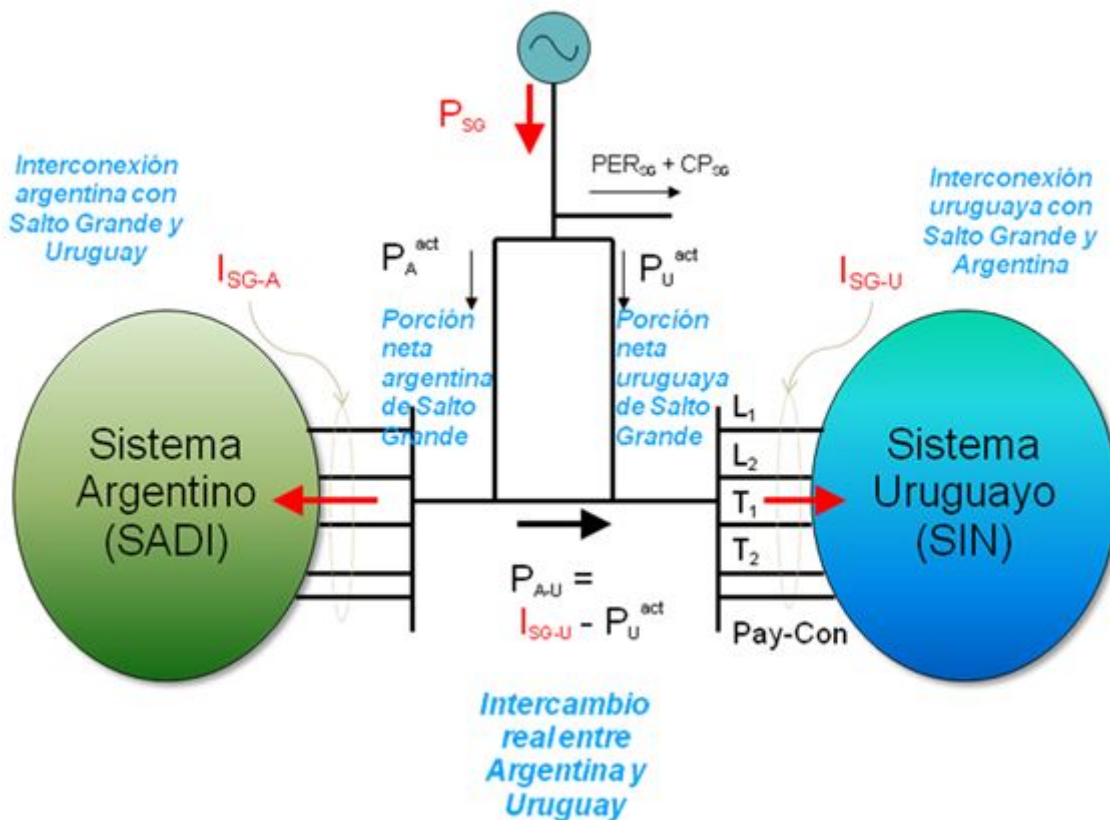


Figura 5.2: Interconexión con Argentina y SG

El intercambio real entre los dos países P_{A-U} se calcula como la diferencia entre el flujo de potencia medido en la interconexión I_{SG-U} menos la porción uruguaya de la potencia neta generada por Salto Grande P_U , como se puede apreciar en la figura 5.2.

El desvío entre el intercambio real calculado y el intercambio programado es uno de los componentes del error de control de área (ACE) definido en 3.

La porción uruguaya de la producción total de Salto Grande P_U tampoco se puede medir y debe ser calculada por la planta y enviada al AGC de DCU.

La importancia de la inclusión de la generación de Salto Grande bajo control del AGC, radica en que esta central representa una parte importante de la potencia hidráulica disponible para Uruguay. Sin embargo, al ser una central de propiedad compartida entre ambos países, se requiere un acuerdo de utilización entre ambos países.

Actualmente, las gestiones para ello se encuentran en proceso, pero todavía lejos de estar concluidas. Se espera que este proceso termine con el acuerdo para la incorporación de la parte uruguaya de Salto Grande bajo el control del AGC de DCU, pues ello resultará en un mejor funcionamiento del sistema para todas las partes [38].

El funcionamiento previsto en ese caso es el siguiente:

- El AGC de DCU enviará la generación deseada a Salto Grande
- El sistema SCADA de Salto Grande deberá sumar la potencia deseada por Uruguay P_U^{des} con la potencia deseada por Argentina P_A^{des} para determinar el requerimiento total de la central (figura 5.3).

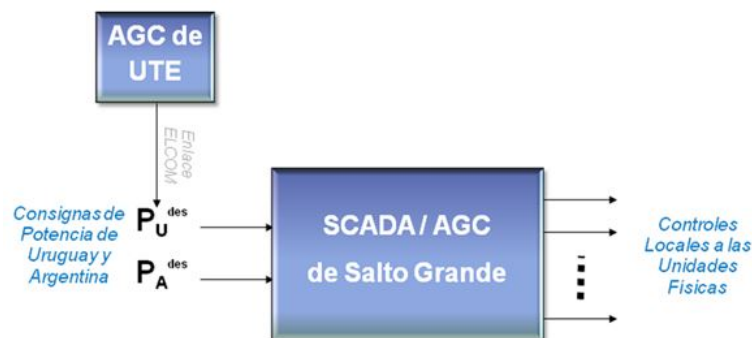


Figura 5.3: Requerimiento para Salto Grande [38].

- El sistema SCADA de Salto Grande repartirá la potencia total de la central entre Uruguay y Argentina (figura 5.4), teniendo en cuenta el comportamiento dinámico de la central frente a los requerimientos provenientes de ambos países, para luego enviar los valores resultantes al AGC de DCU y a CAMMESA.

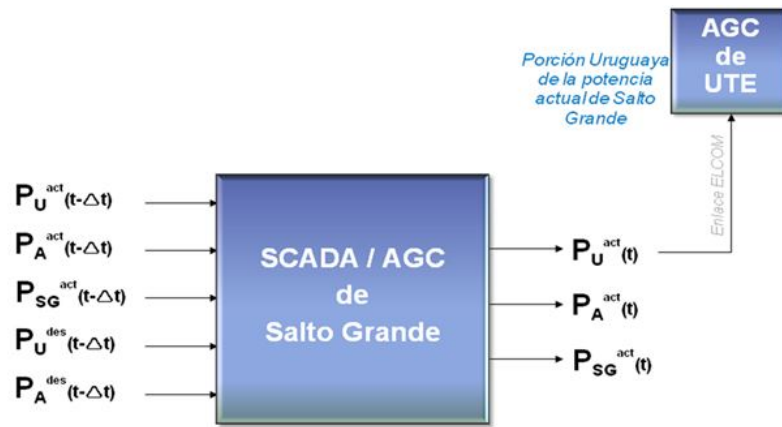


Figura 5.4: Reparto de la potencia de Salto Grande [38].

Para manejar los requerimientos a la central por ambos países y el reparto de generación, fue necesario llegar a un acuerdo en la definición y el método de cálculo de las variables que participan de este procedimiento. Entre estos acuerdos se destaca el algoritmo desarrollado para el cálculo de la potencia que Salto Grande asignará a cada país, como resultado de un cambio en la potencia generada por dicha central. Los detalles de este algoritmo no serán presentados en esta tesis de maestría, pero el autor espera que el análisis del mismo sea realizado en otras investigaciones futuras.

5.3. Centrales del Río Negro

En el Río Negro hay tres centrales hidroeléctricas (Terra, Baygorria y Palmar), de las cuales dos están en condiciones de ser manejadas con el AGC (Terra y Palmar).

Debido a que las centrales son propiedad de UTE únicamente, no fue necesario desarrollar un algoritmo de reparto de potencia como lo fue para la central Salto Grande.

Estas centrales se controlan como unidades equivalentes, por lo tanto el AGC no controla a cada maquina individualmente, sino que interactúa con un controlador instalado en cada una de las centrales, enviándole un setpoint con el requerimiento de generación total de la central.

Ademas de recibir y responder a los setpoints enviados por el AGC, el controlador instalado en cada central envía las siguientes señales necesarias para el modelo de planta:

- Interruptor Equivalente
- Indicación de Local/Remoto
- Potencia Activa Generada
- Límite Superior de Regulación
- Límite Superior de Regulación
- Rampa de toma de carga y descarga

Las centrales decidieron que sus controladores reciban la potencia total requerida y luego repartan la misma entre las máquinas de la central. Este controlador limita las posibilidades de respuesta rápida del AGC, ya que por razones de mantenimiento y desgaste de las máquinas, se ajustó un delay en la ejecución de las consignas una vez que el AGC solicita la potencia requerida.

El controlador recibe una consigna del AGC, realiza el reparto entre las máquinas. Y luego de realizar el reparto, tiene un tiempo muerto de recuperación de las máquinas. Este tiempo muerto funciona como un buffer, que recibe una serie de consignas desde el AGC, y luego aplica únicamente la última de ellas.

Está acordado que los ajustes de estos controladores sean revisados periódicamente, al obtener historia del funcionamiento del AGC y del desgaste en mayor o menor medida de las máquinas debido a las consignas enviadas por el AGC.

Al momento de la redacción de la tesis, se está en proceso de realizar cambios en los controladores de las centrales, que permitiría reducir el retardo en la ejecución de consignas, aproximadamente, a un tercio del valor actual, con la filosofía de asignar una consigna a una máquina, siempre y cuando la necesidad de potencia se pueda satisfacer con el margen disponible de una máquina.

5.4. Aplicación de la Teoría

En esta sección se presentan las decisiones adoptadas sobre la aplicación de los distintos conceptos presentados en los capítulos 3 y 2.

Se decidió que el enfoque de control a utilizar sea el tradicional, más específicamente que los métodos de control a utilizar por el AGC sean CNI, CF y TLB. CNI debido a la necesidad de control de intercambio ya expresada en 2. CF debido a la posibilidad de aportar al control de frecuencia. TLB como modo de control que englobe los dos objetivos anteriores. El resto de los métodos, si bien están disponibles para utilizar, no aportan al objetivo inicial del AGC.

La no utilización del STCPS, se debió en mayor medida a la facilidad de implementación y los diversos métodos de control disponibles en el control tradicional. Y en menor medida, a criterio de quién está redactando esta tesis, al desconocimiento del detalle del mismo al momento de la implantación.

La lógica de control permisivo está implementada, y los ajustes de los parámetros K_5 y K_{5neg} son realizados para que el umbral definido se encuentre entre 15 y 30 MW, dependiendo de la situación del SIN y de las obligaciones en los intercambios.

En lo que respecta al bias de frecuencia β necesario para calcular el ACE, se definió éste realizando una estimación en función de datos históricos del comportamiento del sistema frente a una gran contingencia, con gran pérdida de generación o carga, teniendo en cuenta la magnitud del SADI frente al SIN.

La frecuencia de ejecución del AGC se definió según lo recomendado en 4 segundos, mientras que el tiempo de control está ajustado en 10 segundos. Pero debido a lo expresado en la sección anterior, respecto a los controladores en las propias centrales, no fue posible definir tiempos de tracking, por lo que el AGC siempre que sea necesario enviará consignas cada 10 segundos, y

el controlador de la central tomará la última consigna enviada durante el tiempo de captura de consignas, como se mencionado en la sección anterior.

En lo que tiene que ver con los modos de control de la unidades generadoras, se decidió que sean BASE, BREG, AUTO los únicos modos en los que el AGC tenga control de las unidades. Permitiendo también la utilización del modo TEST para pruebas.

Respecto a los comandos a las centrales, si bien hoy en día se está utilizando el setpoint, ya que las centrales generadores que están disponibles para el AGC utilizan esta modalidad. También se está en condiciones de utilizar el control por pulso si es requerido.

5.5. Pruebas Realizadas

En esta sección se presentan las pruebas primarias realizadas para ajustar en el AGC la respuesta de las centrales.

5.5.1. Salto Grande

El AGC instalado en Uruguay se encuentra configurado y sintonizado para realizar control de frecuencia (CF), intercambio (CNI) o ambos (TLB) con las plantas de Palmar y Bonete, en la modalidad de planta agregada (El AGC controla la planta como un generador equivalente en lugar de controlarse de manera individual a los generadores).

Inicialmente se tenía configurada la planta Salto Grande en la modalidad de Propiedad Compartida. Bajo este esquema, la repartición del uso de las capacidades de la planta se determina de forma externa (en otras palabras UTE es un propietario sin el control de la decisión de repartición/asignación de las potencias, actividad que se realiza en la planta).

Sin embargo, por diseño del AGC en una planta de propiedad compartida, solo el propietario que hace la repartición de la potencia asignada disponible puede realizar el control automático de la generación, ya que el control sobre las capacidades disponibles está bajo su potestad. En estas condiciones, la determinación de la potencia generada por criterios de regulación por Uruguay no puede ser implementada por este modelo.

Dado que desde Uruguay se quiere reservar la potestad de realizar control secundario con la porción correspondiente de planta, se diseñó y configuró una interfaz para el control secundario basado en que:

- UTE solicita a Salto Grande el número de unidades sobre las cuales desea controlar la potencia generada, considerando criterios de regulación secundaria (1,2,3 y hasta 6 unidades).
- UTE recibe los límites efectivos superior e inferior del total de unidades sobre las cuales la planta administra una reserva de regulación secundaria.
- UTE solicita la potencia requerida con independencia de las unidades consignadas para control secundario, pero considerando que la suma de la potencia actual generada por las unidades consignadas es parte de su solicitud de potencia.

- Si la potencia asignada por la planta no corresponde a la solicitada por UTE (es menor) se iguala el límite de regulación superior a la potencia actual generada por las máquinas consignadas para control secundario de UTE, lo que equivale a no tener reserva de regulación para subir, pero una cantidad de reserva de regulación a la baja que pueda requerir. Esta capacidad de reserva de regulación a la baja, puede ser de mucha utilidad en el control de intercambios en situaciones de elevada generación eólica.

Bajo las condiciones anteriores, se concluyó modelar Salto Grande como una Unidad Agregada de configuración variable (número de unidades consignadas, rampa de ascenso y disminución de carga y límites de regulación determinados por la planta). En consecuencia se optó por cambiar el modelo de Unidad Compartida por uno de Unidad Agregada.

Luego de definido el modelo de la central, se comenzó con la realización de las pruebas para sintonización en modo TEST. Dado que la rampa efectiva no se recibía todavía, ésta se configuró de manera calculada en base al número de generadores consignados al AGC de Uruguay.

Se realizó de forma coordinada pruebas de rampa y de seguimiento de consignas bajo las siguientes variantes:

- Una unidad consignada
- Dos unidades consignadas
- Tres unidades consignadas
- Pruebas de operación conjunta con Palmar y Bonete

Los resultados de las pruebas demostraron que la operación en AGC con Salto Grande trabaja según lo especificado, quedando pendiente recibir de la planta, la rampa efectiva con que responderán las unidades, para luego calcular los factores de participación.

En cuanto a la operación conjunta de las tres unidades agregadas, éstas no fueron satisfactorias. Aunque demostraron que el AGC establece lazos de control con cada planta, la velocidad de respuesta en rampa de las plantas participantes en su conjunto, produce respuestas de las unidades que no reducen adecuadamente el Error de Control de Área. Esto hacer que se produzcan situaciones en las que las potencias generadas inducen errores en el signo de las consignas de control.

Estas pruebas deben repetirse antes de llegar a conclusiones sobre la forma como se debe operarse Palmar y Bonete con la presencia de Salto Grande, ya que la fijación de la rampa de Salto Grande de manera manual puede inducir a errores. Sin embargo, en otros sistemas controlados por AGC, la operación de generadores con rampas tan disímiles produce el tipo de oscilaciones de ACE observado.

Se presentan en las gráficas 5.5 y 5.6 los resultados de algunas de las pruebas para la determinación de la rampa y las pruebas de obediencia de Salto Grande:

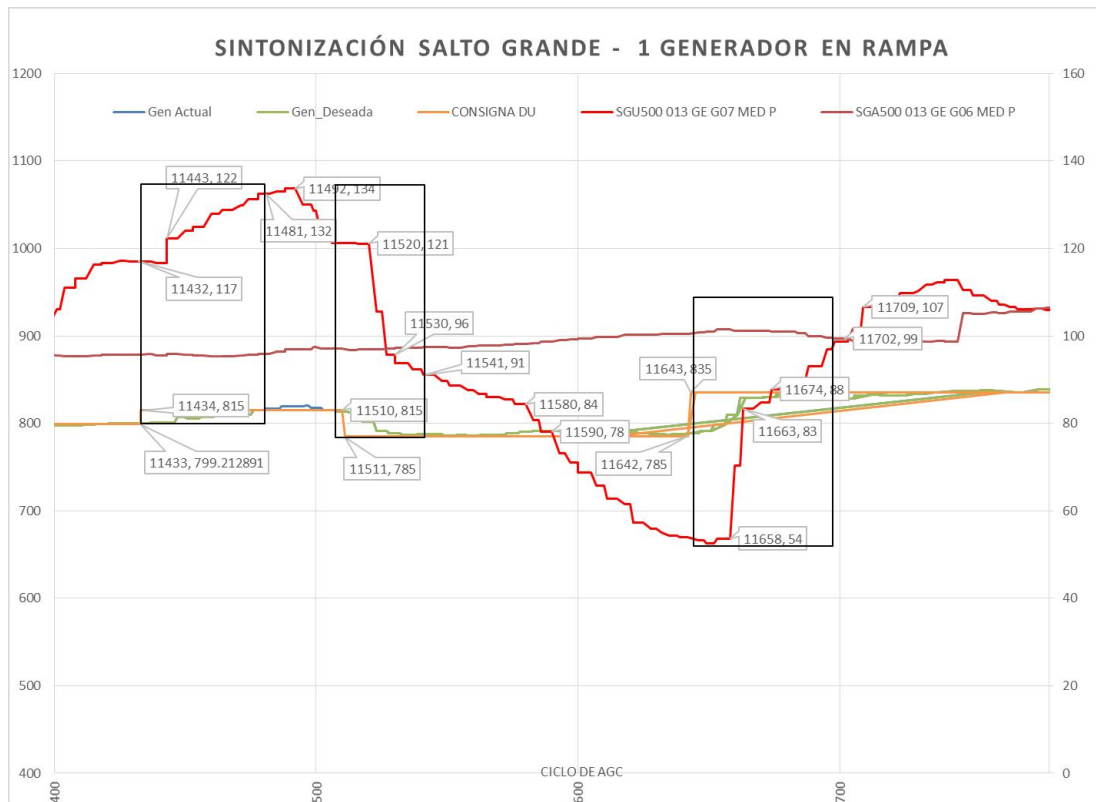


Figura 5.5: Sintonización Rampa Salto Grande.

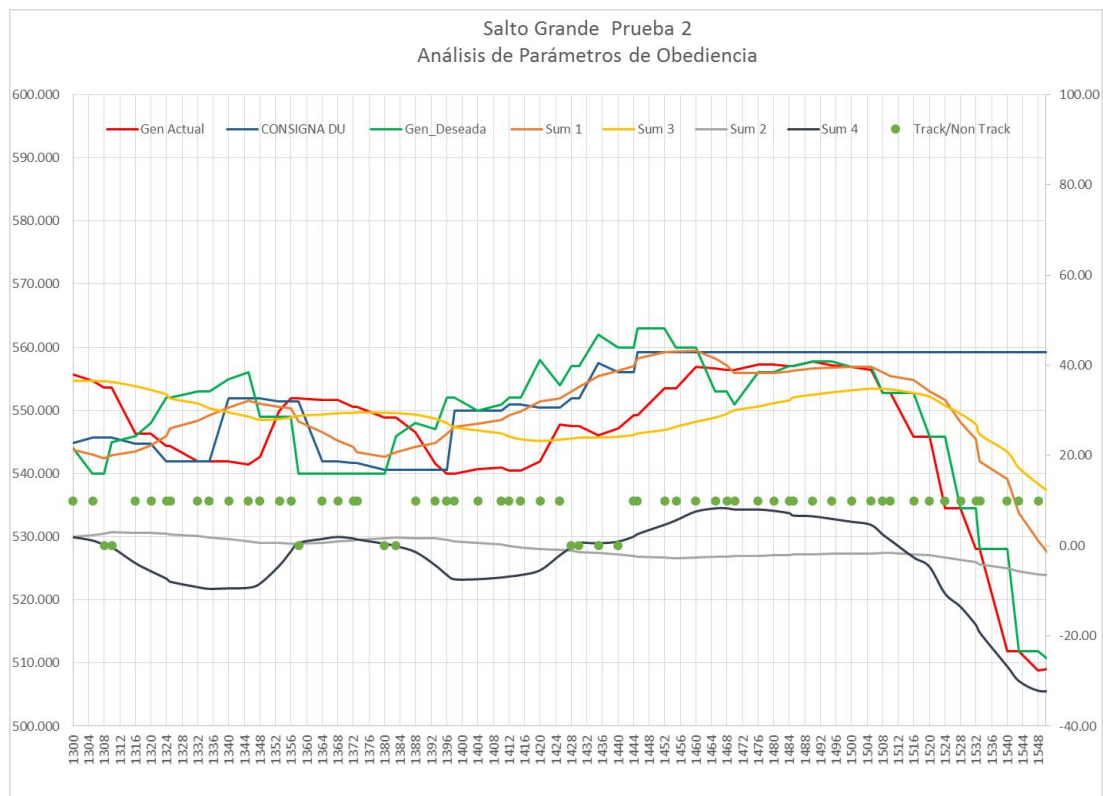


Figura 5.6: Parámetros de Obediencia de Salto Grande.

5.5.2. Bonete

Como se expresó anteriormente, las centrales de UTE decidieron que sus controladores reciban la potencia total requerida y luego repartan la misma entre las máquinas de la central y no que el AGC interactúe directamente con cada máquina.

Las pruebas se realizaron incluyendo una máquina por vez en el controlador manejado por el AGC (en total son 4 máquinas).

En la figura 5.7 se presenta una de las pruebas realizadas, que consistió en probar consignas ascendentes y descendentes para analizar la respuesta de la central frente a las mismas.

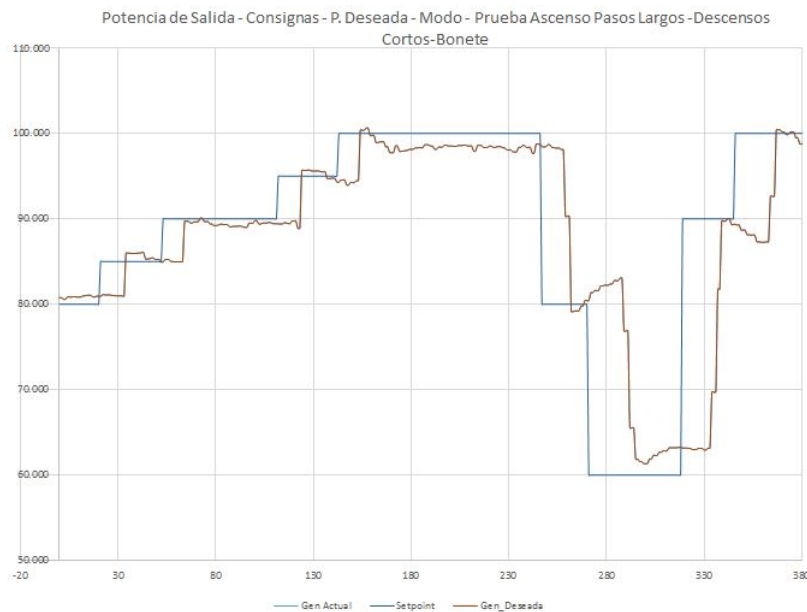


Figura 5.7: Prueba Ascendente-Descendente en Terra.

Se puede apreciar el retardo desde que se envía la consigna (azul) hasta que comienza a responder y efectivamente llega a la consigna esperada (rojo). También se puede apreciar la rampa de respuesta de la central en las excursiones grandes.

En la figura 5.8 se presenta las constantes de sintonización y retardo en la respuesta a ajustar.

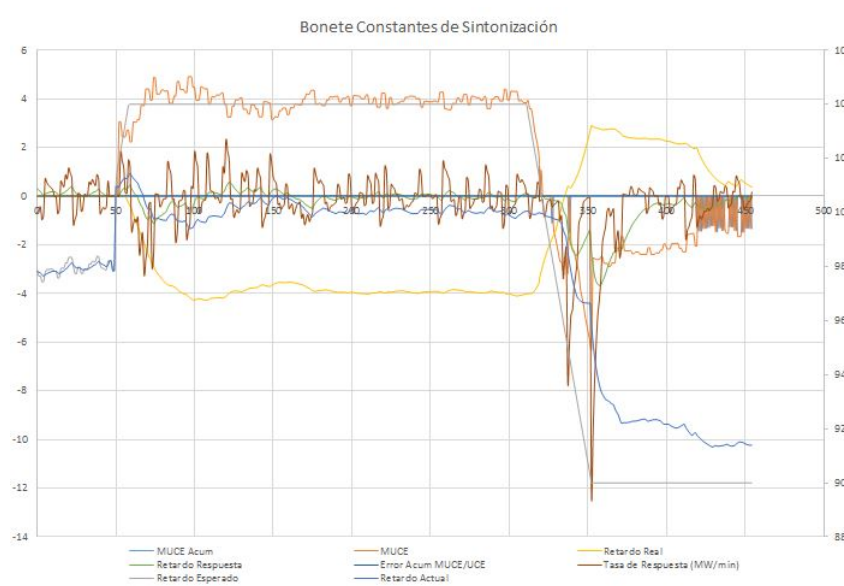


Figura 5.8: Constantes de Sintonización de Terra.

Una vez ajustados los parámetros se realizó una prueba final analizando la respuesta del total de la central en modo AUTO, que se presenta en la figura 5.9.



Figura 5.9: Prueba de Obediencia de Terra.

En la figura 5.9, el ACE filtrado y el Modo de control están graficados en el eje secundario. Podemos ver como la central obedece satisfactoriamente a las consignas enviadas por el AGC, aun con el retardo impuesto por el controlador de la central.

5.5.3. Palmar

En el caso de Palmar, la decisión de incluir un controlador intermedio afecta fuertemente su funcionamiento en AGC, ya que la central tiene una potencia máxima de aproximadamen-

te 330 MW y el retardo impuesto, que es mayor que en la central Terra, impide el correcto funcionamiento en conjunto con Salto Grande y con Terra, ya que a estas últimas les asigna mayormente la corrección, debido a la lentitud en la respuesta de Palmar.

Las pruebas se realizaron incluyendo una máquina por vez en el controlador manejado por el AGC (en total son 3 máquinas).

En esta primera figura 5.10, se presenta la prueba de consignas progresivas realizada con la central Palmar:

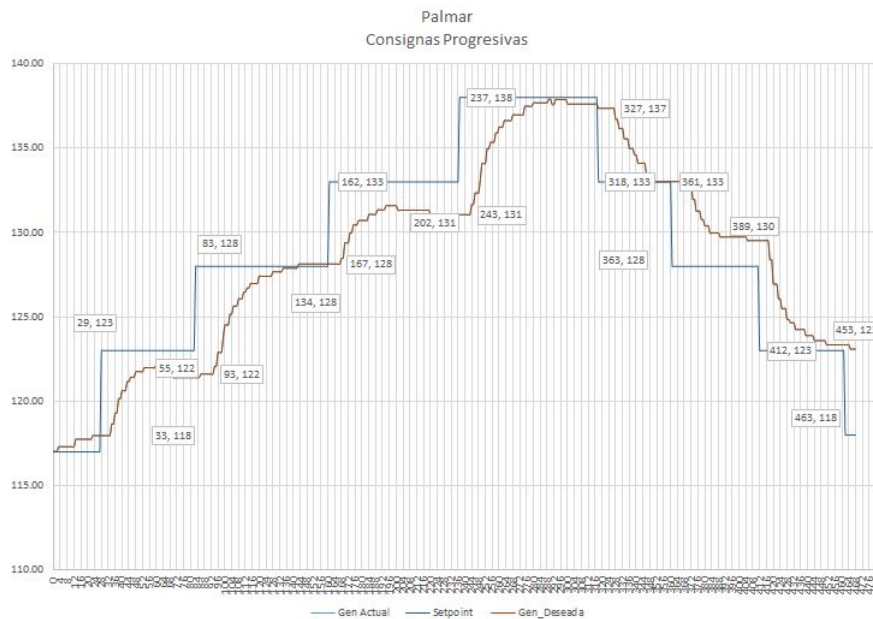


Figura 5.10: Prueba de Consigna Progresiva en Palmar.

En azul se aprecia las consignas enviadas, mientras que en rojo se puede observar la respuesta de la central. En este caso, debido a que la prueba se realizó en modo TEST, la Generación Actual y la Generación Deseada están superpuestas. Se puede advertir que debido a restricciones impuestas en el controlador, no siempre se da cumplimiento a la consigna enviada por el AGC.

Esta situación que se dio durante las pruebas, fue posteriormente corregida.

Por otra parte, en la figura 5.11 se presenta la respuesta de la central Palmar frente a consignas que implican una variación grande respecto a la generación actual.

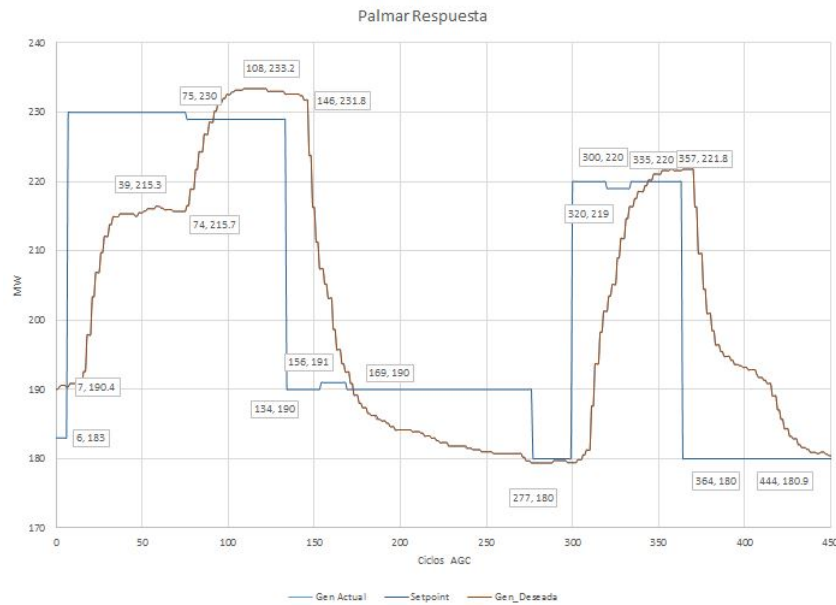


Figura 5.11: Respuesta de Palmar.

El resultado de esta prueba indicó que para cambios grandes en las consignas enviadas, el controlador trunca el valor de consigna en función de la rampa definida. En este caso no se permitían variaciones mayores a 10MW por máquina por minuto. Para evitar esta situación, se enviaron consignas intermedias (ver pequeños cambios en la gráfica en azul) para que el aumento o disminución de generación no se viera truncado.

Estas limitaciones fueron incluidas en la sintonización de los parámetros del AGC asociados a Palmar. El funcionamiento en solitario de esta central en AGC, está lejos de ser el deseado, ya que su retardo en la recepción y ejecución de consignas, mantiene desvíos en la interconexión más allá de lo esperado.

Pero el funcionamiento en conjunto de la central Palmar con Bonete y principalmente con Salto es actualmente inaceptable, ya que por las limitaciones del controlador y el retardo en la respuesta, estaría intentando corregir todos los desvíos con las centrales más rápidas, y no solamente los grandes desvíos como es esperado.

Se está trabajando en conjunto para revisar las limitaciones que impone este controlador intermedio, para poder levantar alguna de ellas.

6 | Conclusiones

Se presentan en éste capítulo reflexiones personales sobre la tesis realizada y algunas líneas de acción a futuro interesantes.

De las simulaciones realizadas se concluye que la respuesta teórica de las centrales del Río Negro es muy buena, cumpliendo en casi todo el día con los criterios CPS, y dejando suficiente margen de regulación, siempre y cuando se lleve a cabo una correcta operación en tiempo real y se tenga en cuenta que las centrales en AGC tengan suficiente margen para regular. En caso de ser necesario, hay que despachar otras máquinas para crear el margen.

Por otra parte, según las simulaciones, si se requiere utilizar una única central en AGC, la mejor opción es Salto Grande, debido a su potencia disponible y su rampa de respuesta.

Con la simulaciones se comprobó que cuando regulan todas las centrales en conjunto, las inversiones de potencia se reparten entre las mismas, al igual que los pedidos, mejorando sensiblemente el desempeño de los generación y evitando el desgaste innecesario de las máquinas.

Respecto a la implementación en Uruguay, el estado de situación actual del AGC en Uruguay es que el mismo está funcionando en modo CNI, manejando dos centrales (Bonete y Palmar), una en modo AUTO y la otra en modo BREG a fin de mejorar la respuesta frente a desvíos en la interconexión. En este año se prevé incorporar al AGC dos máquinas térmicas de rápida respuesta (CTR) y luego la Central de Ciclo Combinado (PTB). La central hidráulica Baygorria podrá ser incorporada recién una vez renovada su interfaz de control.

Es necesario rever la configuración de los controladores en Palmar y en Terra, siendo el más crítico el de Palmar, debido a su tiempo de respuesta (aproximadamente 2,5 minutos). Este es un tema en el que se está trabajando actualmente en conjunto entre DCU y las centrales, de manera de mejorar la respuesta al AGC sin comprometer el funcionamiento de las máquinas.

Por otra parte, debido a la gran cantidad de generación eólica y solar fotovoltaica instalada en Uruguay, sería interesante incorporar el manejo de esta generación a través del AGC, para así tener un mejor control del intercambio y las variaciones del mismo. Para ello es necesario contar con cálculos confiables de la potencia estimada de generación de los parques en función del viento o de la radiación, de manera de que el AGC tenga un límite superior de generación hasta el cuál puede enviar consignas para aumentar la generación.

Otra rama interesante para trabajar en el futuro cercano es en la incorporación al AGC de la interconexión con Brasil, para ser más preciso, de las dos convertoras de frecuencia, en Rivera (CRI) y Melo (CME). Esto requerirá un cambio en el modelado de la red, incorporando los dos vínculos DC con el sistema Brasileiro. Luego deberá realizarse el análisis y sintonización necesaria para incorporar las convertoras al AGC.

Debido al impulso de varios actores para la introducción de autos eléctricos en las calles de Uruguay, se abren oportunidades de estudio para la incorporación en el AGC de los sistemas de carga y descarga de los vehículos eléctricos. Se puede gestionar la demanda y/o inyección a

la red de los mismos, de manera de optimizar el costo de producción. Para este tema se cuenta, entre otros, con los estudios [15, 60, 22] ya mencionados en el Capítulo 2, en la sección 2.3.

Por otra parte, teniendo en cuenta que la domótica será una realidad en muchos hogares, y que se está llevando a cabo un proyecto de gestión de la demanda en Uruguay, surge la oportunidad de estudiar la gestión de esta demanda a través del AGC centralizado. Este AGC calcularía los costos de producción, dando como salida, por ejemplo, el costo hora a hora de la energía, pudiendo usar estos datos como insumo para la tarifa variable a aplicar a los consumidores. Por otro lado, sería interesante investigar como a través del AGC se puede gestionar la demanda, al punto de tener bloques de cargas particulares (como calefones, o cargadores de autos eléctricos) que sean habilitados únicamente cuando el costo de producción esté por debajo de un umbral.

Teniendo en cuenta lo anterior, parecería interesante utilizar el método de control CPP, para de esta manera controlar el precio de la producción. Para ello es necesario que todos los generadores estén incorporados para poder ser manejados por el AGC. Si bien es una situación posible, al día de hoy parece lejana.

En definitiva, hay varias ramas de investigación sobre AGC posibles para continuar en Uruguay, las cuales brindarán soluciones a problemas que serán una realidad en pocos años, y permitirán optimizar de mejor manera los recursos de generación disponibles y el abastecimiento de la curva de demanda.

Como reflexión personal sobre esta tesis espero que este trabajo sea el puntapié inicial que permita comenzar a investigar sobre temas que impacten a la operación del sistema eléctrico. Creo que es una buena oportunidad para comenzar a estudiar más en detalle como el AGC interactúa con los nuevos desafíos de la matriz energética. Por otro lado, y quizás sea mi mayor deseo, es que este trabajo pueda ser utilizado como una referencia para AGC a futuro, teniendo en cuenta que combina definiciones teóricas junto con simulaciones concretas de nuestro sistema eléctrico.

7 | Anexo

7.1. Anexo 1 - Explicación de Control Primario y Secundario

Los conceptos de este anexo están basados en la siguiente bibliografía: [29, 5, 30]

Para simplificar la comprensión de la dinámica de control primario y secundario presentes en los generadores del sistema eléctrico, es conveniente construir un diagrama de bloques de la misma, lo cual se logra al desarrollar de forma progresiva la ecuación de oscilación de la máquina sincrónica.

La siguiente ecuación muestra la segunda Ley de Newton rotativa, que se manifiesta en este caso en la expresión dinámica de la máquina.

$$T_m - T_e = J \cdot \frac{\partial v}{\partial t} \quad (7.1)$$

Definiendo un par base como el cociente entre la potencia base (capacidad de la máquina) y la velocidad base (velocidad sincrónica),

$$T_b = \frac{S_b}{v_b} \quad (7.2)$$

e introduciendolo en la formula dividiendo, de manera de obtener la ecuación en un sistema adimensional, tenemos que:

$$\frac{T_m - T_e}{T_b} = \frac{v(b)}{S_b} \cdot J \cdot \frac{\partial v}{\partial t} \quad (7.3)$$

Ahora expresando esta última ecuación en pu, llegamos a la siguiente ecuación:

$$T_{m_{pu}} - T_{e_{pu}} = \frac{v_b^2}{S_b} \cdot J \cdot \frac{\partial(\frac{v}{v_b})}{\partial t} \quad (7.4)$$

Introduciendo la constante de inercia H, como el coeficiente de la energía cinética y la potencia base utilizada tenemos que:

$$H = \frac{E_{cin}}{S_b} = \frac{J \cdot v_b^2}{2 \cdot S_b} \quad (7.5)$$

Sustituyendo en la ecuación llegamos a la formula:

$$T_{m_{pu}} - T_{e_{pu}} = 2H \cdot \frac{\partial(v_{pu})}{\partial t} \quad (7.6)$$

Trabajando en pu, si se define la base de potencia y velocidad como los valores nominales, las potencias y pares en pu son iguales. De esta manera podemos definir la potencia eléctrica con la siguiente expresión:

$$P_{e_{pu}} = L_{ps} + L_{sinc} + L_D \quad (7.7)$$

Donde L_{ps} corresponde al par de reluctancia, que tiene lugar únicamente en máquinas sincrónicas de polos salientes. L_{sinc} corresponde al par sincrónico, que es aquel que resulta de la interacción entre el enlace de flujo del devanado de campo λ_f y el enlace de flujo del estator λ_e . Y L_D corresponde al par de amortiguamiento, el cual tiene lugar exclusivamente en máquinas en las que adicionalmente el rotor presenta barraje de cobre (tal como en una máquina de inducción), de forma que, ante variaciones en la velocidad de la máquina, se induzcan corrientes en las barras que interaccionen con los campos de las otras bobinas y favorezcan la estabilización rápida de la perturbación.

La potencia eléctrica de una máquina que está conectada a una carga local, y adicionalmente está interconectada con otra área de generación, se puede expresar de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$P_{epu} = P_l + P_{12} + P_D \quad (7.8)$$

Donde el término P_D comprende todos los fenómenos de amortiguamiento producidos por el barraje de cobre explicado previamente, y adicionalmente incluye las pérdidas mecánicas en la máquina, así como también el efecto de la carga que depende de la frecuencia (bombas, ventiladores, etc). P_{12} es la potencia activa que envía un generador de un área a la otra.

$$P_{12} = \frac{V_1 \cdot V_2}{X_{12}} \cdot \text{sen}(\theta_1 - \theta_2) \quad (7.9)$$

Para estudiar el sistema con mayor facilidad, es posible linealizar el sistema en un punto de operación determinado, de forma tal de llevar a cabo un análisis en pequeña señal de los fenómenos que se pretende estudiar (por ejemplo variación de frecuencia).

La siguiente ecuación muestra la linealización del término de flujo de potencia por las líneas de interconexión.

$$\Delta P_{12} = \frac{V_1 \cdot V_2}{X_{12}} \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2) \Big|_0 \cdot \Delta\theta_{12} = T_{sinc} \cdot \Delta\theta_{12} \quad (7.10)$$

Por otro lado, la expresión de potencia eléctrica de escrita de forma relativa es:

$$\Delta P_e = \Delta P_l + \Delta P_{12} + D \cdot \Delta v \quad (7.11)$$

Por último, la siguiente dos ecuaciones muestran el modelo en pequeña señal para un sistema dinámico interárea de máquinas sincrónicas.

$$\Delta P_{m_1} - (\Delta P_{l_1} + \Delta P_{12} + D_1 \cdot \Delta v_1 = 2H_1 \cdot \frac{\partial(\Delta v(1))}{\partial t} \quad (7.12)$$

$$\Delta P_{m_2} - (\Delta P_{l_1} + \Delta P_{12} + D_1 \cdot \Delta v_2 = 2H_2 \cdot \frac{\partial(\Delta v(2))}{\partial t} \quad (7.13)$$

Llevando las ecuaciones anteriores al dominio de Laplace, es posible convertir las ecuaciones diferenciales en expresiones algebraicas de fácil manejo, las cuales se expresan a través de un diagrama de bloques en la figura 7.1, el cual corresponde a un esquema básico interárea.

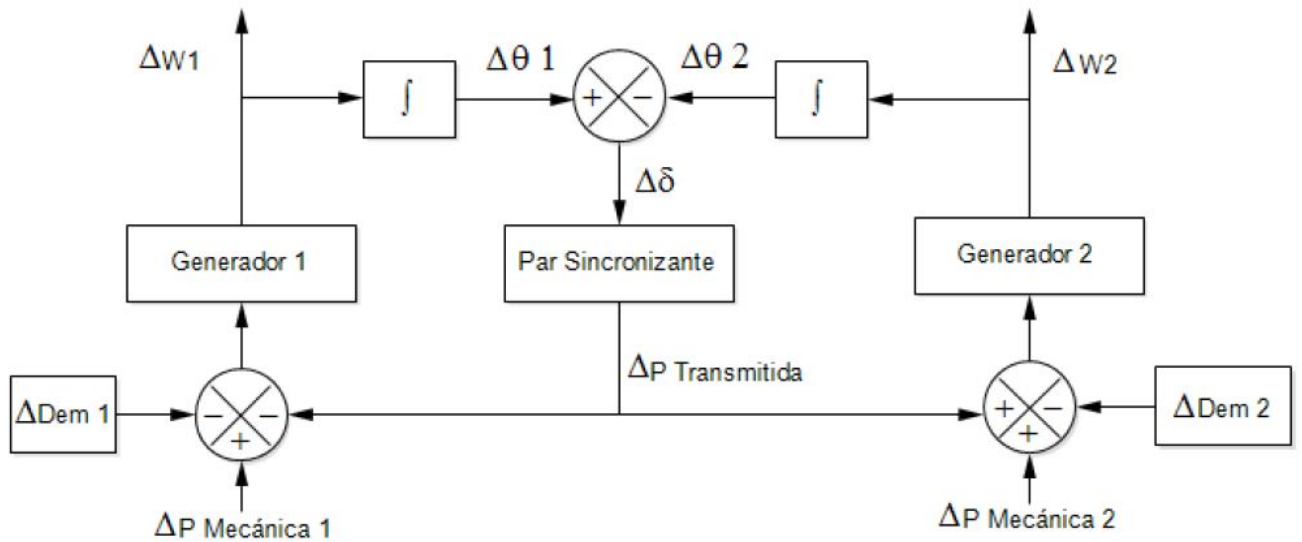


Figura 7.1: Esquema Interárea

Sin embargo, las variaciones de potencia mecánica ΔP_m provienen de un sistema mecánico que se sitúa previo a la operación del generador, pero que resulta esencial para la modelación precisa del sistema. Es por esta razón que ΔP_m es una señal que proviene de una turbina (ya sea a gas, vapor, hidroeléctrica, etc.), y de la operación de un actuador (válvula o algún otro regulador de flujo primario). Una señal de porcentaje de apertura de válvula le indica al actuador, y éste a su vez a la turbina, que debe incrementar o reducir la potencia mecánica generada según sea el caso. Para ilustrar esto se presenta la figura 7.2.

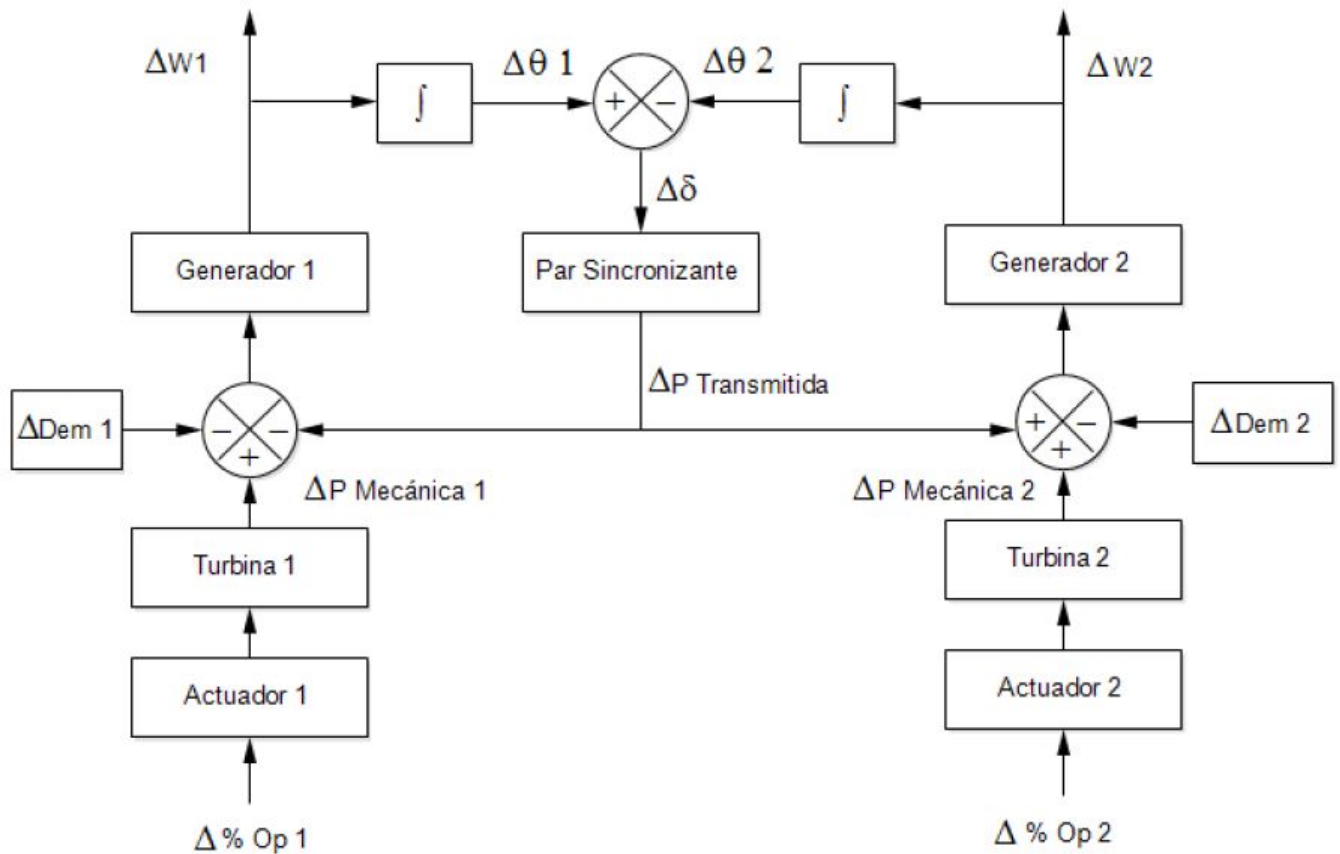


Figura 7.2: Esquema Interárea con Turbina y Actuador

Posteriormente, en la figura 7.3 se muestra un esquema con la inclusión de un controlador de tipo P (proporcional) conocido como gobernador de velocidad, el cual ante perturbaciones en la frecuencia del sistema, opera sobre los actuadores del sistema para regular el fluido primario y con éste la potencia mecánica generada. Este controlador es local de la planta, y tradicionalmente consistía en un dispositivo centrífugo, de naturaleza mecánica, el cual operaba sobre el actuador de la turbina. Desde hace ya algunos años, dichos controladores se han modernizado y se han reemplazado en su mayoría por dispositivos electrónicos computarizados.

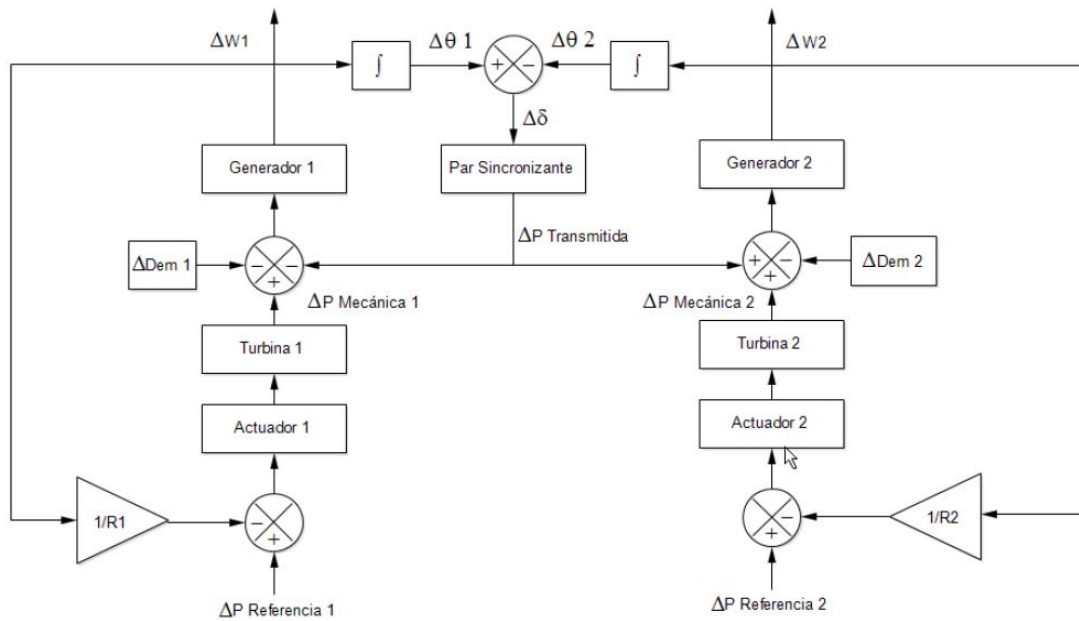


Figura 7.3: Esquema con Regulador de Velocidad

De sólo existir regulación de este tipo, y tomando como un caso hipotético la variación de la demanda en el Área 1; la variación de frecuencia e intercambio de potencia en régimen permanente, y bajo idealización del conjunto actuador-turbina, quedarían tal como se muestran en las siguientes dos ecuaciones:

$$\Delta f = \frac{-\Delta P_{l1}}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)} = \frac{-\Delta P_{l1}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (7.14)$$

$$\Delta P_{12} = \frac{-\Delta P_{l1} \cdot \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)} = \frac{-\Delta P_{l1}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (7.15)$$

De forma similar se pueden deducir las expresiones cuando ocurre la perturbación en el Área 2.

La figura 7.4 representa un sistema eléctrico interárea con la inclusión de gobernadores de velocidad, así como también con la presencia de controladores de tipo proporcional-integral, los cuales buscan llevar el ACE en régimen permanente a cero.

En las siguientes ecuaciones se muestra la expresión del ACE en régimen permanente, para las dos áreas de control consideradas.

$$ACE_1 = -B_1 \Delta f - \Delta P_{12} = 0 \quad (7.16)$$

$$ACE_2 = -B_2 \Delta f + \Delta P_{12} = 0 \quad (7.17)$$

Los términos B_1 y B_2 se conocen como factores de sesgo o BIAS. "Si bien cualquier valor positivo de B conduce en régimen permanente a la anulación de los errores de frecuencia y de intercambio de potencia, la magnitud de B es relevante para la evolución dinámica del sistema."

[30]. En la práctica se suele utilizar $B = \frac{1}{R} + D = \beta$, debido a los beneficios que se muestran en las siguiente dos ecuaciones:

$$ACE_1 = -\frac{\beta_1 \cdot \Delta P_{l_1}}{\beta_1 + \beta_2} + \frac{\Delta P_{l_1} \cdot \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} = \Delta P_{l_1} \quad (7.18)$$

$$ACE_2 = -\frac{\beta_2 \cdot \Delta P_{l_1}}{\beta_1 + \beta_2} - \frac{\Delta P_{l_1} \cdot \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} = 0 \quad (7.19)$$

La clave de la elección del Bias, es que luego de la acción de la regulación primaria, y antes de la operación del control restitutivo, el error de control del área donde ocurre la perturbación se coincide con el mismo valor de la perturbación, mientras que el error de control en el otro área se hace nulo. Lo anterior se traduce en que sólo se ajustarán las consignas de las máquinas pertenecientes al área donde tuvo lugar la desviación, lo cual resulta una buena práctica dado que la generación se interviene en menor medida.

Las propiedades del control secundario permiten que se ajuste la consigna de la potencia de referencia según corresponda, a través del SCADA del centro de control asociado, de forma tal que automáticamente se logre llevar el error de la frecuencia a cero, y mantener el intercambio programado de potencia por las líneas.

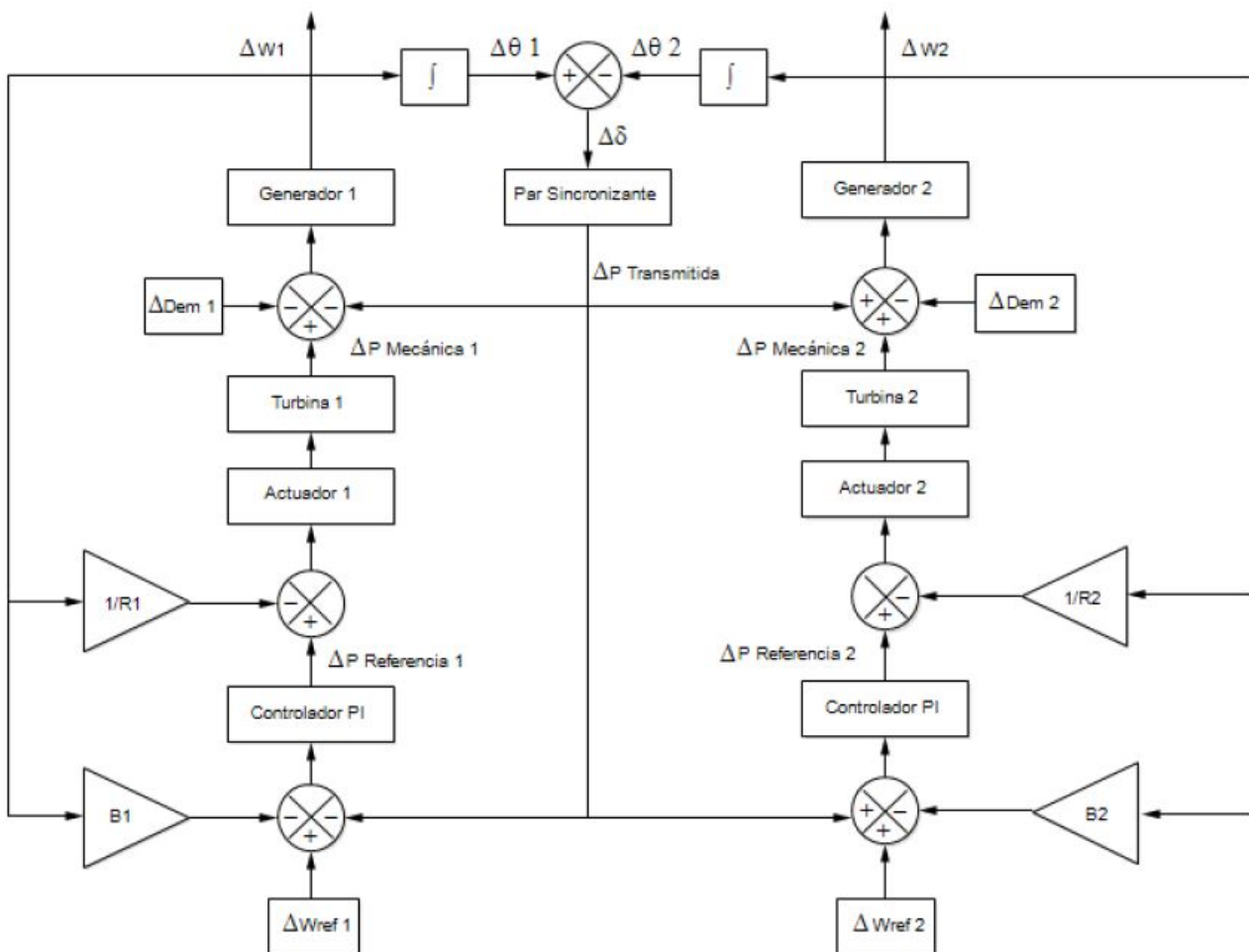


Figura 7.4: Esquema con AGC

A diferencia del control primario, el cual tiene lugar directamente en la planta, el control secundario (restauración de la frecuencia e intercambio de potencia) se realiza en el AGC del SCADA. La figura 7.5 muestra el esquema general del AGC entre 2 áreas de generación, pero el modelo puede extenderse para múltiples áreas. En cada área de generación existen unidades exclusivamente con regulación primaria y otras con regulación tanto primaria como secundaria. La sección punteada de esta figura tiene lugar en el centro de control asociado; el ACE se reparte entre las unidades involucradas en el AGC, a través de la comunicación del despacho con las RTUs.

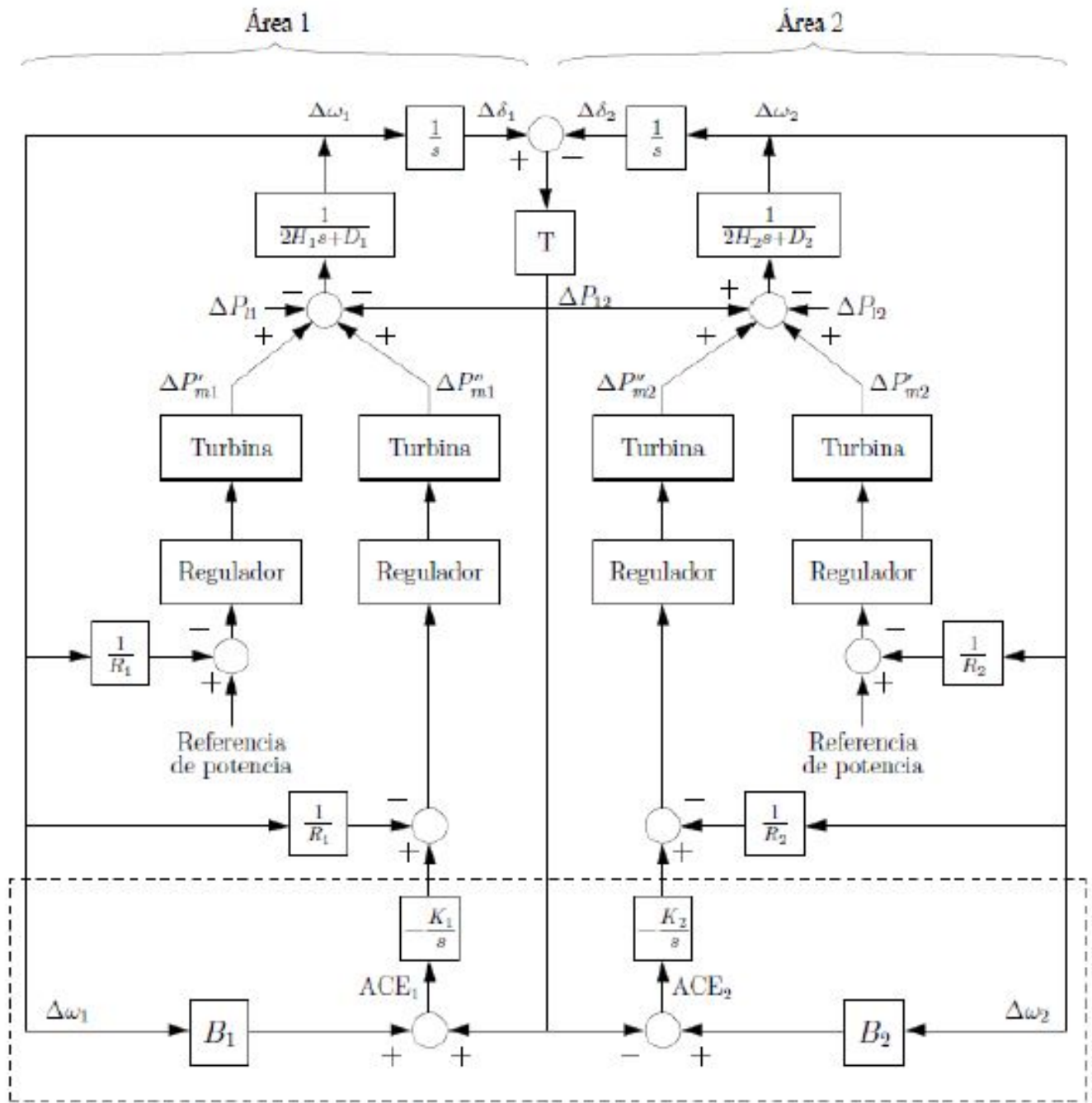


Figura 7.5: Esquema Interarea con AGC

7.2. Anexo 2 - Simulaciones - Control de Frecuencia en un escenario con alta generación renovable no convencional

En esta sección se presentan los resultados de las simulaciones para un escenario en el que se quiere controlar la frecuencia y se tiene una alta generación renovable no convencional.

Se presenta en la gráfica 7.6 el plan de producción utilizado para estas simulaciones.

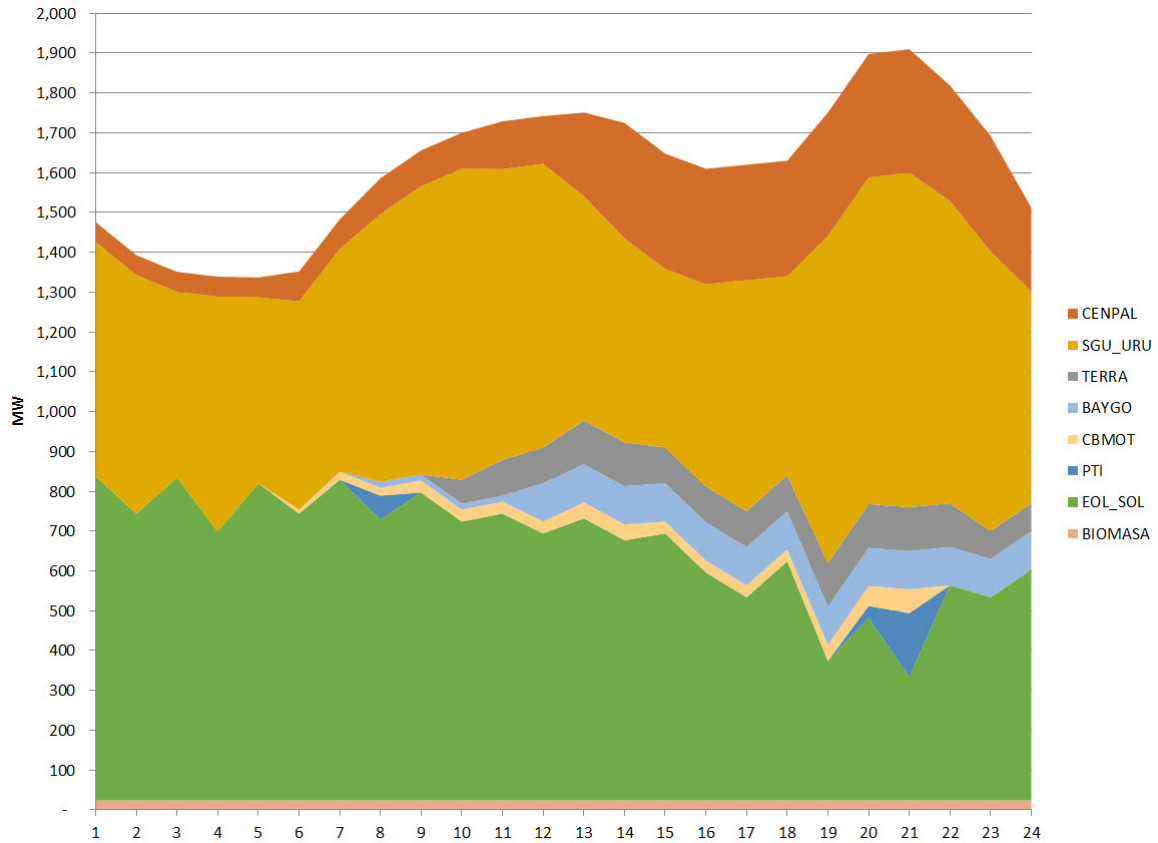


Figura 7.6: Gráfica de producción apilada

Por otra parte se presenta en la figura 7.7 una tabla con el predespacho horario del día simulado.

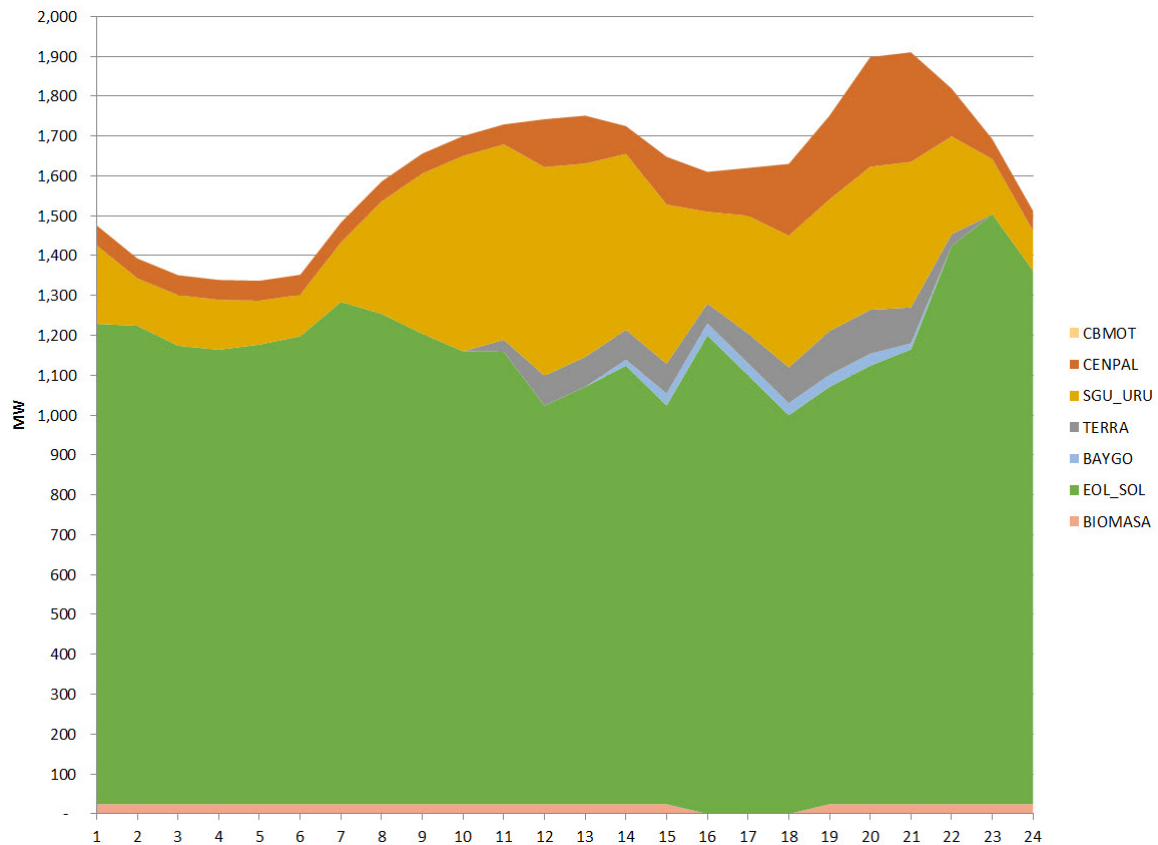


Figura 7.7: Pre-Despacho de generación horario

7.2.1. Sin AGC

El objetivo de esta simulación es mostrar el desempeño de la frecuencia del sistema si no se posee un AGC, o si este está desactivado. En este caso solo la regulación primaria y los cambios de potencia de salida de los generadores en forma lineal con el plan de producción son simulados.

Se ilustran en 7.8 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

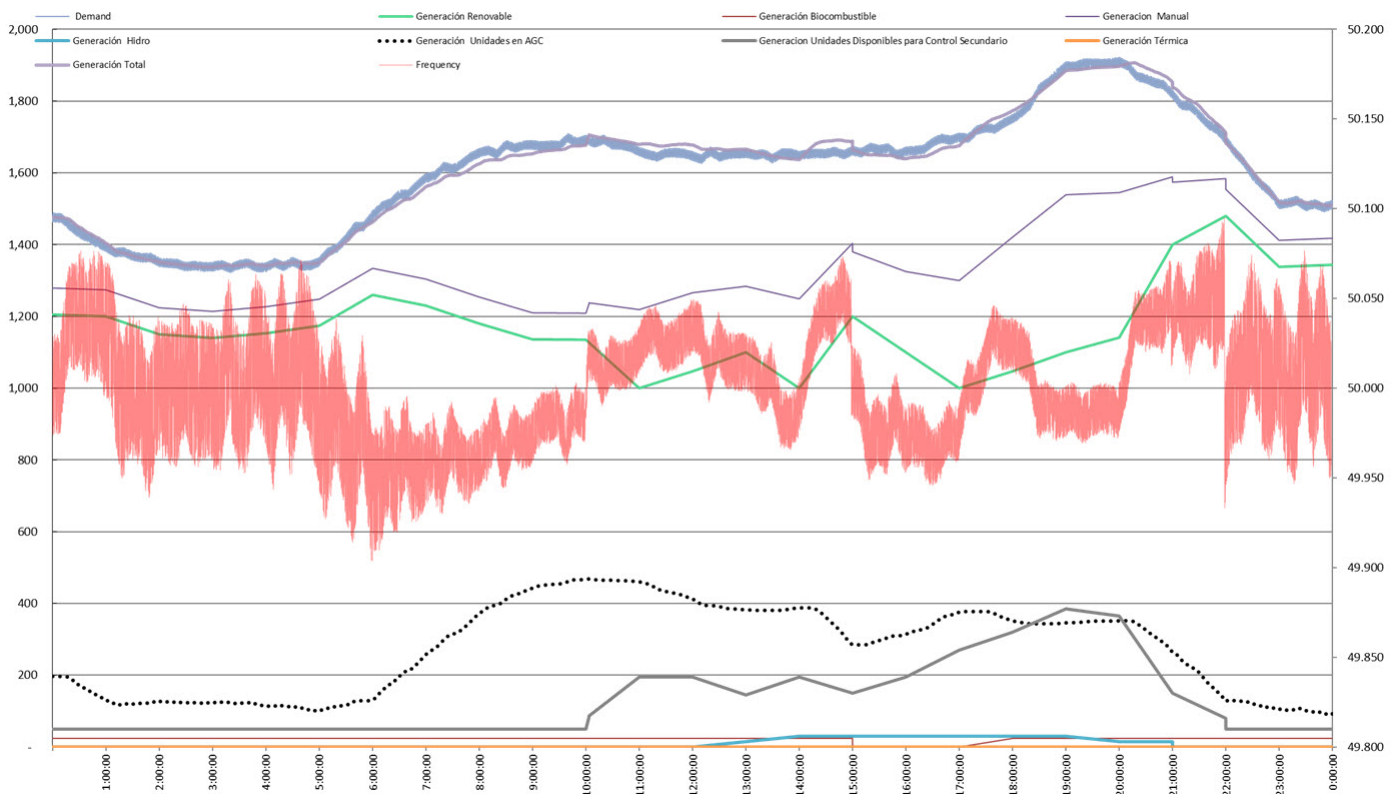


Figura 7.8: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la figura 7.8 se presenta la generación por tipo, donde se puede encontrar en celeste la generación hidráulica que no puede ser incorporada al AGC, en verde la generación renovable no convencional, en marrón la generación con biocombustible y en anaranjado la generación térmica.

También se muestra en punteado la generación de las unidades que podrían estar en AGC, en gris las unidades disponibles para realizar control secundario. La línea negra se mueve solo por el plan de producción, pero nótese que esas máquinas tendrían capacidad de entrar en AGC.

Por otro lado se puede apreciar el perfil de carga de la simulación en azul y la generación total en violeta. La diferencia entre uno y otro se deben al ruido sumado al perfil de carga original, para generar ACE a corregir.

Respecto a estas variaciones, podemos apreciar que la frecuencia, graficada en rojo en el eje secundario, cuando la generación total es distinta a la demanda del sistema, se aparta considerablemente de su valor nominal (50Hz). En esos momentos donde se rompe el equilibrio de carga-generación, aún con la regulación primaria inherente de cada máquina, la frecuencia no vuelve a su valor nominal. Esto demuestra la necesidad de tener asignadas centrales que realicen el control secundario de frecuencia.

En 7.9 se presenta una gráfica exclusiva del comportamiento de la frecuencia durante cada ciclo de la simulación, graficada en celeste, donde la línea verde señala la frecuencia nominal objetivo de la simulación.

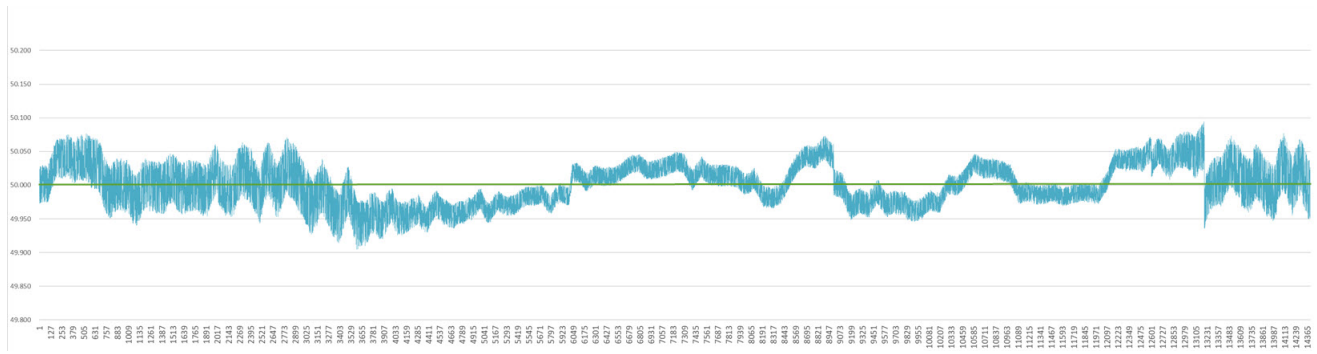


Figura 7.9: Comportamiento de la Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 7.10 se muestra la reserva de regulación que podría haber sido utilizada en caso de tener en servicio el AGC en función de cada ciclo de simulación. Donde en azul se ve el margen de regulación a subir, mientras que en amarillo se ve el margen de regulación a bajar.

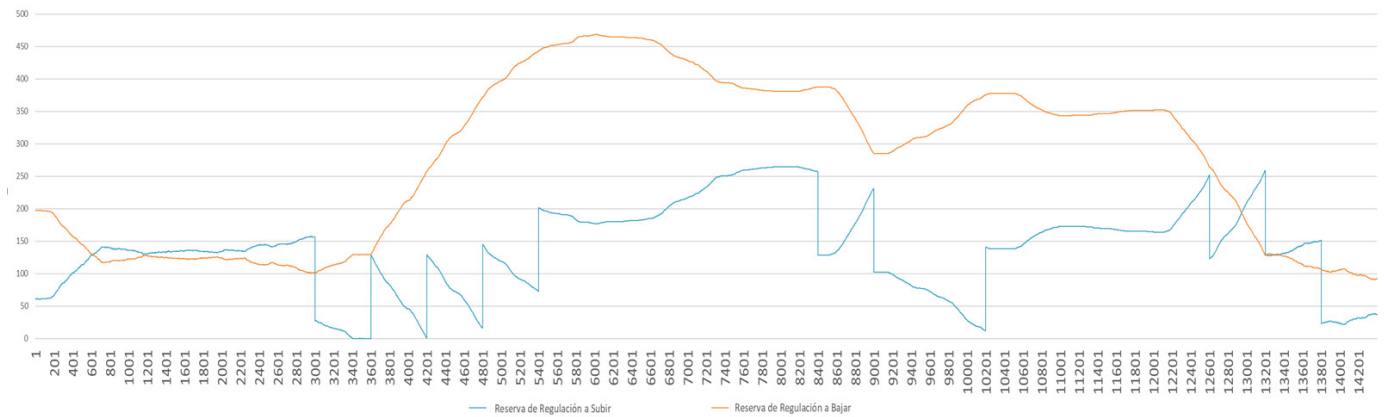


Figura 7.10: Reserva de regulación

En la figura 7.11 se presentan los valores de ϵ_1 y ϵ_{10} promedio y su variación durante la simulación. Como se explicó en capítulo anterior, ϵ_1 y ϵ_{10} son los valores del CPS. Donde ϵ_1 es utilizado para medir la calidad de la frecuencia y ϵ_{10} se utiliza para medir la calidad del desempeño conjunto (intercambio-frecuencia).

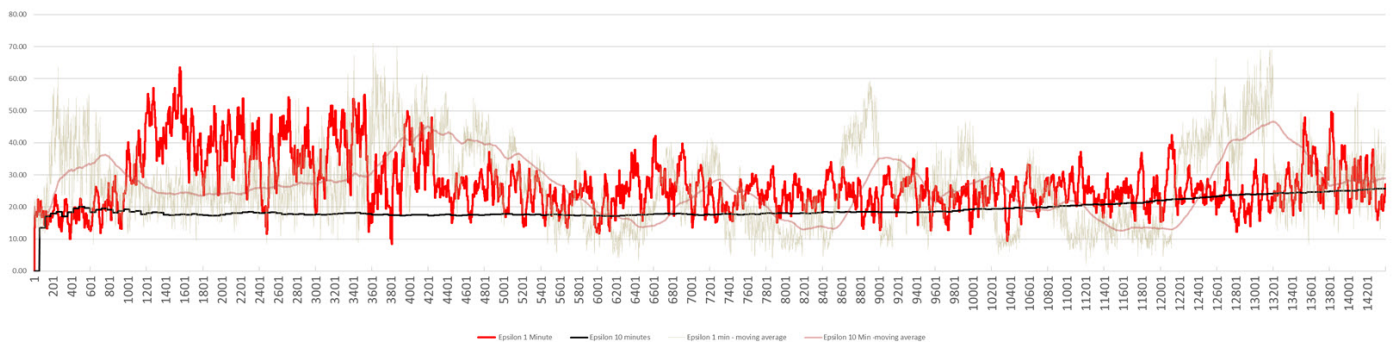


Figura 7.11: ϵ_1 y ϵ_{10} promedio

Se puede apreciar en 7.11 en marrón claro en el fondo de la gráfica el valor del delta de frecuencia de 1 minuto, en rosado el delta de frecuencia de 10 minutos, mientras que en rojo se gráfica ε_1 , y en negro ε_{10} .

Por otra parte se presenta en 7.12 la cantidad de minutos sobre el valor ε objetivo del sistema durante cada hora de la simulación. En esta gráfica se puede apreciar que, si la cantidad de minutos que ε_1 está por encima de 35mHz es considerable durante todo el día, particularmente podemos ver que el principal problema es en las primeras horas del día, que coincide con la mayor variabilidad en la generación eólica y con la demanda mínima del día.

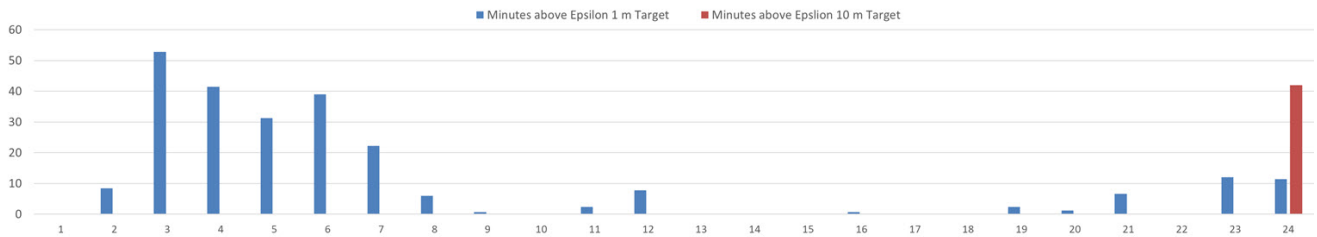


Figura 7.12: Minutos fuera de rango de ε_1 y ε_{10}

7.2.2. Salto Grande en AGC con hidrología Favorable

Esta simulación muestra el desempeño de la frecuencia del sistema si la porción correspondiente a Uruguay de la central Salto Grande está siendo controlada por un AGC.

Se ilustran en 7.13 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

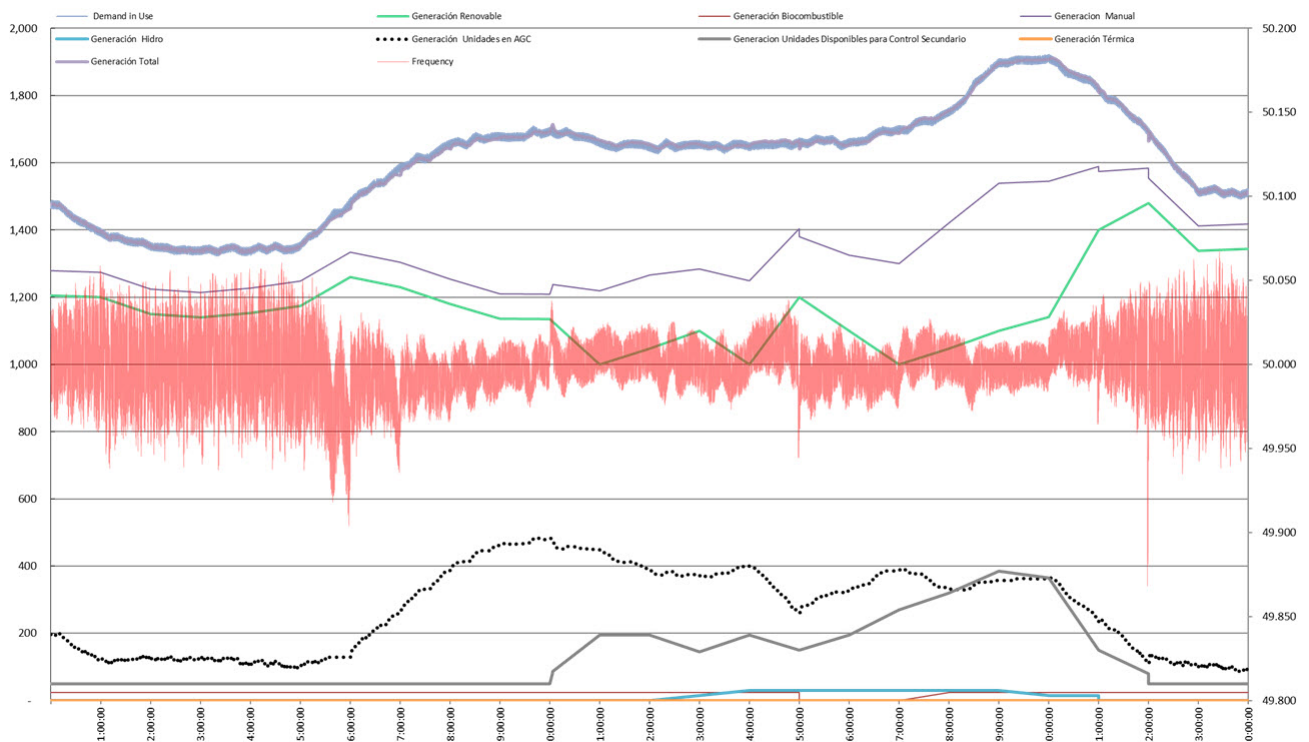


Figura 7.13: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 7.13 se puede distinguir el movimiento a lo largo del día de la generación manejada manualmente (línea violeta fina) en el centro, que está compuesta de la generación térmica (naranja), la hidroeléctrica no controlable por AGC (Baygorria) (celeste), la biomasa (línea roja fina) y la generación eólica y solar (verde agua). En violeta podemos ver la generación total del sistema simulado, que coincide casi en su totalidad, con el perfil de carga del sistema utilizado. En gris tenemos la potencia disponible en el sistema para realizar el control secundario de frecuencia, mientras que en negro punteado tenemos la generación de las unidades que están en AGC.

En rojo, y con referencia en el eje secundario, se puede ver evolución de la frecuencia durante el día simulado, con las variaciones impuestas por el factor de ruido sumado a la demanda y la inercia de las máquinas. Debido al despacho elegido, podemos ver que en los momentos de mayor generación eólica, el desempeño del sistema, relacionado al control de frecuencia no es especialmente bueno, esto es debido a que la central de Salto Grande está despachada en valores bajos. Pero aún así podemos considerar que se está realizando un buen control secundario de frecuencia. Vale destacar que existe un permanente debate en cuanto a lo que se considera bueno como comportamiento de la regulación secundaria. En las simulaciones se utilizaron valores muy bajos de ϵ de referencia. En algunos casos, los generadores reclaman frecuentemente que el sobre costo en capacidad de regulación secundaria de no permitirse exceder el ϵ unos pocos minutos en la hora es muy grande.

Una gráfica exclusiva del comportamiento de la frecuencia durante cada ciclo de la simulación se presenta en 7.14, donde la frecuencia está graficada en celeste, y la línea verde señala la frecuencia nominal objetivo de la simulación.

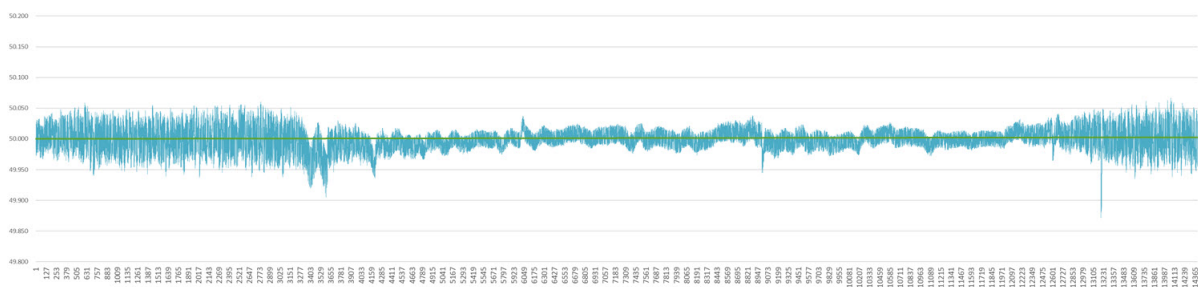


Figura 7.14: Comportamiento de la Frecuencia durante la simulación

En 7.15 se presentan el ACE crudo en amarillo y el ACE filtrado en azul, calculados por el simulador:

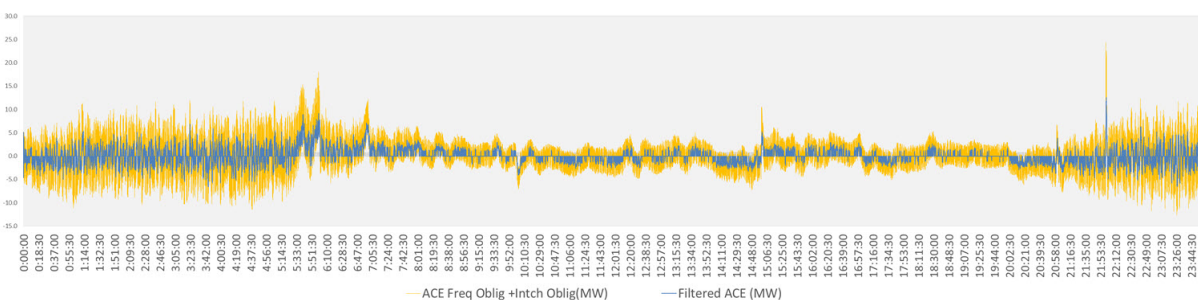


Figura 7.15: ACE y FACE durante la simulación

El ACE es calculado teniendo en cuenta que el AGC está en modo CF, donde la obligación de corrección de frecuencia es de 10%. Los parámetros de sintonización deben ser seteados para que el filtro minimice el ruido y no las variaciones de demanda. Como ya fue explicado en los capítulos anteriores, el ACE en su forma natural, contiene una componente de ruido que se asocia a la variabilidad de la carga. Como el objetivo del control secundario de frecuencia es responder a cambios persistentes de la demanda requiriendo acciones de control en la potencia activa de los generadores que permitan corregir el ACE, con el de minimizar las solicitudes de variación de generación innecesarias como respuestas al ruido, es necesario excluir el mismo filtrando el ACE.

En general se puede apreciar en 7.15 que el FACE se encuentra siempre por debajo de 5MW en su valor absoluto, salvo dos casos particulares. El primero es un efecto real, que se da entre las 5:30 y las 6:00 donde se produce el apagado del alumbrado público. Mientras que el segundo a las 21:53, se produce debido a un error en la simulación, ocasionado por el cambio drástico de despacho de la central Salto Grande, la aproximación lineal que realiza en el proceso y el mínimo técnico de generación de la central elegido. Esto último explica también el pico en la frecuencia que se muestra a la misma hora en 7.14.

En la gráfica 7.16 se muestra la reserva de regulación secundaria que se tiene disponible para ser utilizada por el AGC, en función de cada ciclo de simulación. Donde en azul se ve el margen de regulación a subir, mientras que en amarillo se ve el margen de regulación a bajar.

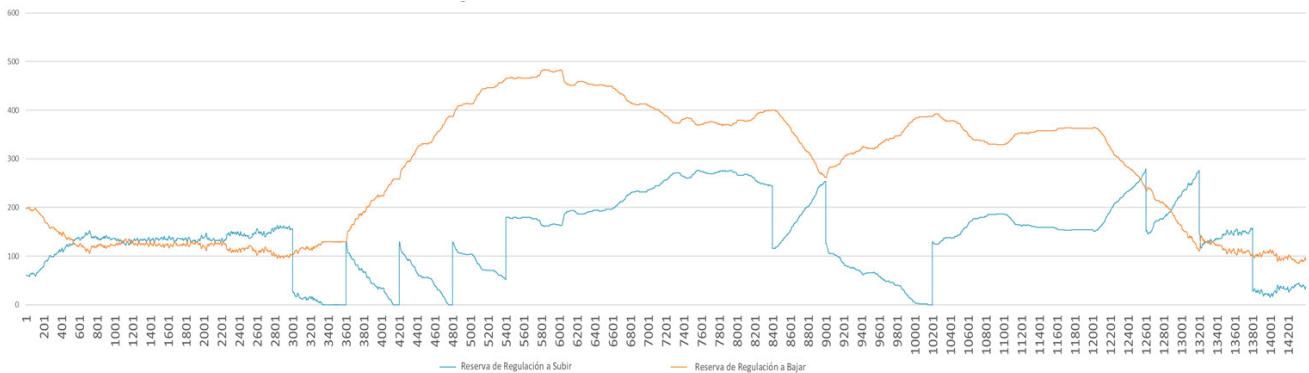


Figura 7.16: Reserva de regulación

En 7.16 se puede ver que al aumentar la potencia de salida de una planta, disminuye la reserva para subir y aumenta la reserva para bajar. Pero algo aún más interesante a notar en la gráfica 7.16 son los saltos que se producen en la reserva a subir, estos son provocados por la entrada o salida de máquinas en la central debido al plan de producción impuesto. Se asume que se deja, además de lo impuesto por el plan de producción, un 20% de margen en cada máquina de la central para regular. Teniendo en cuenta que la potencia resultante de la central de Salto Grande es compartida entre países, y que el plan de producción es únicamente la generación necesaria para Uruguay, en la realidad este margen no siempre es el mismo, teniendo la posibilidad de tener por momentos un mayor margen de regulación debido al despacho no a pleno de unidades exclusivas para Argentina. De todas maneras, se decidió considerar un 20% de margen de reserva, con el objetivo de destacar esta situación específica.

Otra situación a destacar es que, en tiempo real, si sacar un máquina de servicio lleva a que la reserva rotante sea menor a 50MW, esta no se saca de servicio. Pero no se debe confundir

Reserva Rotante “Reserva de Regulación” disponible para el AGC, que es lo que representa la gráfica 7.16. Ya que el concepto de reserva rotante utilizado en Uruguay, es referido al control paulatino de la variabilidad de la eólica, e incluye otras fuente de generación que no son manejadas por el AGC.

Por otra parte, se presenta en la gráfica 7.17 los rangos de regulación. Donde la curva amarilla representa los delta de demanda (variación intrahoraria de demanda), este delta tiene que ser cubierto con una rampa y con un margen. Las líneas rojas indican los rangos de regulación inferior y superior. En verde se muestra la rampa necesaria, mientras que en celeste se muestra la rampa efectiva de las maquinas en modo Auto.



Figura 7.17: Rangos de regulación

Como conclusión referida a la reserva de regulación, se presenta en 7.18 un histograma con los minutos por hora donde no hay en el sistema reserva para subir (en azul), y donde no hay reserva para bajar (en rojo).

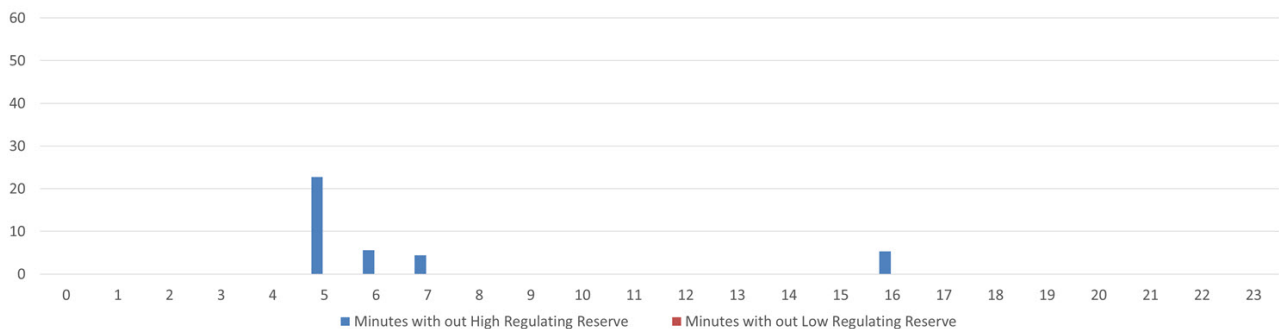


Figura 7.18: Minutos por hora sin margen de regulación

Es esperable que este histograma no tenga ningún valor distinto a 0, ya que es algo que ocurre normalmente por tener máquinas despachadas a baja potencia. Se destaca que entre las horas 5 y 6 se estuvo más de 20 minutos sin margen de regulación. Esto fue producido por el apagado del alumbrado público (disminución considerable de la demanda rápidamente) y la consecuente salida de servicio de algunas máquina de Salto Grande debido a la disminución de la demanda. Si bien la situación de alta generación eólica es una situación frecuente, en la realidad se elige reducir esta fuente de generación antes de bajar tanto la generación que está siendo controlada por el AGC, de manera de entrar más máquinas en Salto Grande y asegurarse de no quedar sin reserva a subir. Esto no puede ser simulado ya que parte de una acción propia de quién esté supervisando el sistema eléctrico. Pero es interesante notar que durante el resto

del día no hubo mayores problemas con los márgenes de regulación.

En la figura 7.19 se presentan los valores de ε_1 y ε_{10} promedio y su variación durante la simulación. Como se explicó en capítulo anterior, ε_1 y ε_{10} son los valores del CPS. Donde ε_1 es utilizado para medir la calidad de la frecuencia y ε_{10} se utiliza para medir la calidad del desempeño conjunto (intercambio-frecuencia).

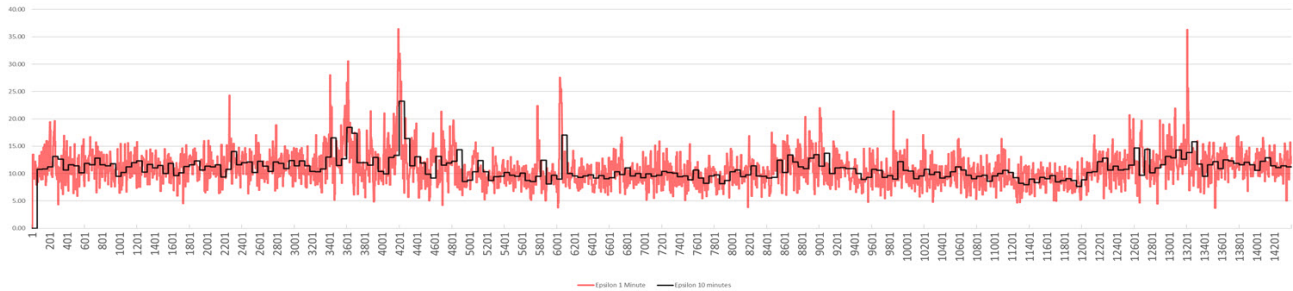


Figura 7.19: ε_1 y ε_{10} promedio

Por otra parte se presenta en 7.20 la cantidad de minutos sobre el valor ε objetivo del sistema durante cada hora de la simulación. Podemos apreciar que la cantidad de minutos que ε_1 es nula durante todo el día, salvo en dos horas del mismo, donde podemos ver un no cumplimiento que no llega a los 5 minutos. Teniendo en cuenta que el ajuste utilizado es restrictivo, se puede considerar que el control llevado por el AGC con Salto Grande es muy exitoso.

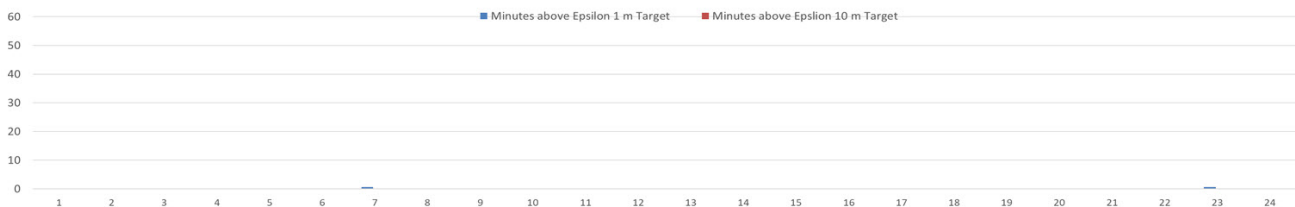


Figura 7.20: Minutos fuera de rango de ε_1 y ε_{10}

Por último se muestra en el histograma 7.21 la cantidad de veces que se tuvo que invertir el setpoint enviado a la central, por ejemplo el envío de un setpoint de subir y en el ciclo siguiente se envía un setpoint para bajar al generador. Es importante que se lleve un un conteo de consignas de subir y bajar, ya los generadores sufren este tipo de operación.

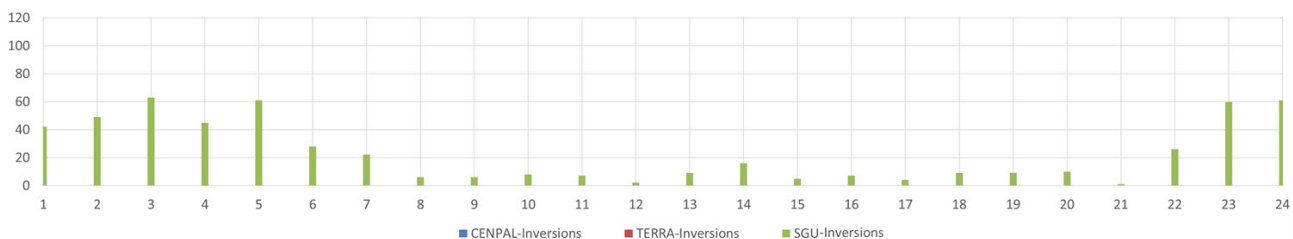


Figura 7.21: Inversiones de potencia requeridas

En 7.21 podemos apreciar que el momento de mayor inversiones se da en la madrugada y al final del día, producto de la alta generación eólica planteada para la simulación y de la baja demanda, combinado con que hay una sola central en AGC encargada de corregir el ACE, por lo que todas las variaciones deben ser compensadas por Salto Grande.

Es de destacar que una inversión por minuto en el momento más crítico del día, no es un valor que produzca problemas a las máquinas. Y que el resultado de la cantidad de inversiones solo puede ser mejorado, ya sea reduciendo generación eólica para evitar su variación, como incluyendo otras máquinas en AGC junto con Salto Grande, lo cuál se analizará en un caso más adelante.

Como conclusión de esta simulación, se puede decir que con Salto Grande únicamente en el AGC, éste tiene un funcionamiento por demás aceptable.

7.2.3. Centrales del Río Negro en AGC

En ésta simulación se muestra el desempeño de la frecuencia del sistema si el ACE es corregido mediante la incorporación al AGC únicamente de las centrales del Río Negro (Bonete y Palmar). El plan de producción elegido, permite mostrar el desempeño de ambas centrales en AGC únicamente entre las 9:00 y las 23:00, ya que en ese lapso es que ambas centrales se encuentran en servicio.

Es de destacar que éste es el caso en el que se encuentra Uruguay, hasta que se obtenga autorización de la comisión técnico mixta para incorporarla formalmente al AGC de Uruguay.

Se ilustran en 7.22 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

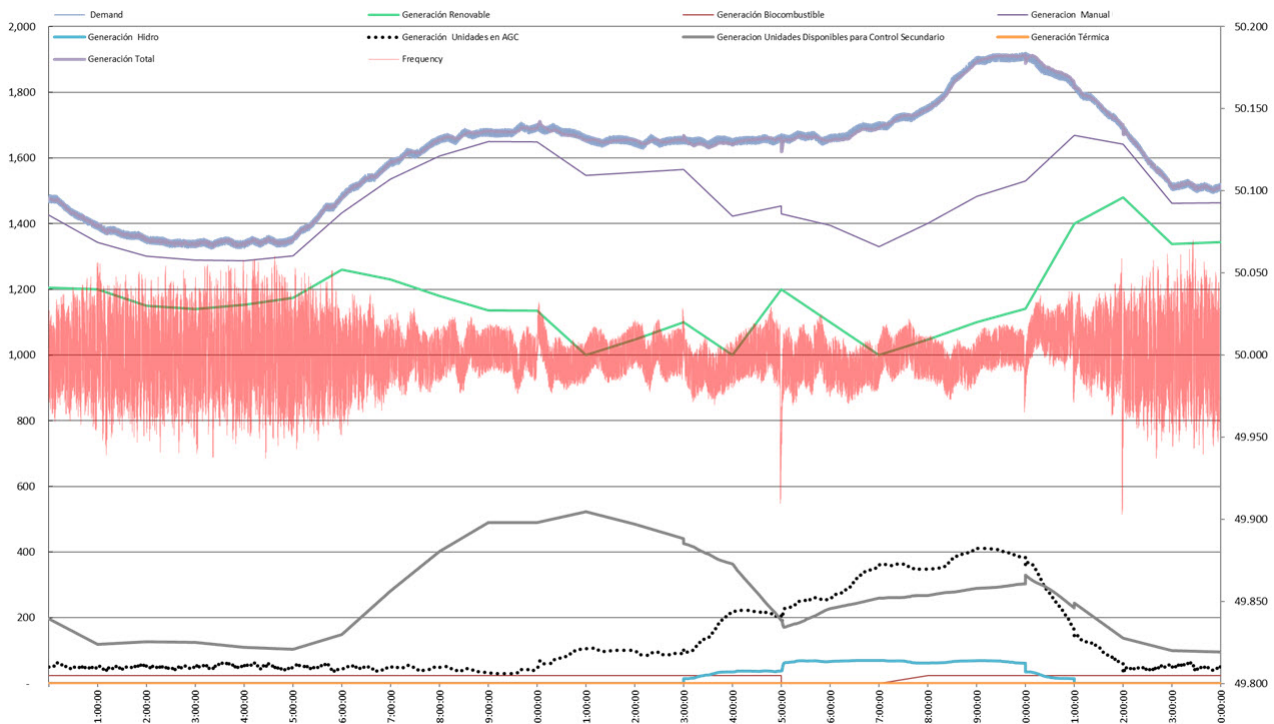


Figura 7.22: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 7.22, como en el caso simulado anteriormente 7.2.2, se muestra el movimiento a lo largo del día de la generación manejada manualmente (línea violeta fina) en el centro, la cuál está compuesta de la generación térmica (anaranjado), la hidroeléctrica no controlable por AGC (Baygorria) (celeste), la biomasa (línea roja fina) y la generación eólica y solar (verde agua). En violeta se gráfica la generación total del sistema que fue simulada, que coincide (a menos de un punto a las 15:00) en su totalidad con el perfil de carga del sistema utilizado. Graficado en gris tenemos la potencia disponible en el sistema para realizar el control secundario de frecuencia, mientras que en negro punteado se presenta la generación de las unidades que están en AGC.

En el eje secundario, graficado en rojo, se presenta la evolución de la frecuencia durante el día simulado, con las variaciones impuestas por el factor de ruido sumado a la demanda y la inercia de las máquinas. Debido al despacho elegido, al igual que en la simulación anterior, se ve que en los momentos de mayor generación eólica, el desempeño del sistema, relacionado al control de frecuencia no parece ser bueno, esto es debido a que las centrales del Río Negro están despachadas en valores bajos. Pero aún así podemos considerar que se está realizando un buen control secundario de frecuencia.

A continuación en 7.23 se presenta una gráfica del comportamiento de la frecuencia en función de cada ciclo de la simulación, donde la frecuencia está representada en celeste, y la línea verde muestra la frecuencia nominal objetivo de la simulación.



Figura 7.23: Comportamiento de la Frecuencia durante la simulación

En 7.24 se presentan el ACE crudo en amarillo y el ACE filtrado en azul, calculados por el simulador:

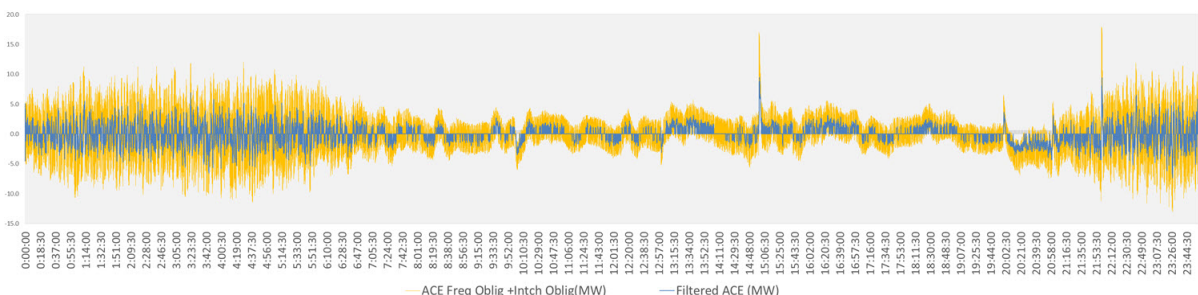


Figura 7.24: ACE y FACE durante la simulación

Como comentario general sobre 7.24, se puede ver que si bien el FACE se encuentra generalmente por debajo de 5MW, se ve que tiene una mayor variación al comienzo y al final del día, producto de la baja demanda y la alta generación eólica que implica que las centrales del

Río Negro estén despachados con muy baja potencia.

A diferencia de la simulación con Salto Grande únicamente en AGC 7.2.2, el efecto del apagado del alumbrado público no es un problema. Esto se debe a que el ACE a corregir se reparte entre las dos plantas, permitiendo que ambas actúen frente a esta situación.

Pero en esta simulación nos encontramos con dos picos en la frecuencia, aproximadamente a las 15:00 y a las 22:00, mucho más pronunciado que en el caso simulado anteriormente. Ésto se debe en ambos casos debido a como resuelve el simulador la salida de máquinas, en el caso de las 15:00 por la salida de térmico. Mientras que en el caso de las 22:00 se explica debido a que comienza la salida de servicio de la central Bonete, lo que produce una disminución de máquinas a manejar por el AGC de un minuto al otro.

En la gráfica 7.25 se muestra la reserva de regulación secundaria que se tiene disponible para ser utilizada por el AGC, en función de cada ciclo de simulación. Esta reserva está compuesta por la capacidad disponible de cada central. En azul se gráfica el margen de regulación a subir, mientras que en amarillo el margen de regulación a bajar.

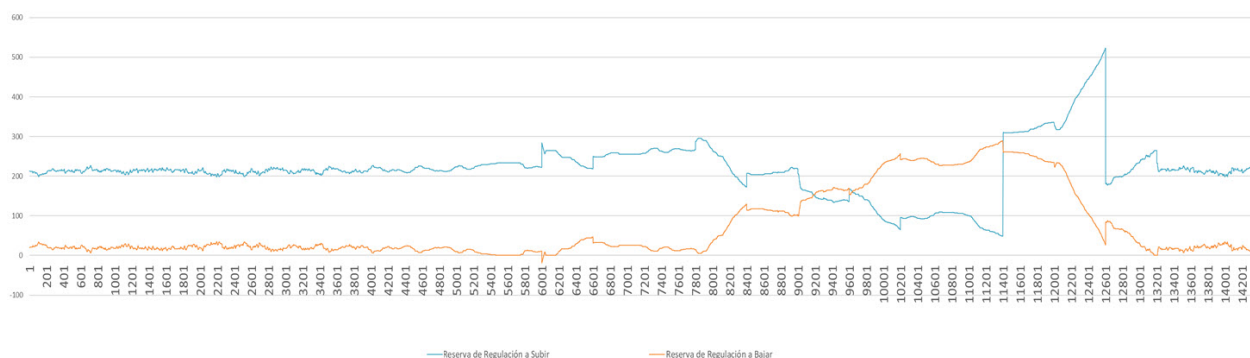


Figura 7.25: Reserva de regulación

En 7.25, igual que en la simulación 7.2.2, se puede ver que al aumentar la potencia de salida de cualquiera de las plantas, disminuye la reserva para subir y aumenta la reserva para bajar, y viceversa.

También se ven, pero en menor medida, los saltos que se producen en la reserva a subir y bajar, provocados por la entrada o salida de máquinas en la central debido al plan de producción impuesto. En este caso también se asume, por el tipo de central y la capacidad de cada máquina, que se deja, además de lo impuesto por el plan de producción, al menos un 20% de margen en cada máquina despachada de la central para regular.

Se destaca que, al igual que en la simulación 7.2.2, en tiempo real, si sacar una máquina de servicio implica que la reserva rotante sea menor a 50MW, esta únicamente se reduce al mínimo, pero no se saca de servicio. Vale aclarar de nuevo que no se debe confundir Reserva Rotante con Reserva de Regulación disponible para el AGC, que es lo que representa la gráfica 7.25. Ya que el concepto de reserva rotante utilizado en Uruguay, es referido al control paulatino de la variabilidad de la eólica, e incluye otras fuente de generación que no son manejadas por el AGC.

En la gráfica 7.26 se presentan los rangos de regulación durante cada hora de la simulación. Donde la curva amarilla representa los delta de demanda (variación intrahoraria de demanda), esta variación tiene que ser cubierta con una rampa y con parte del margen. Las dos gráficas en rojo indican los rangos de regulación inferior y superior. Mientras que en verde se mues-

tra la rampa necesaria, y en celeste se muestra la rampa efectiva de las maquinas en modo Auto.

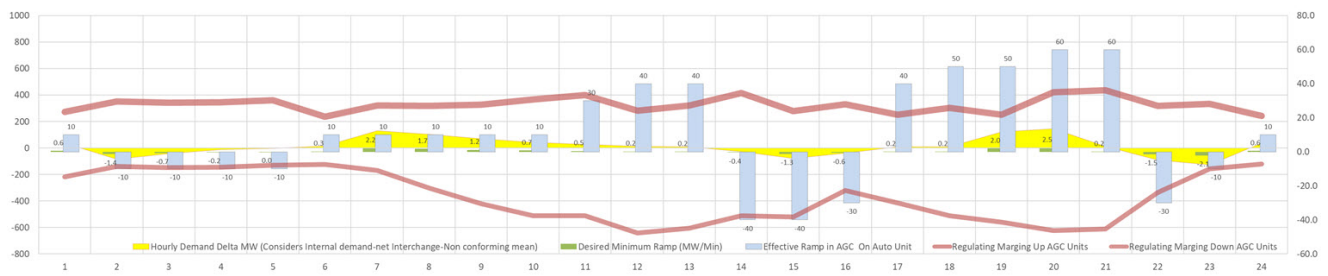


Figura 7.26: Rangos de regulación

Como cierre al tema de la reserva de regulación, se presenta en 7.27 un histograma con los minutos por hora donde no hay en el sistema reserva para subir (en azul), y donde no hay reserva para bajar (en rojo).

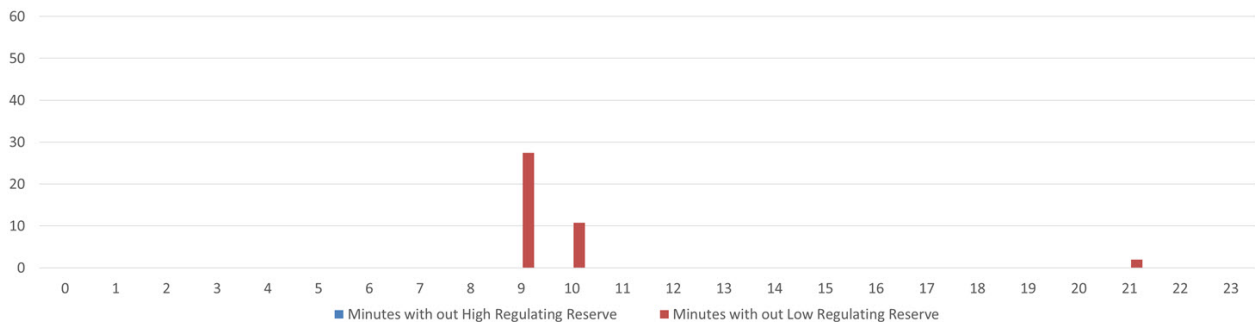


Figura 7.27: Minutos por hora sin margen de regulación

A diferencia de la simulación anterior 7.2.2, se puede apreciar que al tener a las dos centrales en AGC, el sistema solo se queda sin margen de regulación para bajar entre las 9:00 y las 10:00, ya que al estar despachadas en el mínimo, pueden únicamente bajar hasta su mínimo técnico. Pero en lo que respecta al margen de regulación para subir, se tiene un gran disponibilidad.

Esta situación entre las 9:00 y las 10:00 se soluciona despachando más generación en las centrales de Palmar y/o Bonete, a costa de reducir generación eólica, o bajar la potencia que se toma de Salto Grande. Como fue expresado anteriormente, si bien la situación de alta generación eólica es una situación muy usual, en tiempo real se elige reducir esta fuente de generación antes que bajar generación que está siendo controlada por el AGC. Esto no puede ser simulado ya que parte de una acción propia de quién esté supervisando el sistema eléctrico.

Un detalle no menor, es que el problema encontrado respecto a la simulación 7.2.2 es absolutamente opuesto, ya que en un caso tenemos falta de reserva para subir, mientras que en el otro tenemos falta de reserva a bajar, pero se solucionaría de la misma manera (reduciendo suficiente generación renovable no convencional).

Es interesante notar que durante el resto del día tampoco hubo problemas con los márgenes de regulación, y que el tiempo sin margen de regulación es similar.

En la figura 7.28 se presentan los valores de ε_1 y ε_{10} promedio y su variación durante la simulación. Como se explicó en capítulo anterior, ε_1 y ε_{10} son los valores del CPS. Donde ε_1 es utilizado para medir la calidad de la frecuencia y ε_{10} se utiliza para medir la calidad del desempeño conjunto (intercambio-frecuencia).

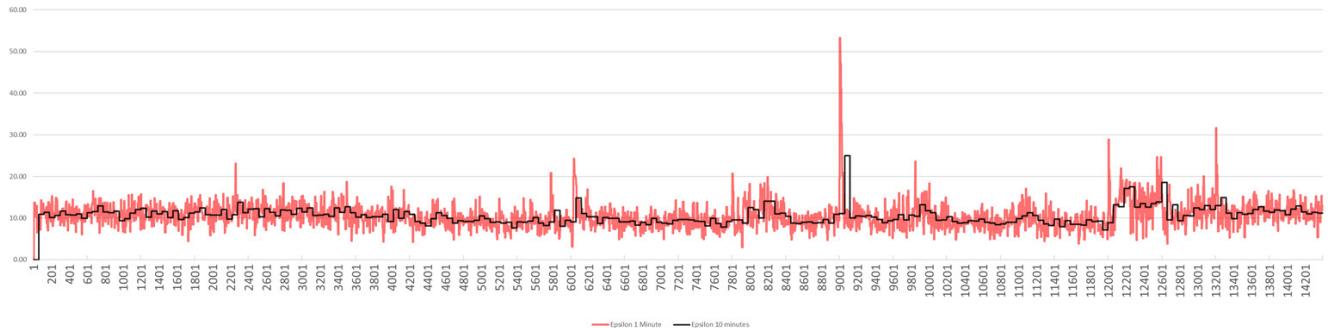


Figura 7.28: ε_1 y ε_{10} promedio

Por otra parte se presenta en 7.29 la cantidad de minutos sobre el valor ε objetivo del sistema durante cada hora de la simulación. Podemos apreciar, al igual que en la simulación anterior, que la cantidad de minutos que ε_1 está por encima de 35mHZ es nula durante casi todo el día, salvo a las 16hs, donde podemos ver un no cumplimiento que no llega a los 5 minutos. Teniendo en cuenta que el ajuste utilizado es restrictivo, se puede considerar que el control llevado por el AGC con el Río Negro, en lo que respecta a los CPS, también es exitoso.

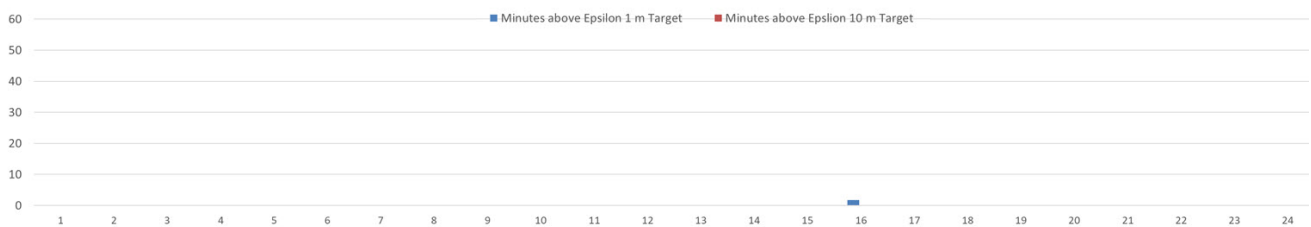


Figura 7.29: Minutos fuera de rango de ε_1 y ε_{10}

Por último se muestra en el histograma 7.30 la cantidad de veces que se tuvo que invertir el setpoint enviado a la central, por ejemplo el envío de un setpoint de bajar y en el ciclo siguiente se envía un setpoint para subir al generador. Se recalca que es importante que se lleve un un conteo de consignas de subir y bajar, ya los generadores sufren este tipo de comportamiento.

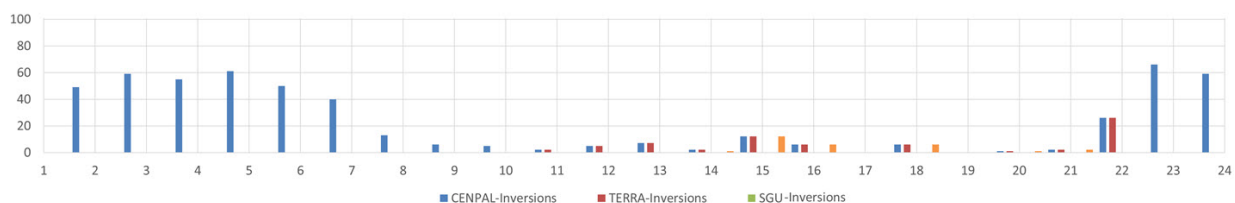


Figura 7.30: Inversiones de potencia requeridas

En 7.30 podemos apreciar que, al igual que en el caso simulado 7.2.2, el momento de mayor inversiones se da en la madrugada y al final del día, producto de la alta generación eólica planteada para la simulación y de la baja demanda, combinado con que en esos momentos hay una sola central en AGC encargada de corregir el ACE, ya que Palmar es la única despachada según el plan de producción. La solución para esto es la misma que se viene planteando, reducir generación eólica, de manera de necesitar despachar en este caso de la central Bonete.

Es de destacar que según las simulaciones cuando ambas centrales entran a regular en conjunto (entre las 9:00 y las 23:00), las inversiones se reparten entre las centrales, mejorando sensiblemente el desempeño de los generación y evitando el desgaste innecesario de las máquinas. Esto en la realidad no se refleja, ya que debido a los controladores propios impuestos en cada central mencionados en el capítulo de Implementación en Uruguay”, los tiempos de aceptación de consignas y de respuesta son completamente diferentes entre las dos centrales del Río Negro. Esto provoca que se realicen mucho más inversiones a la central Bonete que a la central Palmar, ya que Bonete responde más rápido que Palmar.

Como conclusiones de esta simulación, se puede decir primero que si las centrales del Río Negro fueran manejadas directamente por el AGC, se tendría un funcionamiento muy aceptable. Y segundo que en caso de querer regular con las centrales del Río Negro, para mejorar el desempeño, es necesario que ambas estén despachadas con margen durante todo el día.

7.2.4. Palmar en AGC

En ésta simulación se muestra el desempeño de la frecuencia del sistema si el ACE es corregido mediante la incorporación al AGC únicamente de la central Palmar. El plan de producción elegido, en este caso, permite mostrar el desempeño de durante todo el día, ya que Palmar se encuentra en servicio durante la totalidad del mismo.

Este es uno de los funcionamientos del AGC posibles actualmente, hasta tanto no se obtenga autorización de la comisión técnico mixta para incorporara formalmente al AGC a Salto Grande.

Se ilustran en 7.31 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

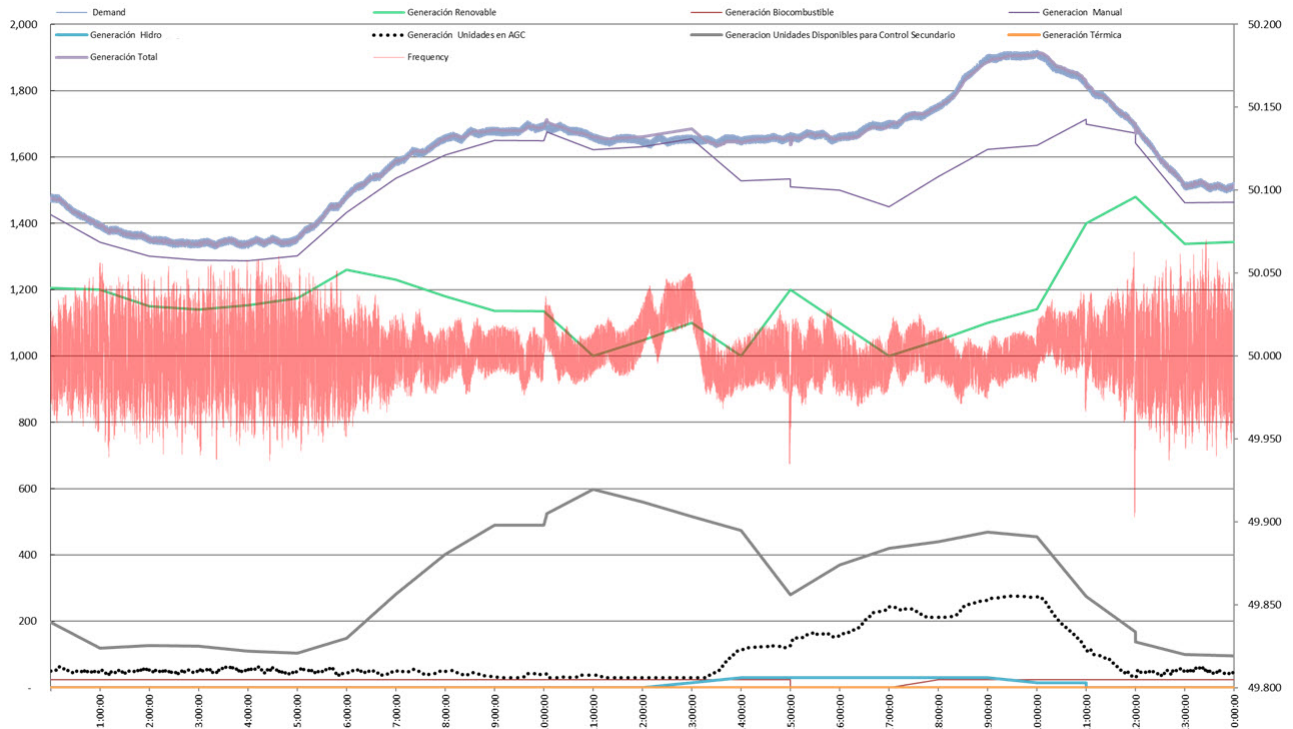


Figura 7.31: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 7.31, como en ambos casos simulados anteriormente 7.2.2 7.2.3, se muestra el movimiento a lo largo del día de la generación manejada manualmente (línea violeta fina) en el centro, la cuál está compuesta de la generación térmica (anaranjado), la hidroeléctrica no controlable por AGC (Baygorria) (celeste), la biomasa (línea roja fina) y la generación eólica y solar (verde agua). En violeta se gráfica la generación total del sistema que fue simulada, que se superpone por momentos con el perfil de carga del sistema utilizado. Graficado en gris tenemos la potencia disponible en el sistema para realizar el control secundario de frecuencia, mientras que en negro punteado se presenta la generación de las unidades que están en AGC, en este caso Palmar.

En el eje secundario, graficado en rojo, se presenta la evolución de la frecuencia durante el día simulado, con las variaciones impuestas por el factor de ruido sumado a la demanda y la inercia de las máquinas. Debido al despacho elegido, al igual que en la simulación anterior, se ve que en los momentos de mayor generación eólica, el desempeño del sistema, relacionado al control de frecuencia no parece ser bueno, esto es debido a que la central Palmar está despachada en valores bajos. En este caso, podemos ver que cerca del mediodía, hay un desvío de frecuencia que no pudo ser corregido por el AGC utilizando únicamente Palmar. Esta situación, comparada con la simulación con todo el Río Negro 7.2.3, muestra claramente que el control secundario de frecuencia realizado es de peor calidad. Vale tener en cuenta que esta simulación puede ser comparada con la realizada con todo el Río Negro en AGC, únicamente entre las 09:00 y las 23:00, lapso en el cuál ambas centras del Río Negro están despachadas.

Para un mayor detalle de la variación de frecuencia antes mencionada, se presenta en 7.32 una gráfica de la evolución de la frecuencia en función de cada ciclo de la simulación, donde la frecuencia está representada en celeste, y la línea verde muestra la frecuencia nominal objetivo de la simulación.

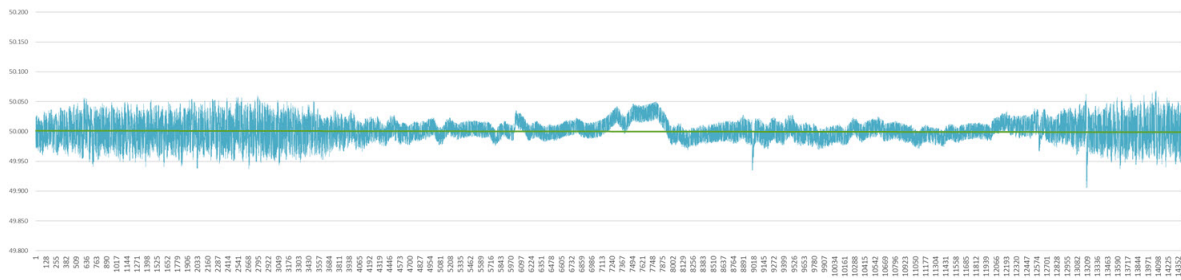


Figura 7.32: Comportamiento de la Frecuencia durante la simulación

En 7.33 se presentan el ACE crudo en amarillo y el ACE filtrado en azul, calculados por el simulador para este caso:

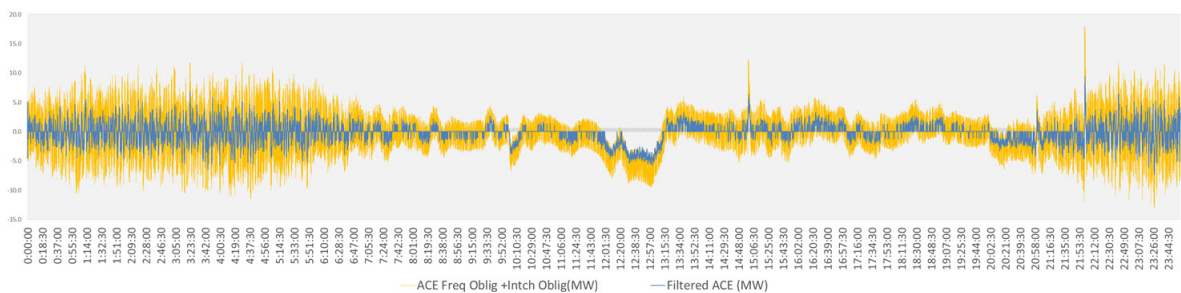


Figura 7.33: ACE y FACE durante la simulación

En 7.33 se ve que entre las 11:30 y las 13:30, el ACE y el FACE se desviaron de "0" sostenidamente. Esto explica el desvío de la frecuencia, y se debe a que la central Palmar está en el mínimo técnico, no teniendo margen para bajar. Lo cuál se puede apreciar en 7.34.

De todas maneras, salvo ese lapso, el FACE se encuentra generalmente por debajo de 5MW, ocurriendo lo mismo que en los casos anteriores, donde se nota una mayor variación al comienzo y al final del día, producto de la baja demanda y la alta generación eólica que implica que las centrales del Río Negro estén despachados con muy baja potencia.

Al igual que en la simulación anterior, en 7.33 nos encontramos con dos picos en la frecuencia, aproximadamente a las 15:00 y a las 22:00, mucho más pronunciado que en el caso con Salto Grande en AGC, pero menos que el caso de todo el Río Negro en AGC para el pico de las 15:00, y similar para el pico de las 22:00.

En la gráfica 7.34 se muestra la reserva de regulación secundaria que se tiene disponible para ser utilizada por el AGC, en función de cada ciclo de simulación. Esta reserva está compuesta por la capacidad disponible de cada central. En azul se gráfica el margen de regulación a subir, mientras que en amarillo el margen de regulación a bajar.

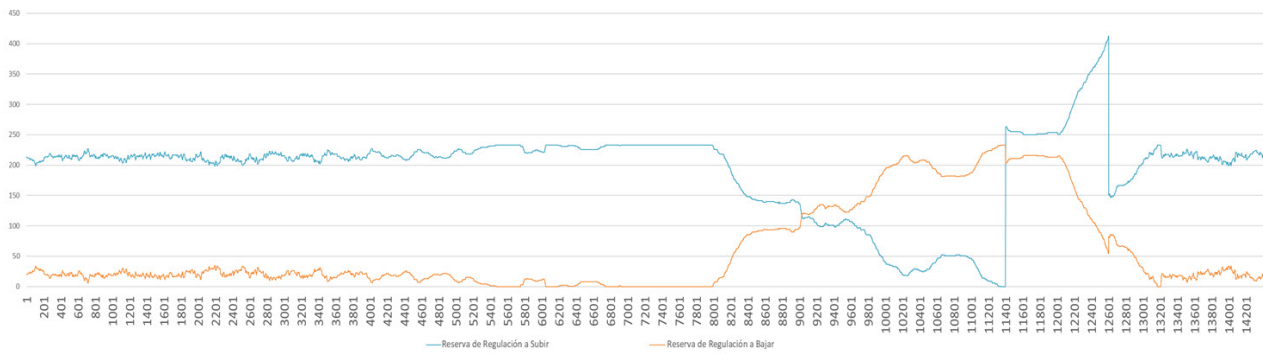


Figura 7.34: Reserva de regulación

En 7.34, al igual que en las simulaciones anteriores, se puede ver que al aumentar la potencia de salida de cualquiera de las plantas, disminuye la reserva para subir y aumenta la reserva para bajar, y viceversa.

También se ven dos saltos en el margen de regulación a subir, producido por la entrada en servicio de la tercer máquina de Palmar al AGC. Además, como en los casos anteriores, se asume al menos un 20% de margen en cada máquina despachada de la central para regular.

Se destaca que, al igual que en las simulaciones anteriores, en tiempo real, si sacar un máquina de servicio implica que la reserva rotante sea menor a 50MW, esta únicamente se reduce al mínimo, pero no se saca de servicio. Recordando que no se debe confundir Reserva Rotante con Reserva de Regulación” disponible para el AGC, que es lo que representa la gráfica 7.34.

En la gráfica 7.35 se presentan los límites de regulación durante cada hora de la simulación. Donde la curva amarilla representa los delta de demanda (variación intrahoraria de demanda), esta variación tiene que ser cubierta con una rampa y con el margen que tenga la central. Las dos gráficas en rojo indican los rangos de regulación inferior y superior. Mientras que en verde se muestra la rampa necesaria, y en celeste se muestra la rampa efectiva de las maquinas en modo Auto.

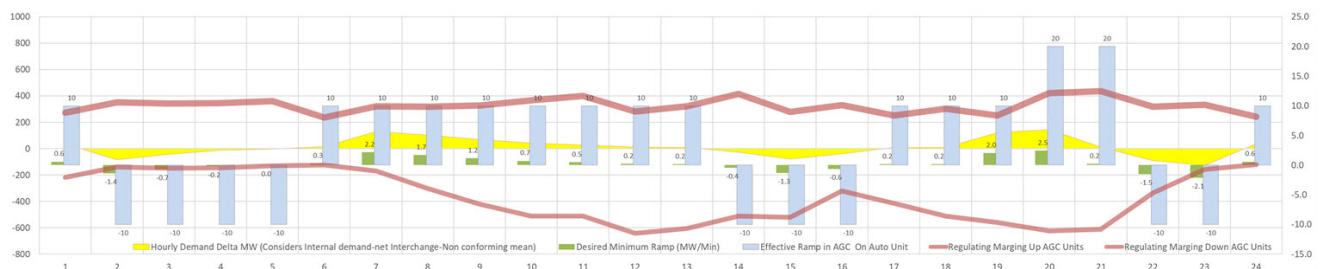


Figura 7.35: Rangos de regulación

Como resumen sobre la reserva de regulación, se presenta en 7.36 un histograma con los minutos por hora donde no hay reserva para subir en el sistema (en azul), y donde no hay reserva para bajar (en rojo).

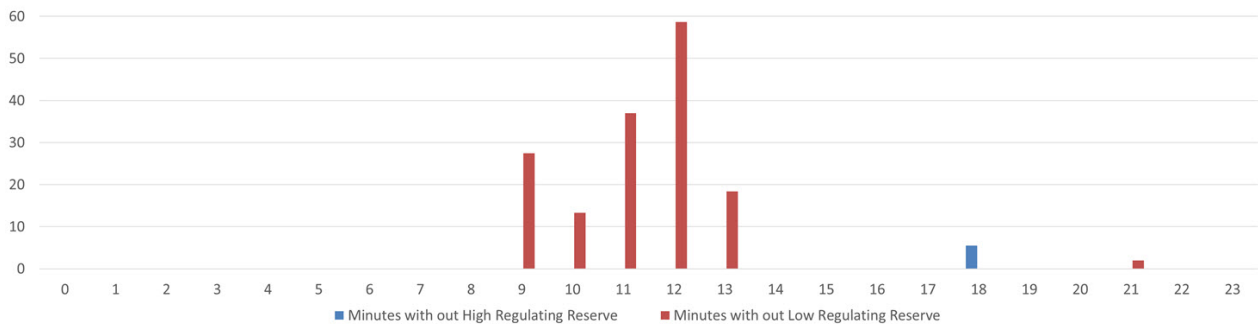


Figura 7.36: Minutos por hora sin margen de regulación

A diferencia de las simulaciones anteriores, se puede apreciar que entre las 9:00 y las 13:00, hay varios minutos por hora en el que no hay margen de regulación para bajar. En particular de las 12:00 a las 13:00, el margen de regulación para bajar está sumamente comprometido. Esto se debe debido a que la central Palmar está despachada al mínimo, y no se tiene la ayuda de la central Bonete como en el caso anterior. Pero se posee margen de regulación para subir en casi todo el día.

Esta situación entre las 9:00 y las 13:00, al igual que en el caso anterior, se soluciona despachando más generación en la central de Palmar, a costa de reducir generación eólica, o bajar la potencia que se toma de Salto Grande o de Bonete. De todas maneras el costo del desvío en el despacho económico que se debe realizar para solucionar este problema, lleva a concluir que la mejor solución es pedir que la central Bonete se incorpore al AGC.

Era esperable encontrar en esta simulación el mismo problema que en la anterior, pero magnificado debido a la ausencia de la central Bonete en el AGC.

Claramente, en un escenario como el planteado, utilizar únicamente a Palmar en AGC no es una buena solución, desde el punto de vista del margen de regulación disponible.

En la figura 7.37 se presentan los valores de ε_1 y ε_{10} promedio y su variación durante la simulación. Como se explicó en capítulo anterior, ε_1 y ε_{10} son los valores del CPS. Donde ε_1 es utilizado para medir la calidad de la frecuencia y ε_{10} se utiliza para medir la calidad del desempeño conjunto (intercambio-frecuencia).

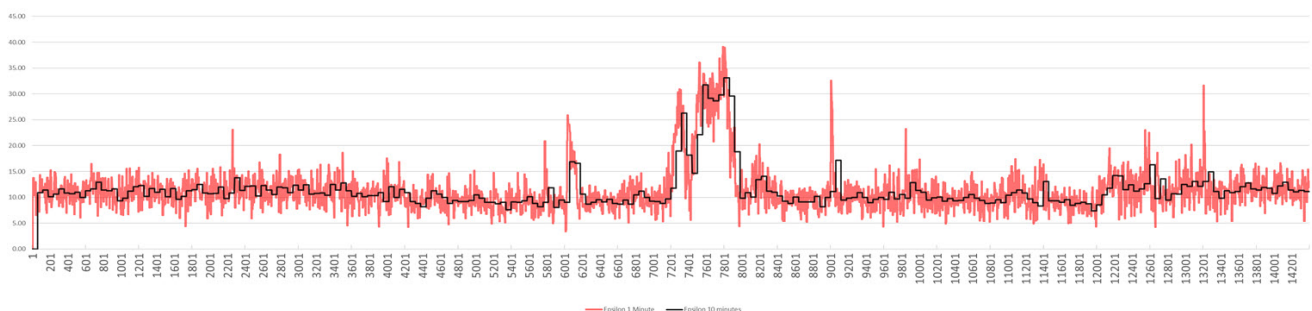


Figura 7.37: ε_1 y ε_{10} promedio

Por otra parte se presenta en 7.38 la cantidad de minutos sobre el valor ε objetivo del sistema durante cada hora de la simulación. Podemos apreciar, al igual que en la simulación anterior,

que la cantidad de minutos que ε_1 está por encima de 35mHZ es nula durante todo el día, salvo a las 13hs y 14hs, donde se ve una diferencia positiva respecto a los casos simulados anteriormente. Otra diferencia respecto a los casos anteriores es que ε_{10} está por encima de 25mHz durante más de 30 minutos a las 13hs, y más de 10 minutos a las 14hs. Teniendo en cuenta que el ajuste utilizado es restrictivo, se puede considerar que el control llevado por el AGC con Palmar, en lo que respecta a los CPS, si bien es exitoso, es peor que los casos de las simulaciones anteriores.

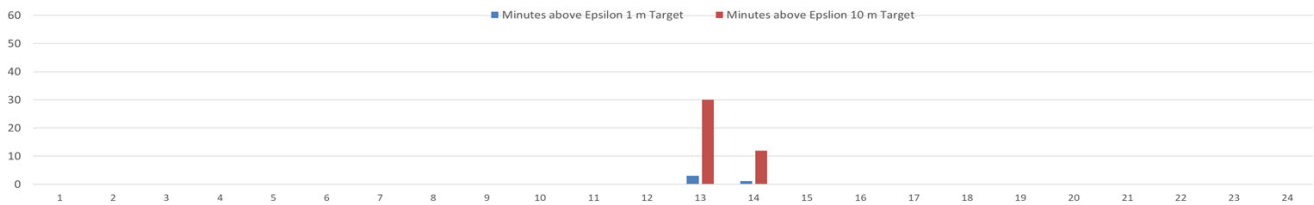


Figura 7.38: Minutos fuera de rango de ε_1 y ε_{10}

Por último se muestra en el histograma 7.39 la cantidad de veces que se tuvo que invertir el setpoint enviado a la central. Como se menciono anteriormente, es importante que se lleve un un conteo de consignas de subir y bajar, ya los generadores sufren este tipo de comportamiento.

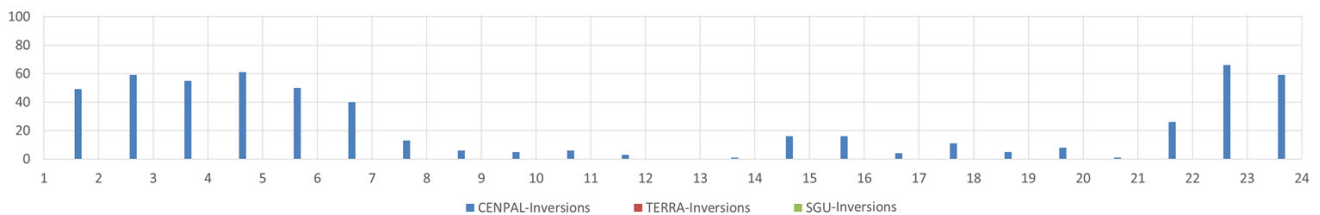


Figura 7.39: Inversiones de potencia requeridas

En 7.39 podemos apreciar que, al igual que en los casos simulados anteriormente, el momento de mayor inversiones se da en la madrugada y al final del día, producto de la alta generación eólica planteada para la simulación y de la baja demanda. Además podemos ver, en el lapso en que son comparables las dos simulaciones del Río Negro, que sostenidamente en este lapso las inversiones son superiores en el caso de tener solo Palmar en el AGC.

Como conclusión de esta simulación, se puede decir que si bien el desempeño es aceptable, cualquiera de los otro dos casos parecen ser una mejor opción a implementar. De todas maneras hay que tener en cuenta lo mencionado de los controladores en la simulación anterior, lo que puede llegar a cambiar esta conclusión, debido al posible desgaste de las máquinas de Bonete.

7.2.5. Salto Grande y Centrales del Río Negro en AGC

En ésta simulación se muestra el desempeño de la frecuencia del sistema si el ACE es corregido mediante la incorporación al AGC tanto de Salto Grande como de las centrales Palmar y Bonete. El plan de producción elegido, en este caso, permite mostrar el desempeño combinado durante todo el día, ya que Salto Grande y Palmar se encuentra en servicio durante la totalidad del mismo, pero Bonete se despacha de 9:00 a 23:00.

Este es el funcionamiento del AGC que se desea a futuro, una vez que se obtenga autorización de la comisión técnico mixta para incorporar al AGC a la central de Salto Grande.

Se ilustran en 7.40 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

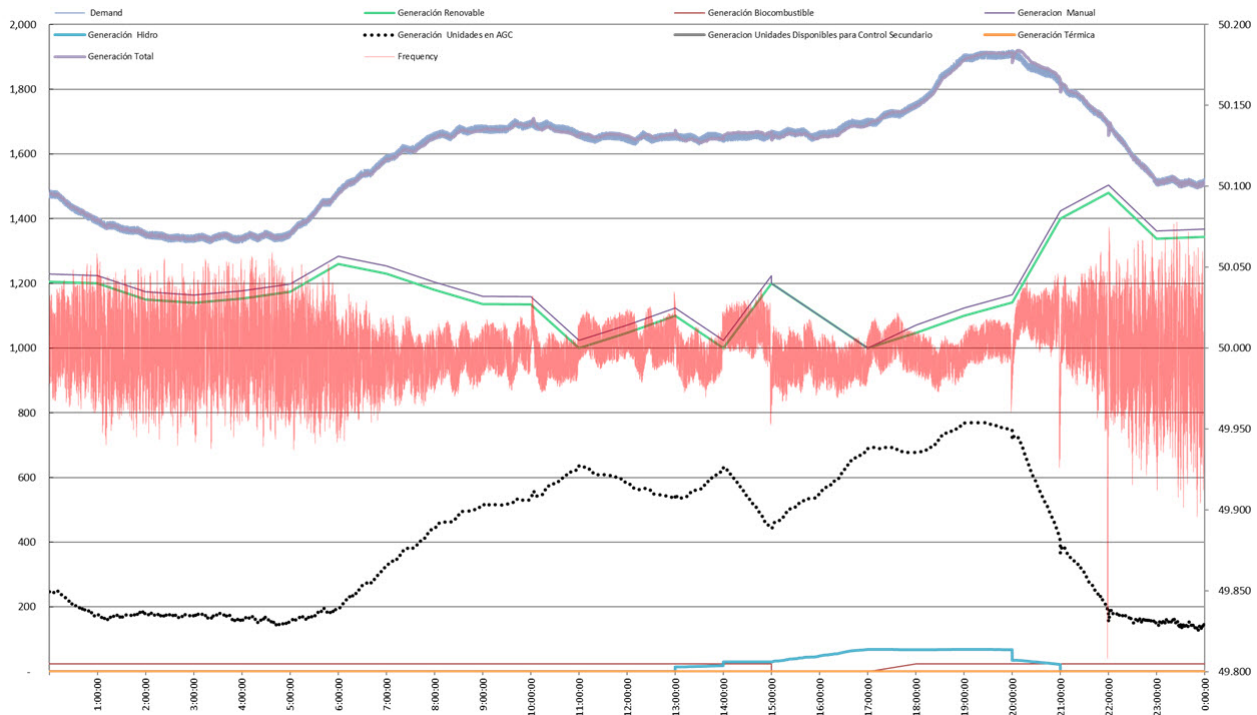


Figura 7.40: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 7.40, se muestra la evolución a lo largo del día de la generación manejada manualmente (línea violeta fina) en el centro, la cuál está compuesta de la generación térmica (anaranjado), la hidroeléctrica no controlable por AGC (Baygorria) (celeste), la biomasa (línea roja fina) y la generación eólica y solar (verde agua). En violeta se grafica la generación total del sistema que fue simulada, que coincide casi en su totalidad con el perfil de carga del sistema utilizado. Graficado en gris tenemos la potencia disponible en el sistema para realizar el control secundario de frecuencia, mientras que en negro punteado se presenta la generación de las unidades que están en AGC.

Graficado en rojo en el eje secundario, se presenta la evolución de la frecuencia durante el día simulado, con las variaciones asociadas al factor de ruido sumado a la demanda y la inercia de las máquinas. Debido al despacho elegido, al igual que en las simulaciones anteriores, se ve que en los momentos de mayor generación eólica, el desempeño del sistema, relacionado al control de frecuencia no es el mejor, esto es debido a que las centrales hidroeléctricas están despachadas con potencias bajas. Pero aún así podemos considerar que se está realizando un buen control secundario de frecuencia.

A continuación en 7.41 se presenta una gráfica del comportamiento de la frecuencia en función de cada ciclo de la simulación, donde la frecuencia está representada en celeste, y la línea verde muestra la frecuencia nominal objetivo de la simulación.

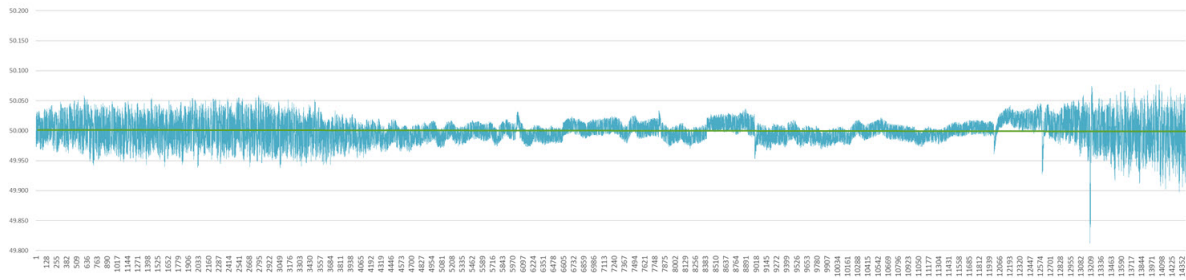


Figura 7.41: Comportamiento de la Frecuencia durante la simulación

Se puede notar que la frecuencia en horas del mediodía está levemente desviada del valor nominal. Si bien no estamos hablando de valores significativos, parece interesante mencionar esta situación, que se debe a la gran cantidad de margen de regulación que se tiene. Esto se debe a que los factores de participación para asignar el ACE a cada central son distintas, ya que, como se mencionó en el capítulo anterior, dependen de la generación disponible y la rampa.

En 7.42 se presentan el ACE crudo en amarillo y el ACE filtrado en azul, calculados por el simulador:

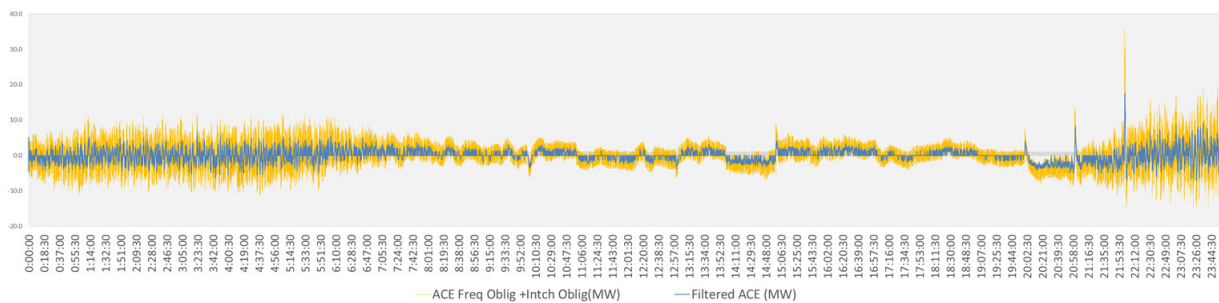


Figura 7.42: ACE y FACE durante la simulación

En 7.42, se puede ver que el FACE se encuentra, salvo un caso excepcional, por debajo de 5MW, se ve que, al igual que en las otras simulaciones, se tiene una mayor variación al comienzo y al final del día, producto de la baja demanda y la alta generación eólica que implica que las centrales del Río Negro estén despachadas con muy baja potencia.

Pero a diferencia del resto de las simulaciones 7.2.2 7.2.3 7.2.4 , el FACE se mantiene durante mucho más tiempo en valores cercanos a 0. Se puede ver también que, al incorporar a las centrales del Río Negro, el efecto del apagado del alumbrado público no es un problema. Esto se debe a que el ACE a corregir se reparte entre las tres plantas, permitiendo que todas actúen frente a esta situación.

En esta simulación nos encontramos con algunos picos en la frecuencia que no son reales. Los picos de las horas en punto, se deben a un funcionamiento del simulador, que ejecuta el despacho definido, por lo tanto en las horas en punto es que se sacan o entran máquinas. En la realidad esto sucede paulatinamente durante la hora, no produciendo el pico que se ve en la simulación. El pico que aparece a las 22:00 tiene la misma explicación que en el caso de Salto Grande en AGC, es ocasionado por el cambio drástico de despacho de la central Salto Grande, la aproximación lineal que realiza en el proceso y el mínimo técnico de generación de la central elegido.

En la gráfica 7.43 se muestra la reserva de regulación secundaria que se tiene disponible para ser utilizada por el AGC, en función de cada ciclo de simulación. Esta reserva está compuesta por la capacidad disponible de cada central. En azul se gráfica el margen de regulación a subir, mientras que en amarillo el margen de regulación a bajar.

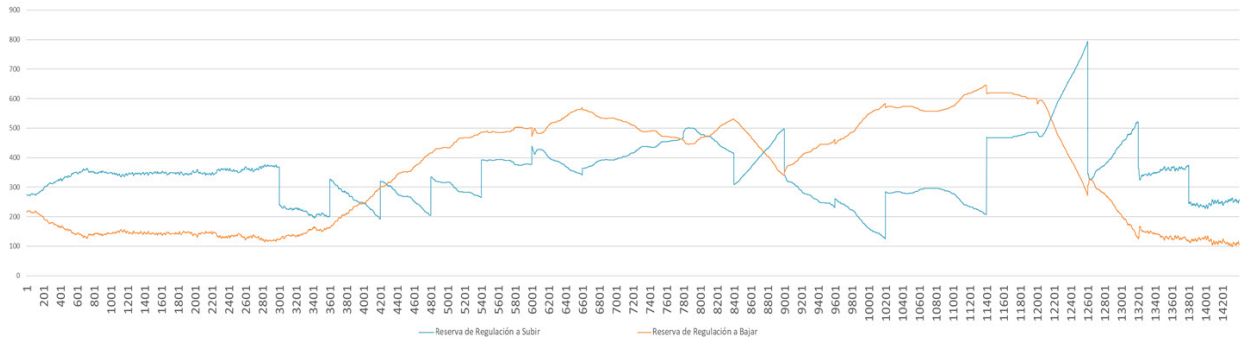


Figura 7.43: Reserva de regulación

En 7.43, igual que en las simulaciones anteriores, se puede ver que al aumentar la potencia de salida de cualquiera de las plantas, disminuye la reserva para subir y aumenta la reserva para bajar, y viceversa.

También se ven, durante todo el día, los saltos que se producen en la reserva a subir y bajar, provocados por la entrada o salida de máquinas en la central debido al plan de producción impuesto. Como en los otros casos también se asume, por el tipo de central y la capacidad de cada máquina, que se deja, además de lo impuesto por el plan de producción, un 20% de margen en cada máquina despachada de la central para regular.

Se destaca en este caso la gran cantidad de reserva de regulación disponible. Vale mencionar que en caso que ese servicio se pagara en Uruguay, esta situación sería totalmente ineficiente, ya que sería muy caro mantener estos niveles de reserva para la regulación secundaria.

En la gráfica 7.44 se presentan los rangos de regulación durante cada hora de la simulación. Donde la curva amarilla representa los delta de demanda (variación intrahoraria de demanda), esta variación tiene que ser cubierta con una rampa y con parte del margen. Las dos gráficas en rojo indican los rangos de regulación inferior y superior. Mientras que en verde se muestra la rampa necesaria, y en celeste se muestra la rampa efectiva de las maquinas en modo Auto.

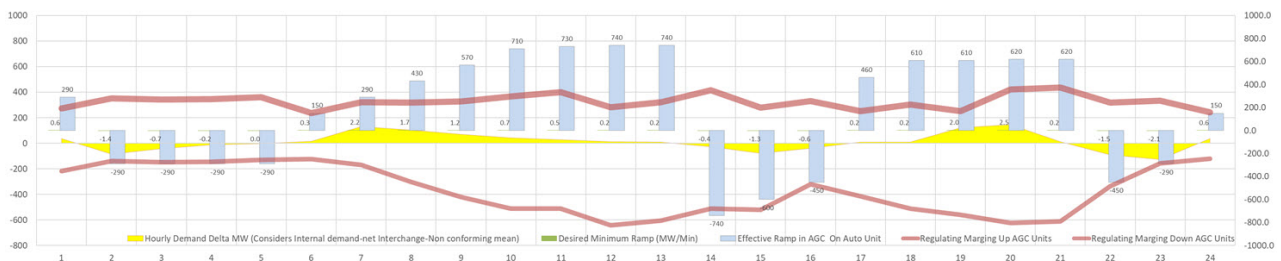


Figura 7.44: Rangos de regulación

Como se menciono anteriormente, se posee una gran cantidad de reserva de regulación, tanto para subir como para bajar. Se presenta en 7.45 un histograma con los minutos por hora donde

no hay en el sistema reserva para subir (en azul), y donde no hay reserva para bajar (en rojo), donde se ve que no existe ningún momento en el día donde falte reserva para regular.

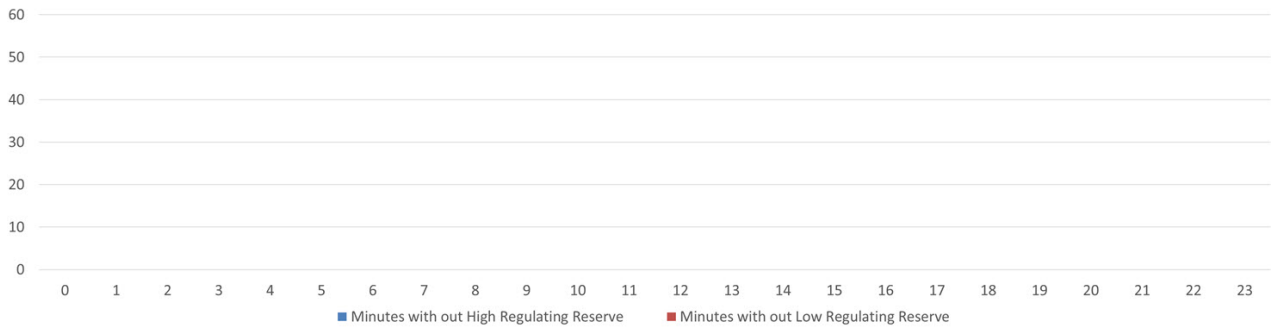


Figura 7.45: Minutos por hora sin margen de regulación

En la figura 7.46 se presentan los valores de ε_1 y ε_{10} promedio y su variación durante la simulación. Como se explicó en capítulo anterior, ε_1 y ε_{10} son los valores del CPS. Donde ε_1 es utilizado para medir la calidad de la frecuencia y ε_{10} se utiliza para medir la calidad del desempeño conjunto (intercambio-frecuencia).

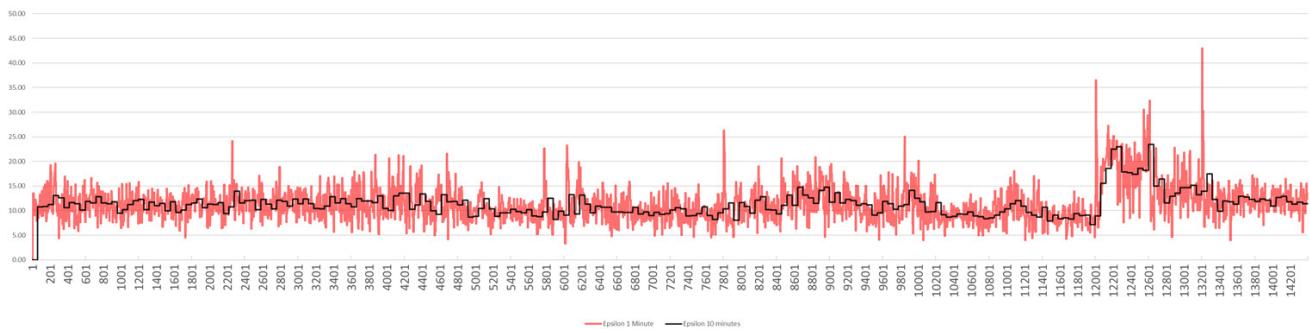


Figura 7.46: ε_1 y ε_{10} promedio

Por otra parte se presenta en 7.47 la cantidad de minutos sobre el valor ε objetivo del sistema durante cada hora de la simulación. Podemos apreciar, que la cantidad de minutos que ε_1 está por encima de 35mHZ es nula durante todo el día, a menos de las últimas horas del día, donde podemos ver un mínimo no cumplimiento que no llega a los 5 minutos. Teniendo en cuenta que el ajuste utilizado es restrictivo, se puede considerar que el control llevado por el AGC con el Río Negro, en lo que respecta a los CPS, es muy exitoso.

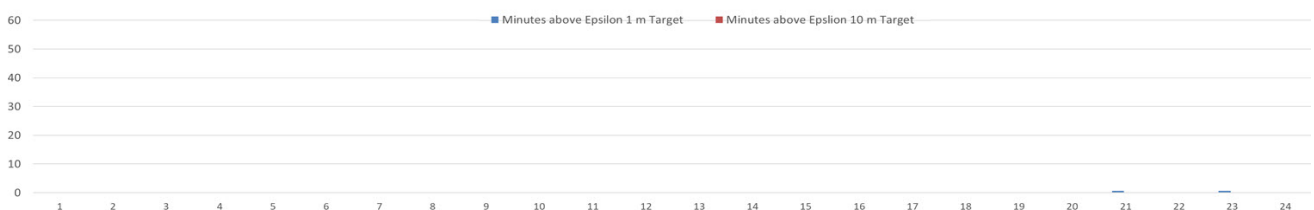


Figura 7.47: Minutos fuera de rango de ε_1 y ε_{10}

Por último se muestra en el histograma 7.48 la cantidad de veces que se tuvo que invertir el setpoint enviado a la central. En este caso, donde se utiliza más de una central, es aún más importante que se lleve un un conteo de consignas de subir y bajar, ya los generadores sufren este tipo de comportamiento, y se podría tener disparidades entre uno y otro.

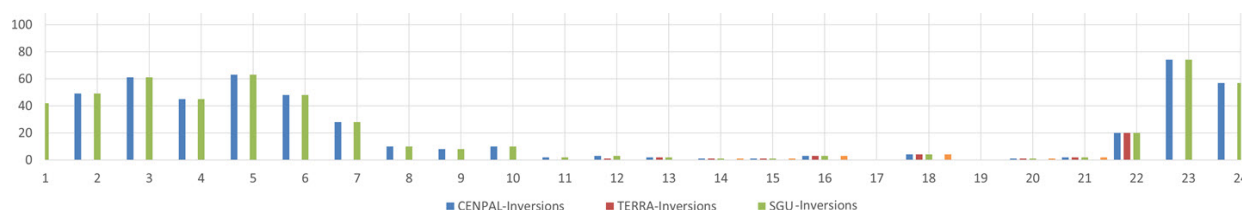


Figura 7.48: Inversiones de potencia requeridas

En 7.48 podemos apreciar que, al igual que en los casos simulados anteriormente 7.2.27.2.3 7.2.4, el momento de mayor inversiones se da en la madrugada y al final del día, producto de la alta generación eólica planteada para la simulación y de la baja demanda. Debido a la salida de servicio de la central Bonete, se nota un aumento en las inversiones de Salto Grande y Palmar, que necesitan variar más para compensar el faltante de Bonete. La solución para esto es la misma que se viene planteando en las simulaciones anteriores, reducir generación eólica, de manera de necesitar despachar en este caso de la central Bonete.

Es de apreciar en 7.48 que durante los momentos en que las tres centrales corrigen el ACE, las inversiones son despreciables. Sacando el caso de las 22:00, donde la central Bonete comienza a salir de servicio. Vale destacar que todas las centrales son controladas por igual (en tiempo) cada vez que es necesario, teniendo en cuenta el factor de distribución que le corresponde a cada una.

Como era de esperar, se comprobó con las simulaciones que cuando regulan centrales en conjunto, las inversiones se reparten entre las mismas, mejorando sensiblemente el desempeño de los generación y evitando el desgaste innecesario de las máquinas. Como ya se mencionó anteriormente esto en la realidad no se refleja, ya que debido a los controladores propios impuestos en cada central mencionados en el capítulo de Implementación en Uruguay”, los tiempos de aceptación de consignas y de respuesta son completamente diferentes entre las dos centrales del Río Negro y Salto Grande. Si bien esto provocaría que se realicen más inversiones a las centrales Bonete y Salto Grande que a la central Palmar, ya que ambas responde más rápido que Palmar, es de esperar que las mismas sean menores al caso de que solo estén las centrales del Río Negro, ya que Salto Grande tiene una mayor capacidad, y por lo tanto un mayor factor de distribución.

Como conclusión de esta simulación, se puede decir que se confirma que esta sería la mejor solución en caso de manejar las centrales directamente desde el AGC.

7.3. Anexo 3 - Simulaciones - Control de Frecuencia en un escenario con alta variabilidad de generación eólica y solar

En esta sección se presentan los resultados de las simulaciones para un escenario en el que se quiere controlar la frecuencia y se tiene una alta variación horaria de generación eólica y solar.

Se presenta en gráfica 7.49 el plan de producción utilizado para estas simulaciones.

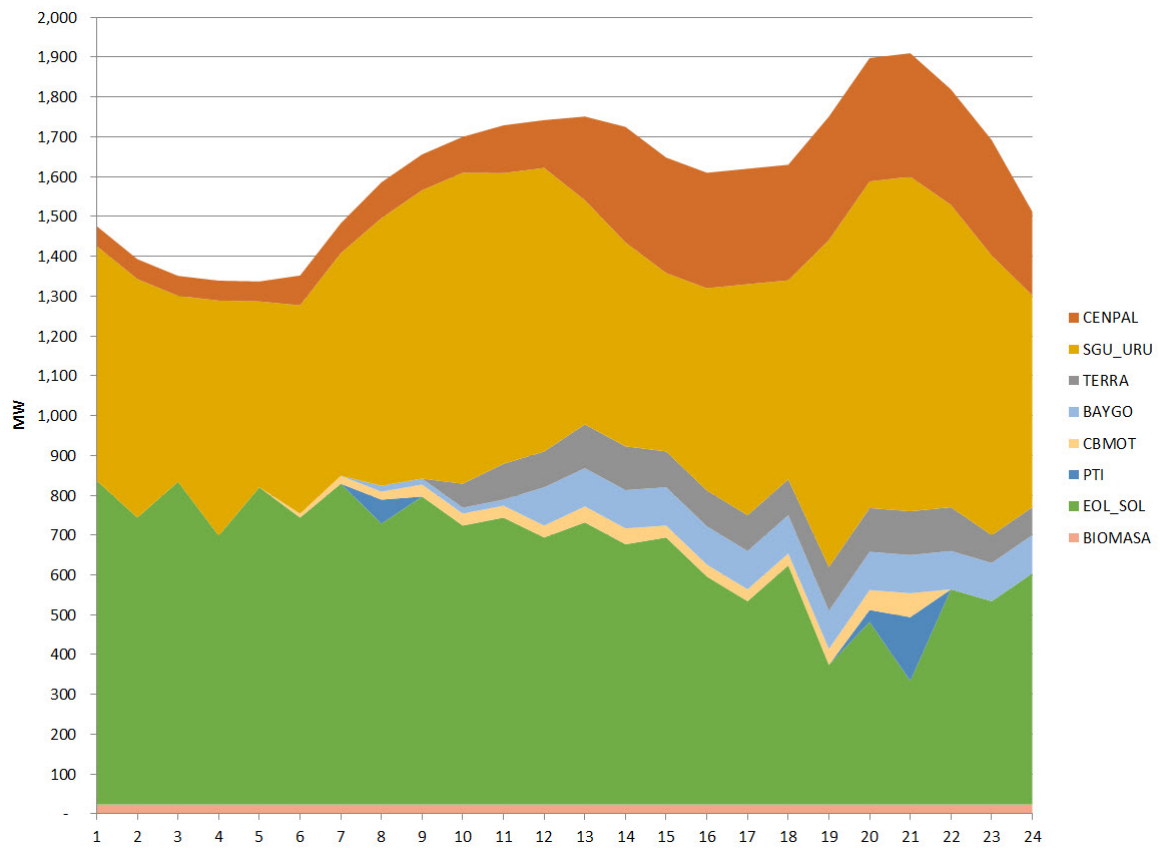


Figura 7.49: Gráfica de producción apilada

Por otra parte se presenta en la figura 7.50 una tabla con el predespacho horario del día simulado.

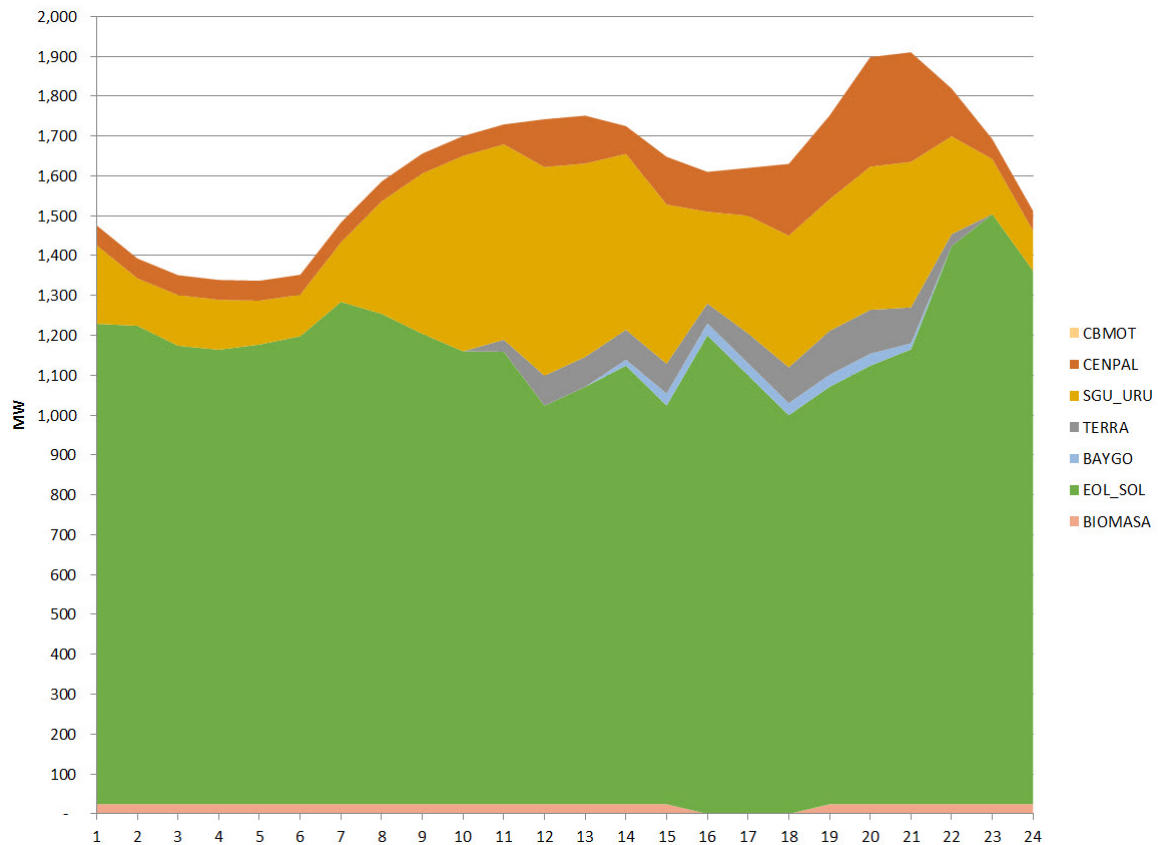


Figura 7.50: Pre-Despacho de generación horario

Para estas simulaciones se asume que se deja un mayor porcentaje de margen en cada máquina en servicio, para mitigar las variaciones de eólica. Esta hipótesis asumida tiene como sustento las previsiones de viento en la realidad, y como se actúa en consecuencia de ellas.

7.3.1. Sin AGC

El objetivo de esta simulación es mostrar el desempeño de la frecuencia del sistema si no se posee un AGC, o si este está desactivado.

Se ilustran en 7.51 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

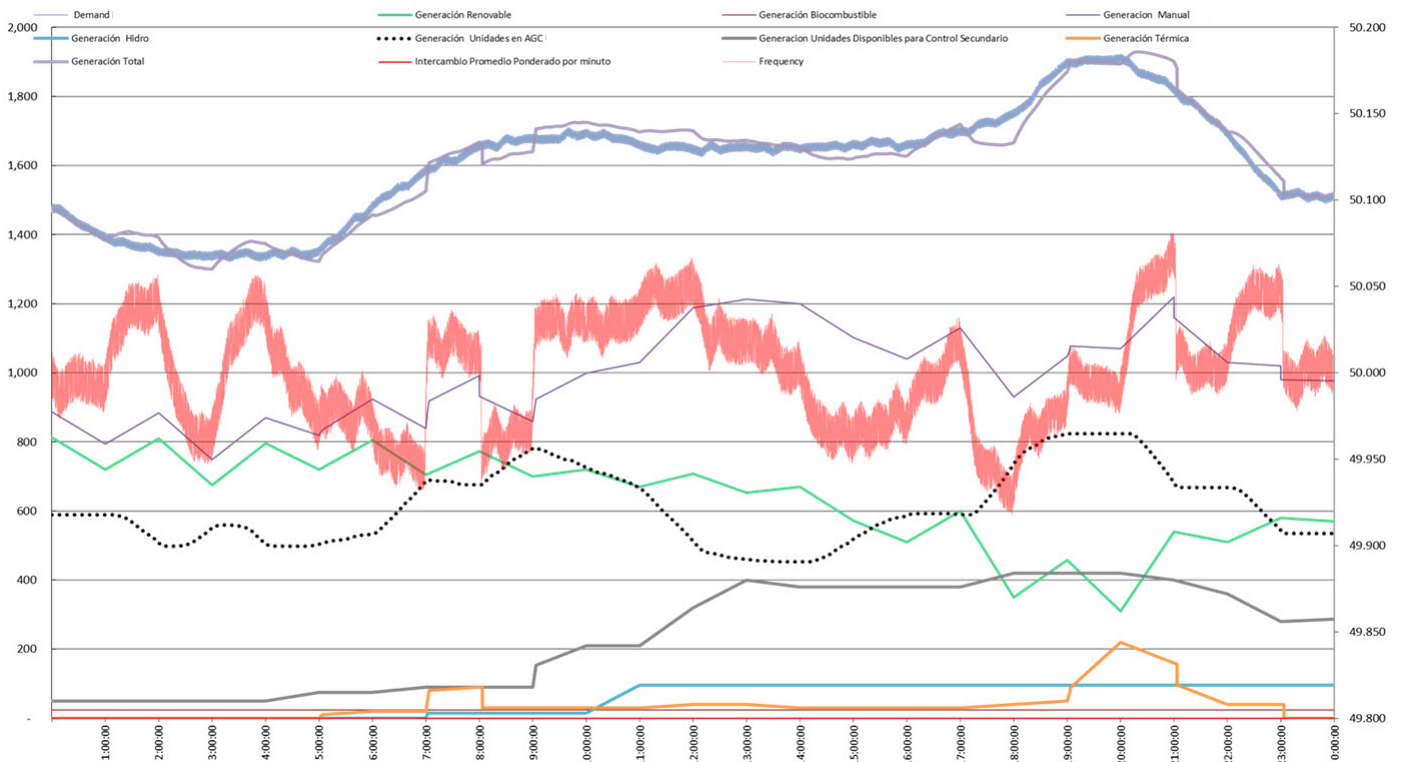


Figura 7.51: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la figura 7.51 se presenta la generación por tipo, donde se puede encontrar en celeste la generación hidráulica que no puede ser incorporada al AGC, en verde la generación renovable no convencional, en marrón la generación con biocombustible y en anaranjado la generación térmica.

También se muestra en punteado la generación de las unidades que podrían estar en AGC, en gris las unidades disponibles para realizar control secundario. La línea negra se mueve solo por el plan de producción, cabe notar que esas máquinas tendrían capacidad de entrar en AGC.

Por otro lado se puede ver el perfil de carga de la simulación en azul y la generación total en violeta. La diferencia entre ambos se debe al ruido sumado al perfil de carga original, que es lo que genera el ACE a corregir.

Respecto a estas variaciones, se puede ver que la frecuencia, graficada en rojo en el eje secundario, cuando la generación total es distinta a la demanda del sistema, se aparta considerablemente de su valor nominal (50Hz). El apartamiento es peor que en el caso de máxima producción, situación esperable ya que a mayor variación horaria, mayor ACE a corregir. Como se puede ver, en los momentos donde se rompe el equilibrio de carga-generación, aún teniendo en cuenta la regulación primaria inherente de cada máquina, la frecuencia no vuelve a su valor nominal. Esto demuestra la necesidad de tener asignadas centrales que realicen el control secundario de frecuencia.

En 7.52 se presenta una gráfica del comportamiento de la frecuencia exclusivamente durante cada ciclo de la simulación, graficada en celeste, donde la línea verde señala la frecuencia nominal objetivo de la simulación.

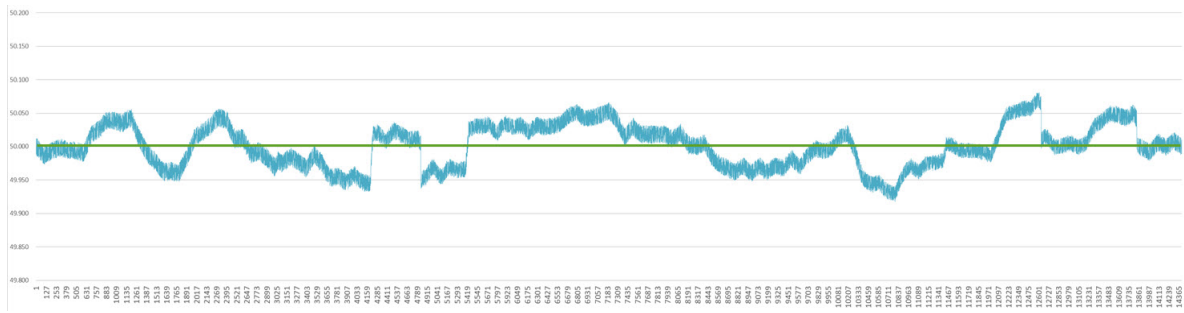


Figura 7.52: Comportamiento de la Frecuencia durante la simulación

Una situación a destacar es la caída en varias oportunidades de la frecuencia por debajo de 49.95Hz, frecuencia a partir de la cuál comienzan a actuar los disparos de carga automáticos por subfrecuencia instalados en la red uruguaya.

7.3.2. Salto Grande en AGC con hidrología Favorable

Esta simulación muestra el desempeño de la frecuencia del sistema si la porción correspondiente a Uruguay de la central Salto Grande está siendo controlada por un AGC.

Se ilustran en 7.53 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

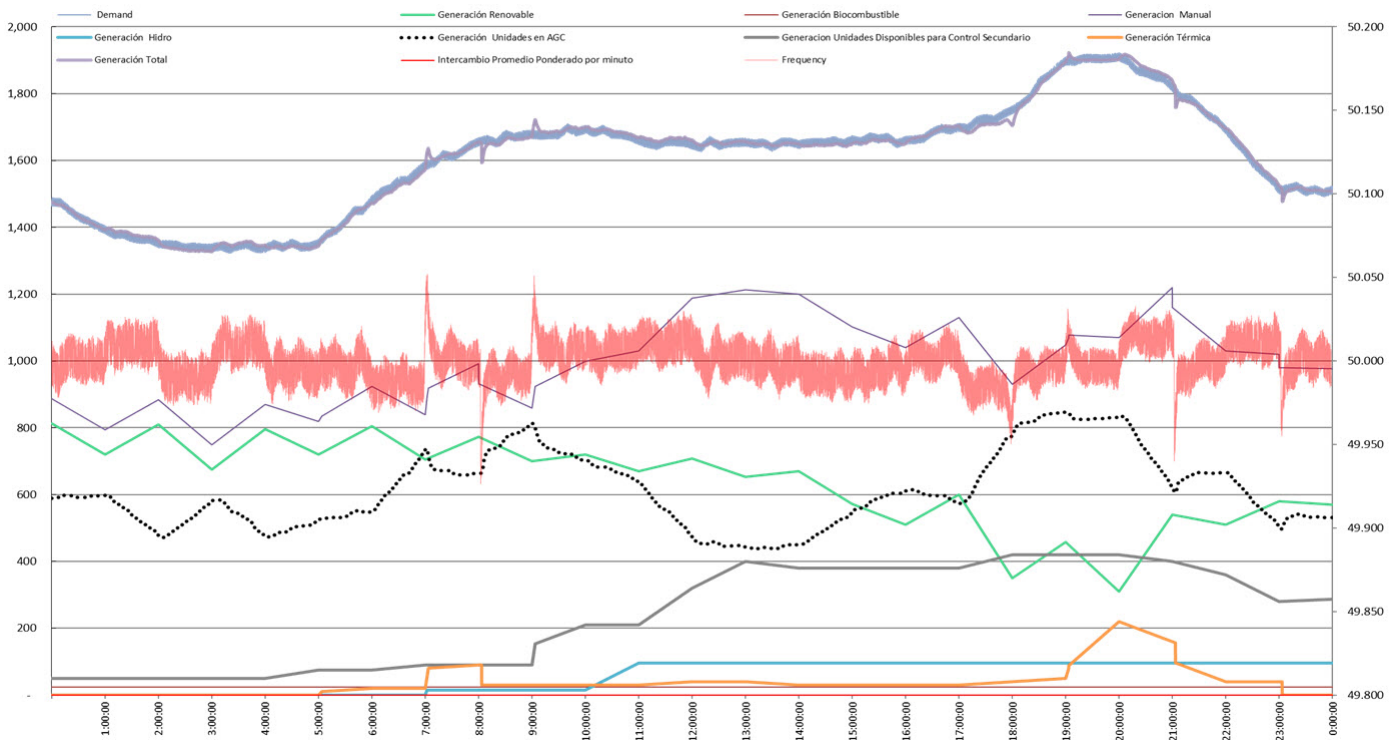


Figura 7.53: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 7.53 se puede distinguir el movimiento a lo largo del día de la generación manejada manualmente (línea violeta fina) en el centro, que está compuesta de la generación térmica (naranja), la hidroeléctrica no controlable por AGC (Baygorria) (celeste), la biomasa

(línea roja fina) y la generación eólica y solar (verde agua). En violeta podemos ver la generación total del sistema simulado, que coincide casi en su totalidad, con el perfil de carga del sistema utilizado (graficado en azul). Los momentos en los que no coincide corresponden a entradas o salidas de servicio de centrales, o cambios repentinos en la generación renovable. En gris tenemos la potencia disponible en el sistema para realizar el control secundario de frecuencia, mientras que en negro punteado tenemos la generación de las unidades que están en AGC.

En rojo, referenciada en el eje secundario, se puede ver la evolución de la frecuencia durante el día simulado, con las variaciones impuestas por el factor de ruido sumado a la demanda y la inercia de las máquinas. Debido al despacho elegido, podemos ver que al entrar la generación térmica se produce un pico en la frecuencia, y al salir se produce una bajada de frecuencia. Hay que destacar que ambas situaciones son consecuencia del funcionamiento del simulador y no reflejan el comportamiento real de la frecuencia. Esto es así debido se simula la entrada de un bloque de generación térmica, en lugar de una entrada progresiva de la misma. En este caso simulado se puede decir que el comportamiento de la frecuencia es muy bueno, pudiéndose notar una bajada a las 18:00 producida por la mayor disminución horaria de generación renovable (se puede ver en la gráfica verde) de más de 200MW. Pero se puede concluir que con la central Salto Grande en AGC, el sistema pudo sortear satisfactoriamente esta variación. Para mayor detalle, se presenta una gráfica exclusiva del comportamiento de la frecuencia durante cada ciclo de la simulación se presenta en 7.14, donde la frecuencia está graficada en celeste, y la línea verde señala la frecuencia nominal objetivo de la simulación.

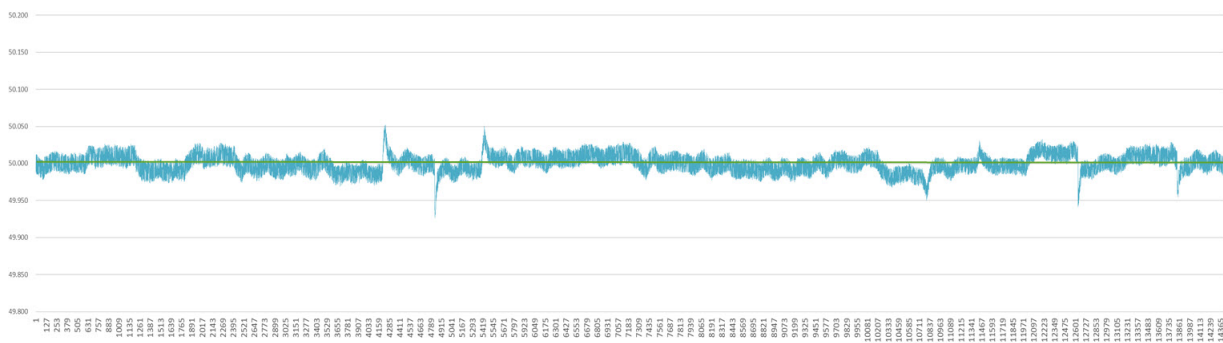


Figura 7.54: Comportamiento de la Frecuencia durante la simulación

En 7.55 se presentan el ACE crudo en amarillo y el ACE filtrado en azul, calculados por el simulador:

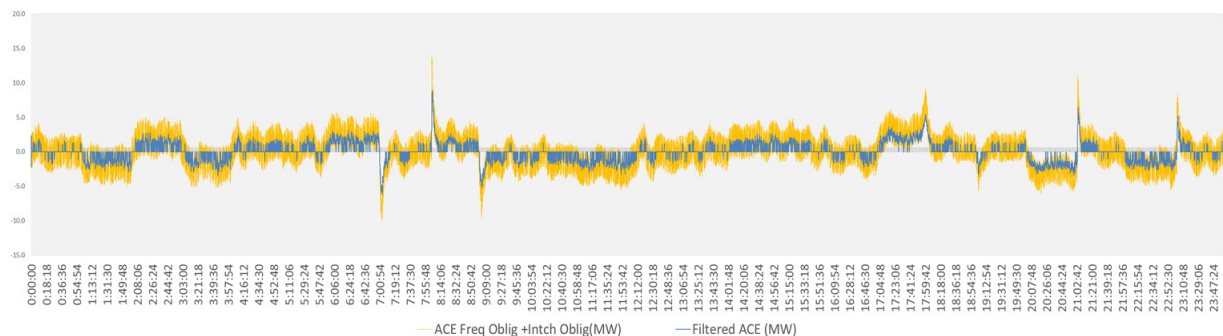


Figura 7.55: ACE y FACE durante la simulación

El ACE es calculado teniendo en cuenta que el AGC está en modo CF, donde la obligación de corrección de frecuencia es de 10%. Los parámetros de sintonización deben ser seteados para que el filtro filtre el ruido y no las variaciones de demanda. Como se explicó en las simulaciones anteriores, el ACE en su forma natural, contiene una componente de ruido que se asocia a la variabilidad de la carga. Como el objetivo del control secundario de frecuencia es responder a cambios persistentes de la demanda requiriendo acciones de control en la potencia activa de los generadores que permitan corregir el ACE, con el de minimizar las solicitudes de variación de generación innecesarias como respuestas al ruido, es necesario excluir el mismo filtrando el ACE.

En general se puede apreciar en 7.55 que el FACE se encuentra siempre por debajo de 5MW en su valor absoluto, salvo el caso particular descrito anteriormente, que se da entre las 17hs y las 18hs, debido a la reducción repentina de generación renovable. Podemos destacar, a diferencia del caso de simulación con máxima generación 7.2.2, que el efecto del apagado del alumbrado público es casi imperceptible. Los otros picos que se aprecian del ACE, son debidos a lo explicado anteriormente respecto a la frecuencia en 7.54.

En la gráfica 7.56 se muestra la reserva de regulación secundaria que se tiene disponible para ser utilizada por el AGC, en función de cada ciclo de simulación. Donde en azul se ve el margen de regulación a subir, mientras que en amarillo se ve el margen de regulación a bajar.

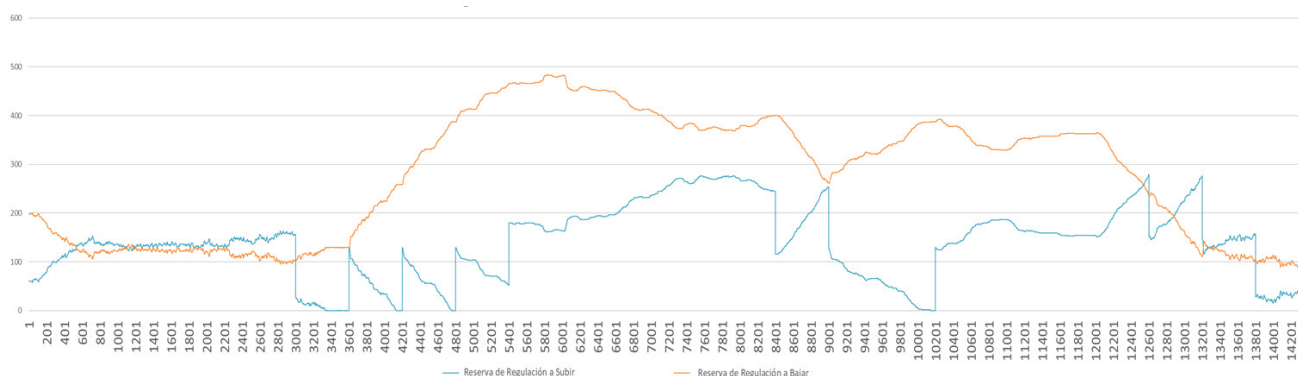


Figura 7.56: Reserva de regulación

En 7.56 se puede ver que al aumentar la potencia de salida de una planta, disminuye la reserva para subir y aumenta la reserva para bajar. Pero algo aún más interesante a notar en la gráfica 7.56 son los saltos que se producen en la reserva a subir, estos son provocados por la entrada o salida de máquinas en la central debido al plan de producción impuesto. Se asume que se deja, además de lo impuesto por el plan de producción, un 30% de margen en cada máquina de la central para regular. Teniendo en cuenta que la potencia resultante de la central de Salto Grande es compartida entre países, y que el plan de producción es únicamente la generación necesaria para Uruguay, en la realidad este margen no siempre es el mismo, teniendo la posibilidad de tener por momentos un mayor margen de regulación debido al despacho no a pleno de unidades exclusivas para Argentina. Además, debido a que la variación de generación renovable es considerable en esta simulación, se supone que se prevé en el plan de producción que el margen de reserva a dejar la central sea un 10% más que en las simulaciones de máxima generación renovable.

Otra situación a destacar (nuevamente) es que, en tiempo real, si sacar un máquina de servicio lleva a que la reserva rotante sea menor a 50MW, esta no se saca de servicio. Pero

no se debe confundir Reserva Rotante con Reserva de Regulación” disponible para el AGC, que es lo que representa la gráfica 7.56. Ya que el concepto de reserva rotante utilizado en Uruguay, es referido al control paulatino de la variabilidad de la eólica, e incluye otras fuente de generación que no son manejadas por el AGC. De todas maneras cabe destacar que en esta simulación, únicamente nos quedamos sin margen para subir entre la 17hs y las 18hs, momento en el cuál se da la reducción de generación renovable antes mencionada. Este tope en el margen de regulación a subir es el que genera ese desvío que no es corregido en su totalidad por el AGC.

Por otra parte, se presenta en la gráfica 7.57 los rangos de regulación. Donde la curva amarilla representa los delta de demanda (variación intrahoraria de demanda), este delta tiene que ser cubierto con una rampa y con un margen. Las líneas rojas indican los rangos de regulación inferior y superior. En verde se muestra la rampa necesaria, mientras que en celeste se muestra la rampa efectiva de las maquinas en modo Auto.



Figura 7.57: Rangos de regulación

Como conclusión referida a la reserva de regulación, se presenta en 7.58 un histograma con los minutos por hora donde no hay en el sistema reserva para subir (en azul), y donde no hay reserva para bajar (en rojo).

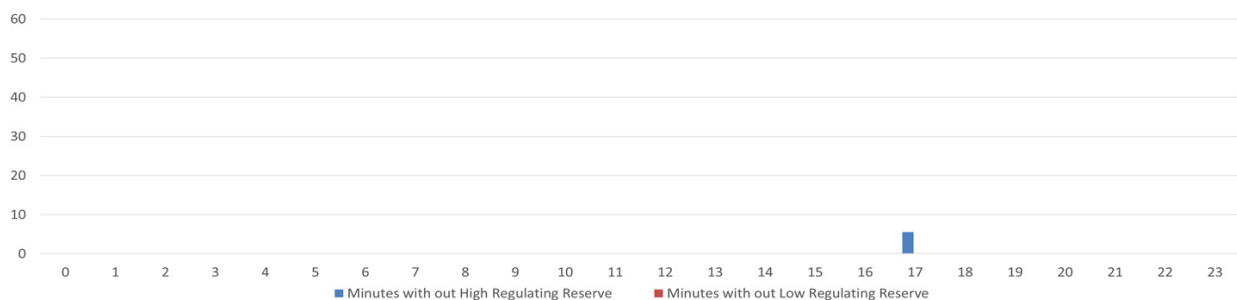


Figura 7.58: Minutos por hora sin margen de regulación

Teniendo en cuenta 7.56, es esperable que este histograma tenga únicamente un valor distinto a 0. Destacándose el único valor a las 17hs, y con una falta de margen de regulación de poco más de 5min, lo cuál se debe a lo explicado anteriormente. Es interesante notar que durante el resto del día no hubo problemas con los márgenes de regulación.

En la figura 7.59 se presentan los valores de ε_1 y ε_{10} promedio y su variación durante la simulación. Como se explicó en capítulo anterior, ε_1 y ε_{10} son los valores del CPS. Donde ε_1 es utilizado para medir la calidad de la frecuencia y ε_{10} se utiliza para medir la calidad del

desempeño conjunto (intercambio-frecuencia).

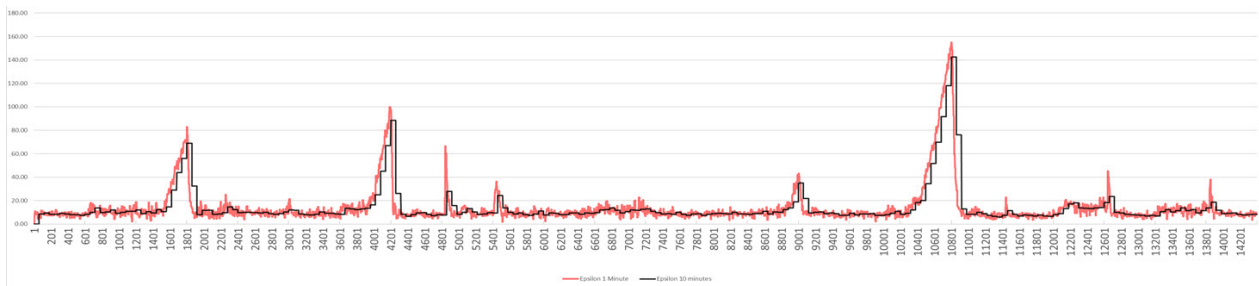


Figura 7.59: ε_1 y ε_{10} promedio

Por otra parte se presenta en 7.60 la cantidad de minutos sobre el valor ε objetivo del sistema durante cada hora de la simulación. Podemos apreciar que la cantidad de minutos que ε_1 es mayor a 35mHz tiene un pico a las 18hs, como era de esperar por lo analizado anteriormente, al igual que el ε_{10} , que es mayor a 25mHz, durante más de 30 minutos. Tanto a las 3hs como a las 7hs se puede ver un incumplimiento de ambos ε de poco menos de 20 minutos. Teniendo en cuenta que el ajuste utilizado es muy restrictivo, y que se encontraron casos puntuales de incumplimiento, se puede considerar que el control llevado por el AGC con Salto Grande, desde el punto de vista de CPS, es aceptable.

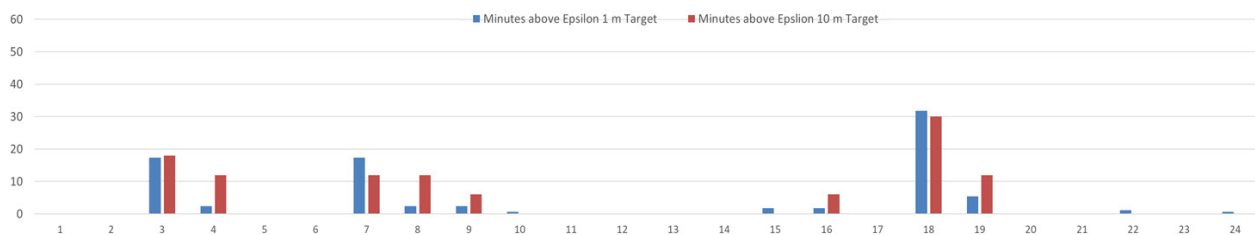


Figura 7.60: Minutos fuera de rango de ε_1 y ε_{10}

Por último se muestra en el histograma 7.61 la cantidad de veces que se tuvo que invertir el setpoint enviado a la central, por ejemplo el envío de un setpoint de subir y en el ciclo siguiente se envía un setpoint para bajar al generador. Es importante que se lleve un conteo de consignas de subir y bajar, ya los generadores sufren este tipo de comportamiento.

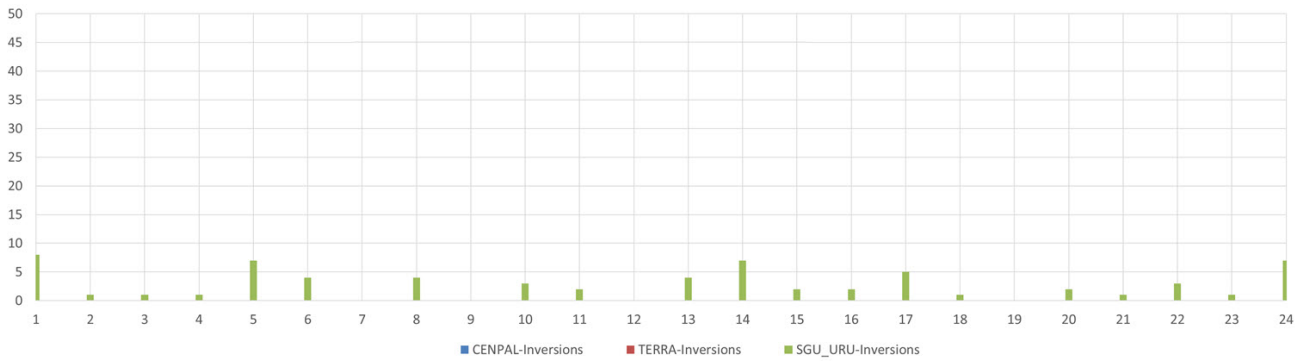


Figura 7.61: Inversiones de potencia requeridas

En 7.61 podemos apreciar que los momentos de mayor inversiones se dan, como era esperable, en los momentos donde la generación renovable varía considerablemente, llegando en el peor de los casos a 7 inversiones por hora. Una diferencia considerable entre los casos simulados, se puede ver en que estas simulaciones con máxima variabilidad, las inversiones son más sostenidas a lo largo del día. Es de destacar también que como hay una sola central en AGC encargada de corregir el ACE, todas las variaciones deben ser compensadas por Salto Grande.

Como conclusión de esta simulación, se puede decir que con Salto Grande únicamente en el AGC, éste tiene un funcionamiento muy bueno, teniendo que cuidar en tiempo real que la central siempre mantenga un margen para subir.

7.3.3. Centrales del Río Negro en AGC

En ésta simulación se muestra el desempeño de la frecuencia del sistema si el ACE es corregido mediante la incorporación al AGC únicamente de las centrales del Río Negro (Bonete y Palmar). El plan de producción elegido, permite mostrar el desempeño de ambas centrales en AGC entre las 9:00 y las 23:00, ya que en ese lapso es que ambas centrales se encuentran en servicio.

Es de destacar nuevamente, que éste es el caso en el que se encuentra Uruguay, hasta que se obtenga autorización de la comisión técnico mixta para incorporarla formalmente al AGC de Uruguay.

Se ilustran en 7.62 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

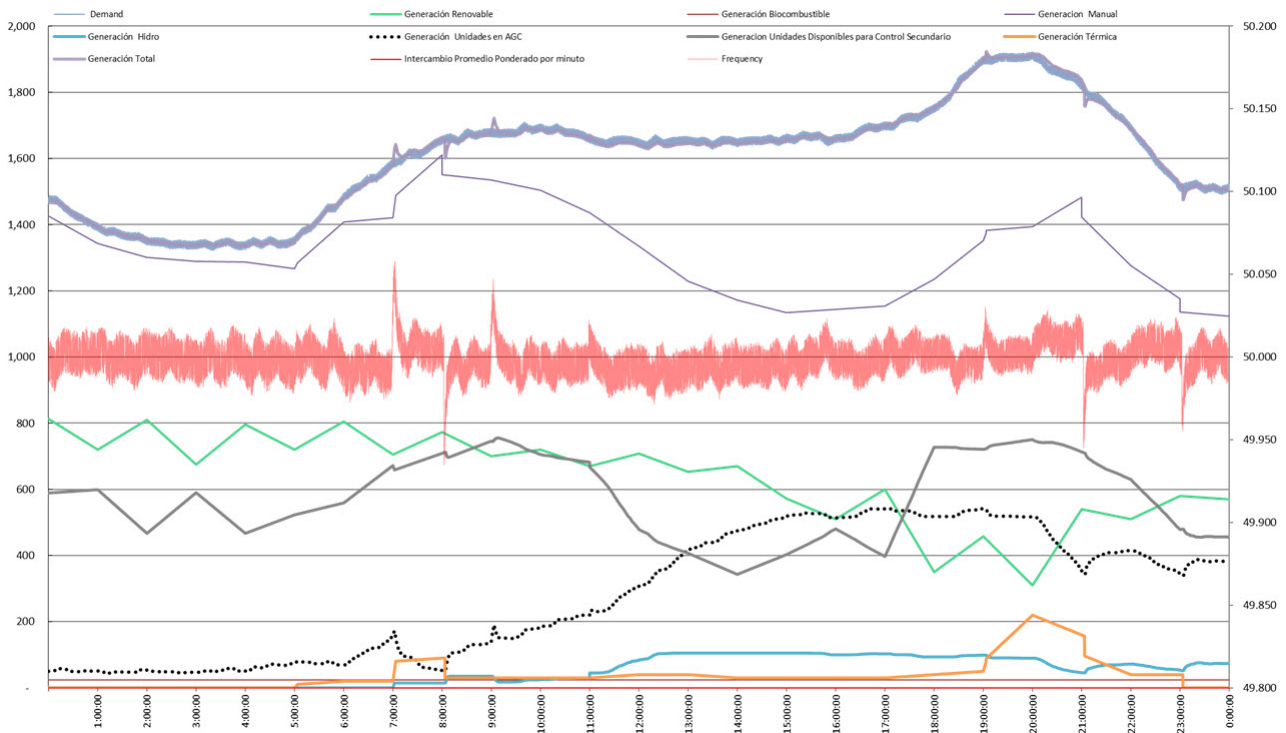


Figura 7.62: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 7.62, como en el caso simulado anteriormente, se muestra el movimiento a lo largo del día de la generación manejada manualmente (línea violeta fina) en el centro, la cuál está compuesta de la generación térmica (anaranjado), la hidroeléctrica no controlable por AGC (Baygorria) (celeste), la biomasa (línea roja fina) y la generación eólica y solar (verde agua). En violeta se gráfica la generación total del sistema que fue simulada, que coincide en su gran mayoría con el perfil de carga del sistema utilizado (azul). Éstas variaciones se producen debido a entradas o salidas de servicio de centrales, o cambios repentinos en la generación renovable. Graficado en gris tenemos la potencia disponible en el sistema para realizar el control secundario de frecuencia, mientras que en negro punteado se presenta la generación de las unidades que están en AGC.

En el eje secundario, graficado en rojo, se presenta la evolución de la frecuencia durante el día simulado, con las variaciones impuestas por el factor de ruido sumado a la demanda y la inercia de las máquinas. Debido al despacho elegido, al igual que en la simulación anterior, se ve que al entrar generación térmica se produce un pico en la frecuencia, y al salir se produce una bajada de frecuencia. Y al igual que en el caso anterior, ambas situaciones son consecuencia del funcionamiento del simulador y no reflejan el comportamiento real de la frecuencia.

A continuación en 7.63 se presenta una gráfica del comportamiento de la frecuencia en función de cada ciclo de la simulación, donde la frecuencia está representada en celeste, y la línea verde muestra la frecuencia nominal objetivo de la simulación.

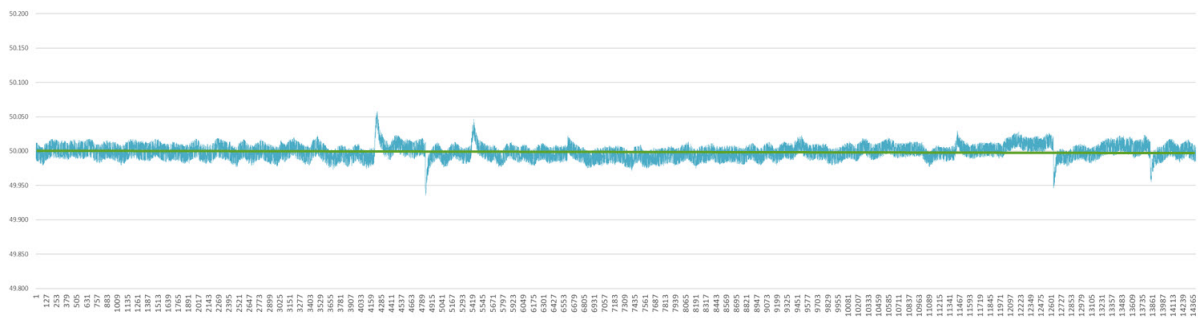


Figura 7.63: Comportamiento de la Frecuencia durante la simulación

Se destaca el AGC con las centrales de Río Negro, en comparación con el AGC con Salto Grande, no tiene ningún problema para regular la frecuencia entre las 17hs y las 18hs, momento en el cuál se produce la mayor disminución de generación renovable (200MW).

En 7.64 se presentan el ACE crudo en amarillo y el ACE filtrado en azul, calculados por el simulador:

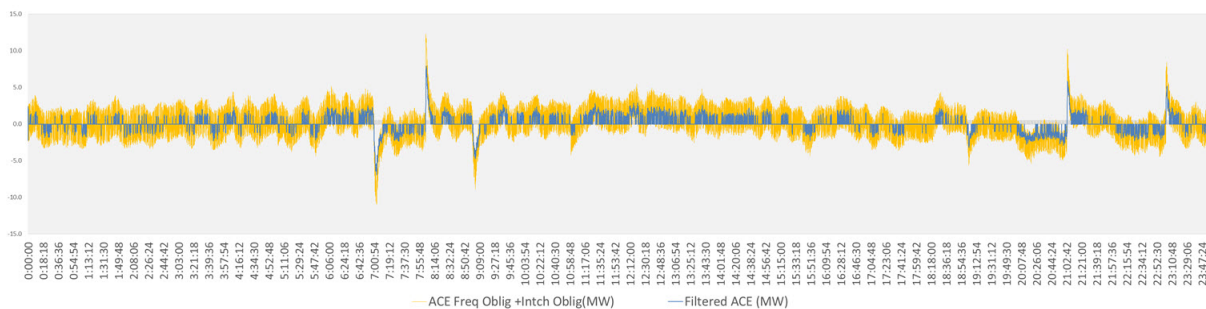


Figura 7.64: ACE y FACE durante la simulación

Como comentario general sobre 7.64, se puede ver que el FACE se encuentra siempre por debajo de 5MW, y por momentos está oscilando en "0".

Al igual que en la simulación con Salto Grande únicamente en AGC, y a diferencia del caso simulado en primer lugar, el efecto del apagado del alumbrado público no es un problema.

En la gráfica 7.65 se muestra la reserva de regulación secundaria que se tiene disponible para ser utilizada por el AGC, en función de cada ciclo de simulación. Esta reserva está compuesta por la capacidad disponible de cada central. En azul se gráfica el margen de regulación a subir, mientras que en amarillo el margen de regulación a bajar.

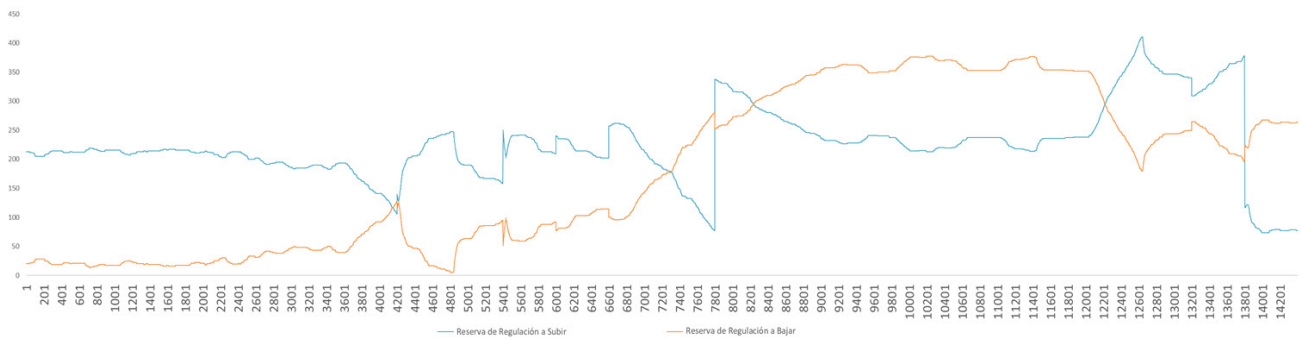


Figura 7.65: Reserva de regulación

En 7.65, igual que en la simulación anterior, se puede ver que al aumentar la potencia de salida de cualquiera de las plantas, disminuye la reserva para subir y aumenta la reserva para bajar, y viceversa. También se ven, pero en menor medida, los saltos que se producen en la reserva a subir y bajar, provocados por la entrada o salida de máquinas en la central debido al plan de producción impuesto. En este caso también se asume, por la variación de generación renovable, por el tipo de central y la capacidad de cada máquina, que se deja, además de lo impuesto por el plan de producción, al menos un 30 % de margen en cada máquina despachada de la central para regular. Esto es un 10 % más que en las simulaciones de máxima generación renovable.

Se destaca que, al igual que en la simulación de Salto Grande en AGC, en tiempo real, si sacar un máquina de servicio implica que la reserva rotante sea menor a 50MW, esta únicamente se reduce al mínimo, pero no se saca de servicio. Vale aclarar de nuevo que no se debe confundir Reserva Rotante con Reserva de Regulación disponible para el AGC, que es lo que representa la gráfica 7.65. Ya que el concepto de reserva rotante utilizado en Uruguay, es referido al control paulatino de la variabilidad de la eólica, e incluye otras fuente de generación que no son manejadas por el AGC.

En la gráfica 7.66 se setean los rangos de regulación durante cada hora de la simulación. Donde la curva amarilla representa los delta de demanda (variación intrahoraria de demanda), esta variación tiene que ser cubierta con una rampa y con parte del margen. Las dos gráficas en rojo indican los rangos de regulación inferior y superior. Mientras que en verde se muestra la rampa necesaria, y en celeste se muestra la rampa efectiva de las maquinas en modo Auto.

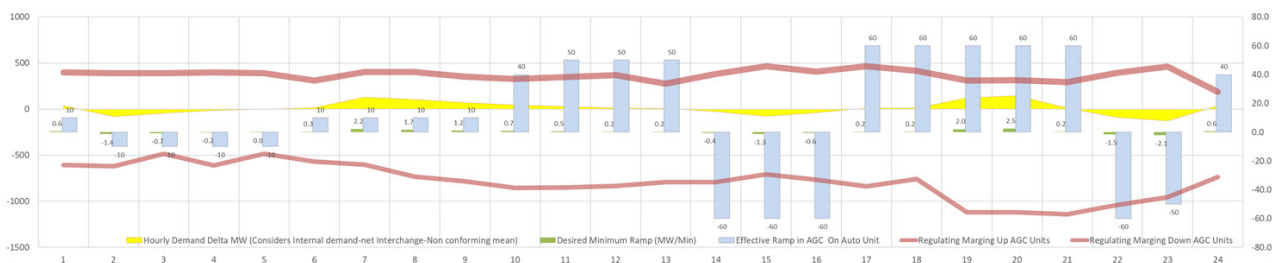


Figura 7.66: Rangos de regulación

Como cierre al tema de la reserva de regulación, se presenta en 7.67 un histograma con los minutos por hora donde no hay en el sistema reserva para subir (en azul), y donde no hay reserva para bajar (en rojo).

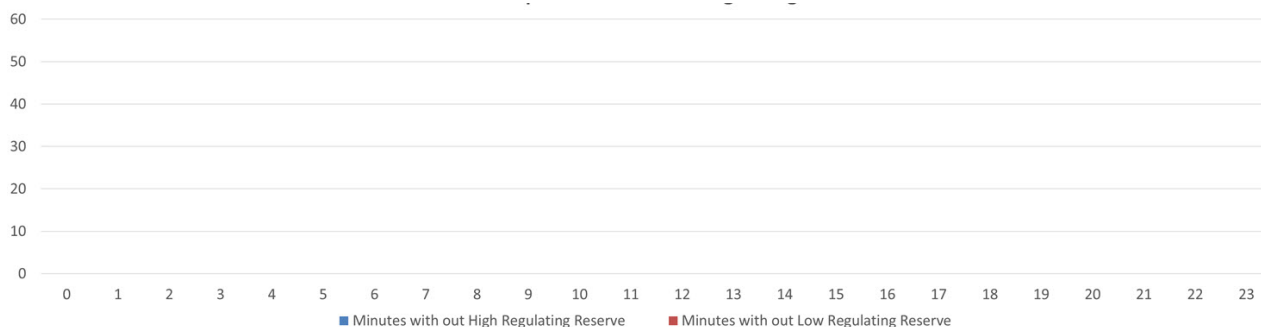


Figura 7.67: Minutos por hora sin margen de regulación

Se puede apreciar que al tener a las dos centrales en AGC, el sistema no se queda sin margen de regulación ni para bajar ni para subir en ningún momento. Esto es debido al despacho de las centrales, y al porcentaje del 30 % asumido.

De todas maneras cercano a las 8hs, la capacidad de regulación para bajar está punto de comprometerse, esta situación se soluciona despachando más generación en las centrales de Palmar y/o Bonete, a costa de reducir generación eólica, o bajar la potencia que se toma de Salto Grande. Como fue expresado anteriormente, si bien la situación de alta generación eólica es una situación muy usual, en tiempo real se elige reducir esta fuente de generación antes que bajar generación que está siendo controlada por el AGC. Esto no puede ser simulado ya que parte de una acción propia de quién esté supervisando el sistema eléctrico.

Un detalle a destacar, es que no se encontraron problemas con las reservas de regulación en ninguna de las dos simulaciones realizadas. Pudiéndose concluir que el plan de producción y comportamiento del AGC son compatibles.

En la figura 7.68 se presentan los valores de ε_1 y ε_{10} promedio y su variación durante la simulación. Como se explicó en capítulo anterior, ε_1 y ε_{10} son los valores del CPS. Donde ε_1 es utilizado para medir la calidad de la frecuencia y ε_{10} se utiliza para medir la calidad del desempeño conjunto (intercambio-frecuencia).

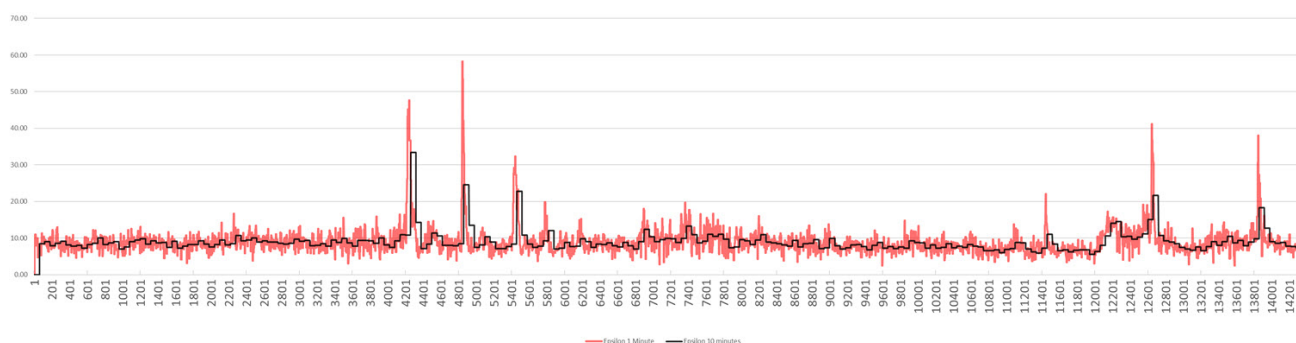


Figura 7.68: ε_1 y ε_{10} promedio

Por otra parte se presenta en 7.69 la cantidad de minutos sobre el valor ε objetivo del sistema durante cada hora de la simulación. Podemos apreciar que la cantidad de minutos que ε_1 y ε_{10} están por encima de 35mHZ y 25mHz respectivamente, es casi nula durante todo el

día, salvo a la hora 8hs, donde podemos ver un no cumplimiento que no llega a los 5 minutos. Teniendo en cuenta que el ajuste utilizado es muy restrictivo, se puede considerar que el control llevado por el AGC con el Río Negro, en lo que respecta a los CPS, es sumamente exitoso.

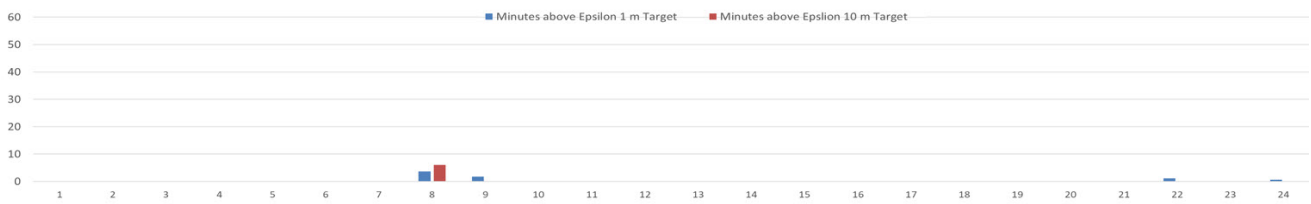


Figura 7.69: Minutos fuera de rango de ε_1 y ε_{10}

Por último se muestra en el histograma 7.70 la cantidad de veces que se tuvo que invertir el setpoint enviado a la central, por ejemplo el envío de un setpoint de bajar y en el ciclo siguiente se envía un setpoint para subir al generador. Se recalca que es importante que se lleve un un conteo de consignas de subir y bajar, ya los generadores sufren este tipo de comportamiento.

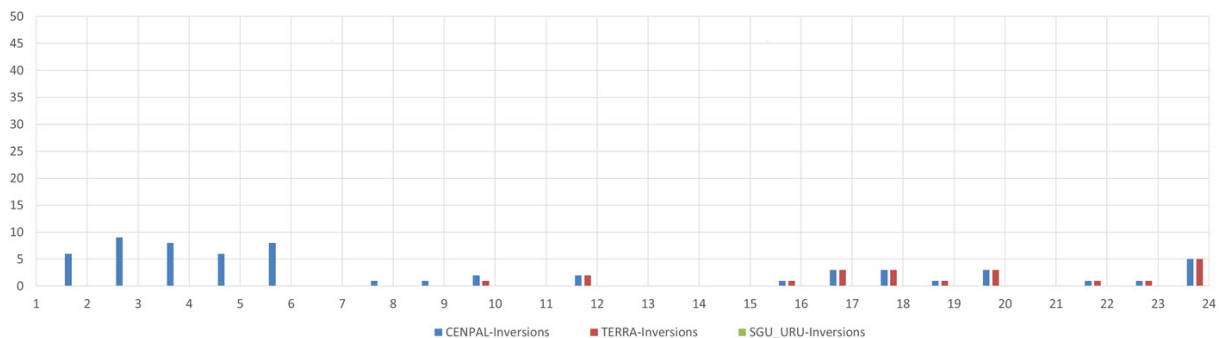


Figura 7.70: Inversiones de potencia requeridas

En 7.70 podemos apreciar que el momento de mayor inversiones se da en la madrugada, mientras que durante la tarde las inversiones son sostenidas en ambas centrales, pero siempre menores a cinco por hora. Se debe mencionar que al comienzo del día, según el plan de producción, hay una sola central en AGC encargada de corregir el ACE, ya que Palmar es la única despachada según el plan de producción. La solución para reducir las inversiones, y ello fuera un problema para las máquinas, sería la misma planteada en los casos de simulación anteriores. En definitiva reducir generación eólica, de manera de necesitar despachar en este caso de la central Bonete. Una ventaja de reducir generación renovable, es que se reducen también las variaciones bruscas inherentes a este tipo de generación.

Es de destacar que según las simulaciones cuando ambas centrales entran a regular en conjunto (entre las 9:00 y las 23:00), las inversiones se reparten entre las centrales, mejorando sensiblemente el desempeño de los generación y evitando el desgaste innecesario de las máquinas. Como ya se comentó, esto en la realidad no se refleja, ya que debido a los controladores propios impuestos en cada central mencionados en el capítulo de Implementación en Uruguay”, los tiempos de aceptación de consignas y de respuesta son completamente diferentes entre las dos centrales del Río Negro. Esto provoca que se realicen mucho más inversiones a la central

Bonete que a la central Palmar, ya que Bonete responde más rápido que Palmar.

Como conclusión de esta simulación, se puede decir que el detalle de poder regular sin problemas entre las 17hs y la 18hs, hace aseverar que el funcionamiento del AGC con las centrales del Río Negro en esta simulación fue muy buena. Por lo que si en la realidad, las centrales del Río Negro fueran manejadas directamente por el AGC, se tendría esta performance muy por encima de la que actualmente se tiene. Y como segunda conclusión, si se quiere regular con las centrales del Río Negro, para mejorar el desempeño, es necesario que ambas estén despachadas con margen durante todo el día.

7.3.4. Palmar en AGC

En ésta simulación se muestra el desempeño de la frecuencia del sistema si el ACE es corregido mediante la incorporación al AGC únicamente de la central Palmar. El plan de producción elegido, en este caso, permite mostrar el desempeño de durante todo el día, ya que Palmar se encuentra en servicio durante la totalidad del mismo.

Este es uno de los funcionamientos del AGC posibles actualmente, hasta tanto no se obtenga autorización de la comisión técnico mixta para incorporara formalmente al AGC a Salto Grande.

Se ilustran en 7.71 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

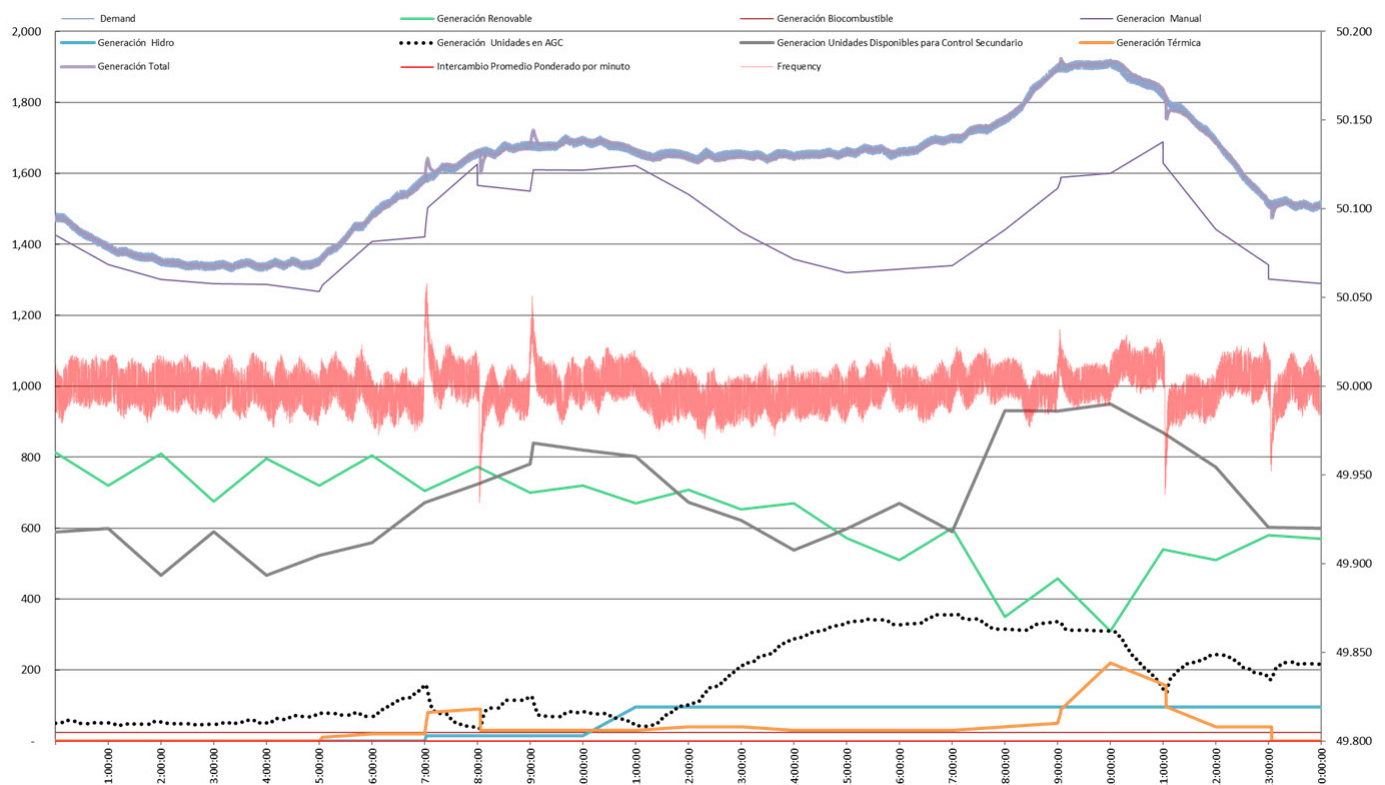


Figura 7.71: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 7.71, como en ambos casos simulados anteriormente, se muestra el movimiento a lo largo del día de la generación manejada manualmente (línea violeta fina) en el centro,

la cuál está compuesta de la generación térmica (anaranjado), la hidroeléctrica no controlable por AGC (Baygorria) (celeste), la biomasa (línea roja fina) y la generación eólica y solar (verde agua). En violeta se gráfica la generación total del sistema que fue simulada, que se superpone por momentos con el perfil de carga del sistema utilizado, a menos de las variaciones impuestas por la entrada de generación en bloque. Graficado en gris tenemos la potencia disponible en el sistema para realizar el control secundario de frecuencia, mientras que en negro punteado se presenta la generación de las unidades que están en AGC, en este caso Palmar.

En el eje secundario, graficado en rojo, se presenta la evolución de la frecuencia durante el día simulado, con las variaciones impuestas por el factor de ruido sumado a la demanda y la inercia de las máquinas. Debido al despacho elegido, al igual que en la simulación anterior, se ve que al entrar generación térmica se produce un pico en la frecuencia, y al salir se produce una bajada de frecuencia. Al igual que en el caso anterior, ambas situaciones son consecuencia del funcionamiento del simulador y no reflejan el comportamiento real de la frecuencia. Se puede ver que el desempeño general de esta simulación, comparada con la simulación de todo el Río Negro en AGC, únicamente varía en lo que respecta al rango de excursión de la frecuencia, pero no varía mucho en lo que respecta al comportamiento propiamente dicho de la frecuencia, ya que la curva de la evolución tiene formas similares. Esta simulación puede ser comparada con la realizada con todo el Río Negro en AGC, únicamente entre las 09:00 y las 23:00, lapso en el cuál ambas centras del Río Negro están despachadas.

Para un mayor detalle de la variación de frecuencia antes mencionada, se presenta en 7.72 una gráfica de la evolución de la frecuencia en función de cada ciclo de la simulación, donde la frecuencia está representada en celeste, y la línea verde muestra la frecuencia nominal objetivo de la simulación.

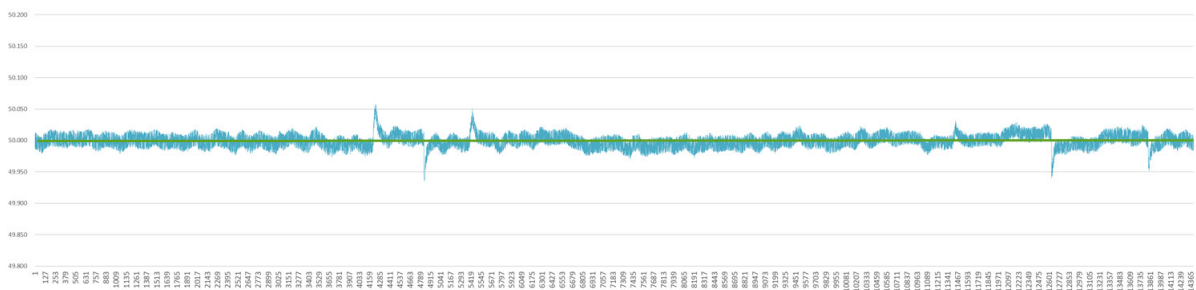


Figura 7.72: Comportamiento de la Frecuencia durante la simulación

En 7.73 se presentan el ACE crudo en amarillo y el ACE filtrado en azul, calculados por el simulador para este caso:

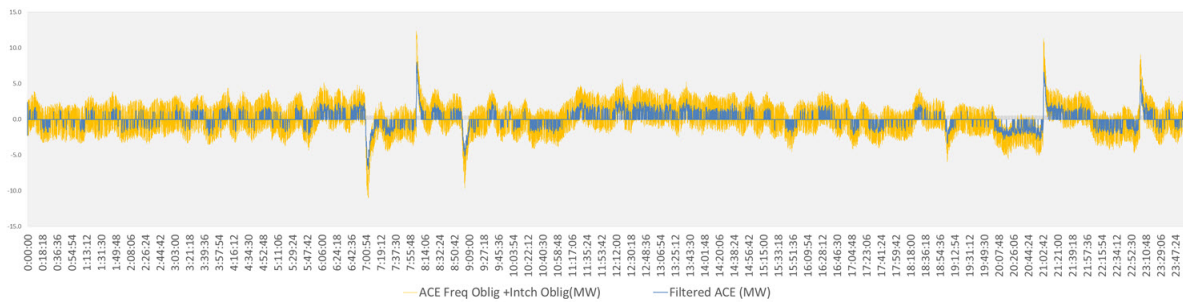


Figura 7.73: ACE y FACE durante la simulación

En 7.73 se ve que el ACE y el FACE se encuentran siempre por debajo de 5MW, sostenidamente positivo a diferencia del caso del Río Negro en su totalidad en AGC. Esta comparación es únicamente cuantitativa, ya que en lo que refiere a la calidad, es sumamente aceptable el desempeño del ACE a corregir. Al igual que en las dos simulaciones anteriores, y a diferencia del caso simulado en primer lugar, el efecto del apagado del alumbrado público no es un problema.

En la gráfica 7.74 se muestra la reserva de regulación secundaria que se tiene disponible para ser utilizada por el AGC, en función de cada ciclo de simulación. Esta reserva está compuesta por la capacidad disponible de cada central. En azul se gráfica el margen de regulación a subir, mientras que en amarillo el margen de regulación a bajar.

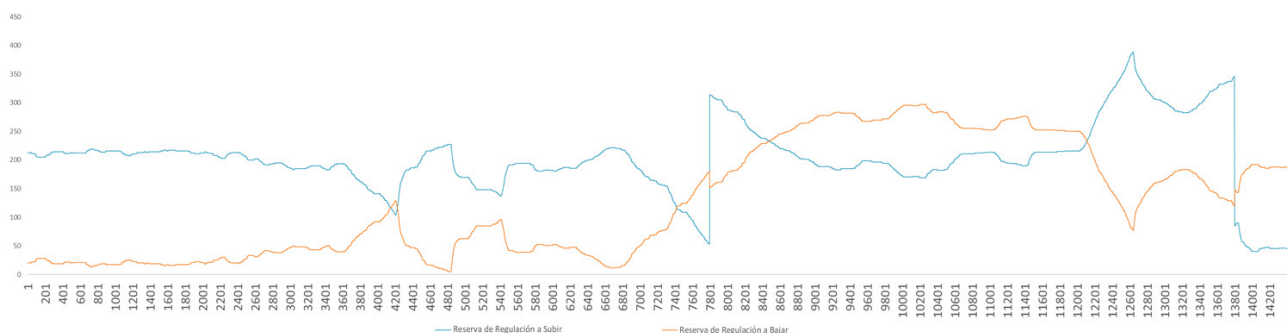


Figura 7.74: Reserva de regulación

En 7.74, al igual que en las simulaciones anteriores, se puede ver que al aumentar la potencia de salida de cualquiera de las plantas, disminuye la reserva para subir y aumenta la reserva para bajar, y viceversa.

También se ven, pero en menor medida, los saltos que se producen en la reserva a subir y bajar, provocados por la entrada o salida de máquinas en la central, en este caso de la tercer máquina de Palmar al AGC. Además, como en los casos anteriores, se asume, por los mismos motivos de los casos anteriores, un 30% de margen en cada máquina despachada de la central para regular.

Se destaca que, al igual que en las simulaciones anteriores, en tiempo real, si sacar un máquina de servicio implica que la reserva rotante sea menor a 50MW, esta únicamente se reduce al mínimo, pero no se saca de servicio. Recordando que no se debe confundir Reserva Rotante con Reserva de Regulación disponible para el AGC, que es lo que representa la gráfica 7.74.

En la gráfica 7.75 se presentan los límites de regulación durante cada hora de la simulación. Donde la curva amarilla representa los delta de demanda (variación intrahoraria de demanda), esta variación tiene que ser cubierta con una rampa y con el margen que tenga la central. Las dos gráficas en rojo indican los rangos de regulación inferior y superior. Mientras que en verde se muestra la rampa necesaria, y en celeste se muestra la rampa efectiva de las maquinas en modo Auto.

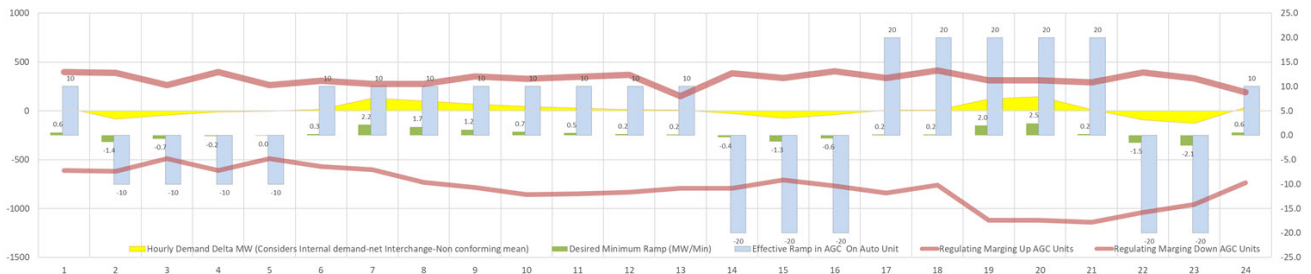


Figura 7.75: Rangos de regulación

Como resumen sobre la reserva de regulación, se presenta en 7.76 un histograma con los minutos por hora donde no hay reserva para subir en el sistema (en azul), y donde no hay reserva para bajar (en rojo).

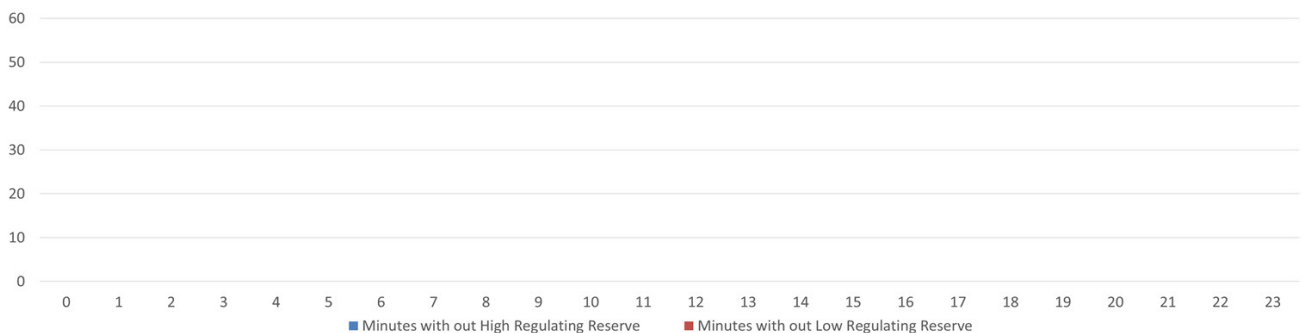


Figura 7.76: Minutos por hora sin margen de regulación

Debido al despacho de Palmar, y al 30% asumido como reserva, en esta simulación, en ningún momento el sistema se queda sin margen de regulación ni para bajar ni para subir.

De todas maneras, al igual que la simulación anterior, cercano a las 8hs, la capacidad de regulación para bajar está punto de comprometerse, esta situación se soluciona despachando más generación en la central de Palmar, a costa de reducir generación eólica, o bajar la potencia que se toma de Salto Grande o de Bonete. De todas maneras el costo del desvío en el despacho económico que se debe realizar para solucionar este problema, lleva a concluir que la mejor solución es pedir que la central Bonete se incorpore al AGC.

Claramente, en un escenario como el planteado, utilizar únicamente a Palmar en AGC, si bien no es lo mejor en tiempos de respuesta, no es una mala solución desde el punto de vista del margen de regulación disponible.

En la figura 7.77 se presentan los valores de ε_1 y ε_{10} promedio y su variación durante la simulación. Como se explicó en capítulo anterior, ε_1 y ε_{10} son los valores del CPS. Donde ε_1 es utilizado para medir la calidad de la frecuencia y ε_{10} se utiliza para medir la calidad del desempeño conjunto (intercambio-frecuencia).

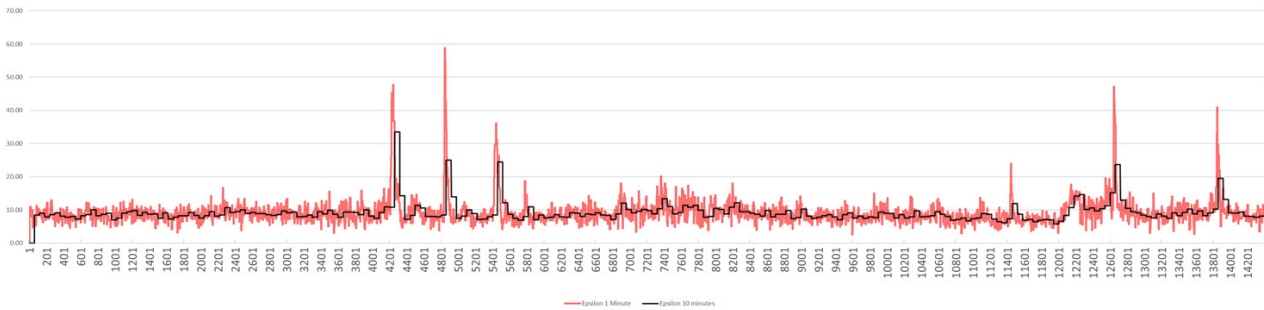


Figura 7.77: ε_1 y ε_{10} promedio

Por otra parte se presenta en 7.78 la cantidad de minutos sobre el valor ε objetivo del sistema durante cada hora de la simulación. Podemos apreciar, al igual que en la simulación anterior, que la cantidad de minutos que ε_1 está por encima de 35mHZ es casi nula durante todo el día salvo a la hora 8hs, donde se puede ver un no cumplimiento que no llega a los 5 minutos. Podemos destacar una leve diferencia a la suba a las 22hs respecto al caso con todo el Río Negro en AGC, que muestra el efecto de Bonete en AGC. Teniendo en cuenta que el ajuste utilizado es muy restrictivo, se puede considerar que según la simulación el control llevado por el AGC con Palmar, en lo que respecta a los CPS, es muy exitoso.

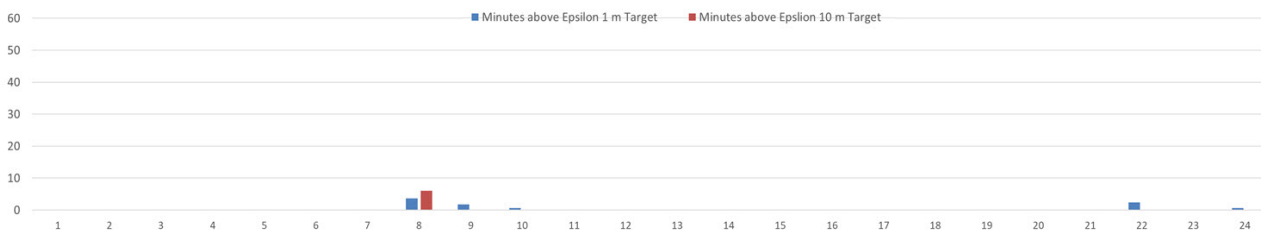


Figura 7.78: Minutos fuera de rango de ε_1 y ε_{10}

Por último se muestra en el histograma 7.79 la cantidad de veces que se tuvo que invertir el setpoint enviado a la central. Como se menciono anteriormente, es importante que se lleve un un conteo de consignas de subir y bajar, ya los generadores sufren este tipo de comportamiento.

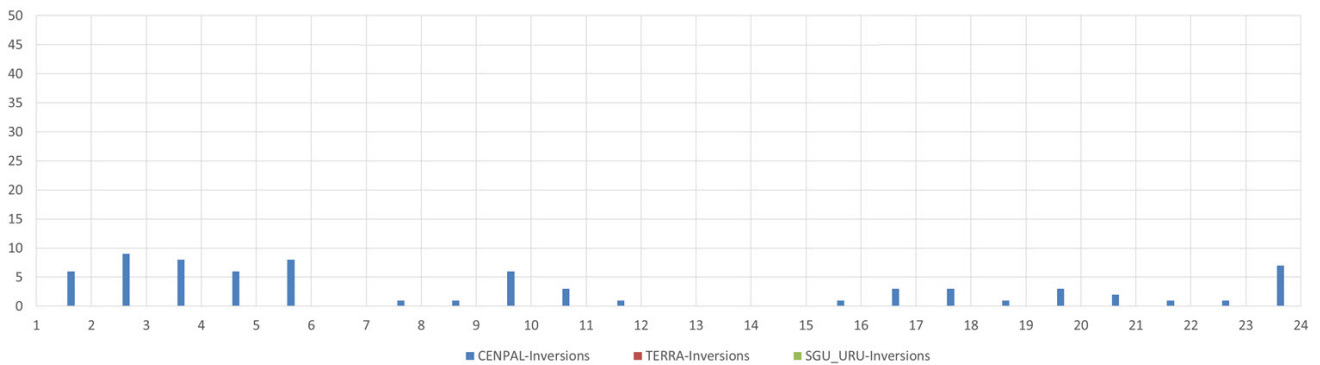


Figura 7.79: Inversiones de potencia requeridas

En 7.79 podemos apreciar que el momento de mayor inversiones se da en la madrugada y bien al final del día, producto de la variación de la generación eólica planteada para la simulación y de la baja demanda. Además podemos ver, en el lapso en que son comparables las dos simulaciones del Río Negro, que en la mayor parte de este las inversiones son superiores en el caso de tener solo Palmar en el AGC.

La solución para reducir las inversiones, para evitar problemas para las máquinas, sería la misma planteada en los casos de simulación anteriores. En definitiva reducir generación eólica, de manera de necesitar despachar en este caso de la central Bonete. Como fue expresado anteriormente, una ventaja de reducir generación renovable, es que las variaciones bruscas propias a este tipo de generación también se reducen.

Como conclusión de esta simulación, se puede decir que si bien el desempeño es aceptable, cualquiera de los otros dos casos parecen ser una mejor opción a implementar. De todas maneras hay que tener en cuenta lo mencionado de los controladores en la simulación anterior, lo que puede llegar a cambiar esta conclusión, debido al posible desgaste de las máquinas de Bonete.

7.3.5. Salto Grande y Centrales del Río Negro en AGC

En ésta simulación se muestra el desempeño de la frecuencia del sistema si el ACE es corregido mediante la incorporación al AGC tanto de Salto Grande como de las centrales Palmar y Bonete. El plan de producción elegido, en este caso, permite mostrar el desempeño combinado durante todo el día, ya que Salto Grande y Palmar se encuentra en servicio durante la totalidad del mismo, pero Bonete se despacha de 9:00 a 23:00.

Este es el funcionamiento del AGC que se desea a futuro, una vez que se obtenga autorización de la comisión técnico mixta para incorporar al AGC a la central de Salto Grande.

Se ilustran en 7.80 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

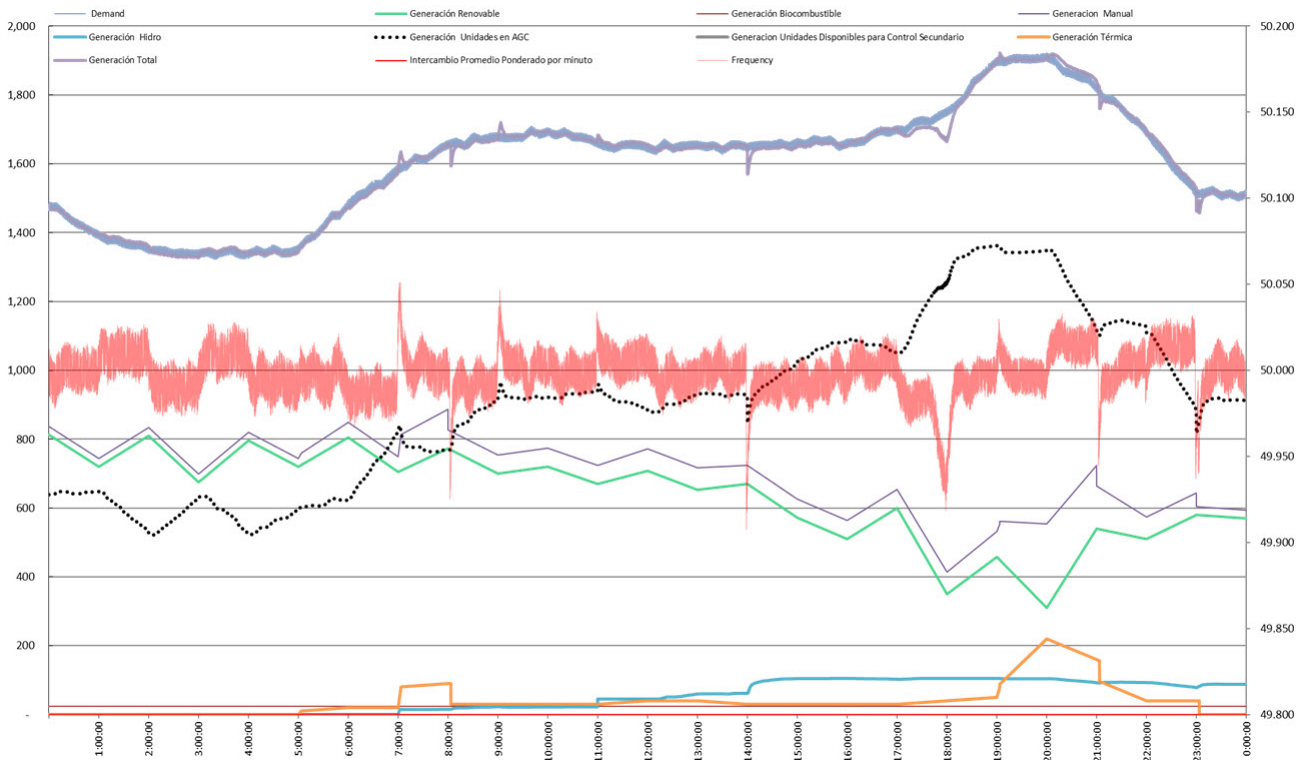


Figura 7.80: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 7.80, se muestra la evolución a lo largo del día de la generación manejada manualmente (línea violeta fina) en el centro, la cuál está compuesta de la generación térmica (anaranjado), la hidroeléctrica no controlable por AGC (Baygorria) (celeste), la biomasa (línea roja fina) y la generación eólica y solar (verde agua). En violeta se grafica la generación total del sistema que fue simulada, que coincide la mayor parte del tiempo con el perfil de carga del sistema utilizado. Los desvíos son debido a entradas o salidas de servicio de centrales, o cambios repentinos en la generación renovable. Graficado en gris tenemos la potencia disponible en el sistema para realizar el control secundario de frecuencia, mientras que en negro punteado se presenta la generación de las unidades que están en AGC.

Graficado en rojo en el eje secundario, se presenta la evolución de la frecuencia durante el día simulado, con las variaciones asociadas al factor de ruido sumado a la demanda y la inercia de las máquinas. Debido al despacho elegido, como se explicó anteriormente, podemos ver que al entrar la generación térmica se produce un pico en la frecuencia, y al salir se produce una bajada de frecuencia. Hay que destacar que ambas situaciones son consecuencia del funcionamiento del simulador y no reflejan el comportamiento real de la frecuencia. En este caso simulado se puede decir que el comportamiento de la frecuencia es muy bueno por momentos, pero específicamente a las 14hs y entre las 17hs y las 18hs, el desempeño no es bueno. Este comportamiento se debe a los súbitos cambios de potencia simulados para los renovables (más de 200MW) y el estado de carga que tiene Salto Grande en esos momentos. Al momento de asignar las obligaciones de cada central, los factores de participación de regulación calculados son comparables a los de las unidades de Cenpal (0.485) vs SG (0.515). Al momento de subir potencia en cada ciclo, debido a la distintas rampas de cada central en cada ciclo es que se evidencia el problema. Las rampas de Palmar y Bonete son la mitad de la de Salto Grande, por lo tanto el tiempo que le toma corregir el UCE asignado es mayor y por ende la frecuencia se deteriora, dando como resultado el comportamiento observado.

A continuación en 7.81 se presenta una gráfica del comportamiento de la frecuencia en fun-

ción de cada ciclo de la simulación, donde la frecuencia está representada en celeste, y la línea verde muestra la frecuencia nominal objetivo de la simulación.

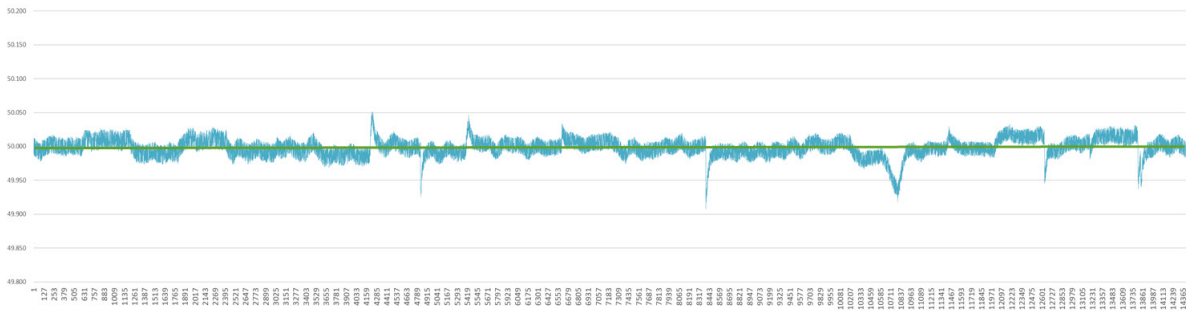


Figura 7.81: Comportamiento de la Frecuencia durante la simulación

Se puede notar que la frecuencia en horas del mediodía está levemente desviada del valor nominal. Si bien no estamos hablando de valores significativos, parece interesante mencionar esta situación, que se debe a la gran cantidad de margen de regulación que se tiene. Esto se debe a que los factores de participación para asignar el ACE a cada central son distintas, ya que, como se mencionó en el capítulo anterior, dependen de la generación disponible y la rampa.

En 7.82 se presentan el ACE crudo en amarillo y el ACE filtrado en azul, calculados por el simulador:

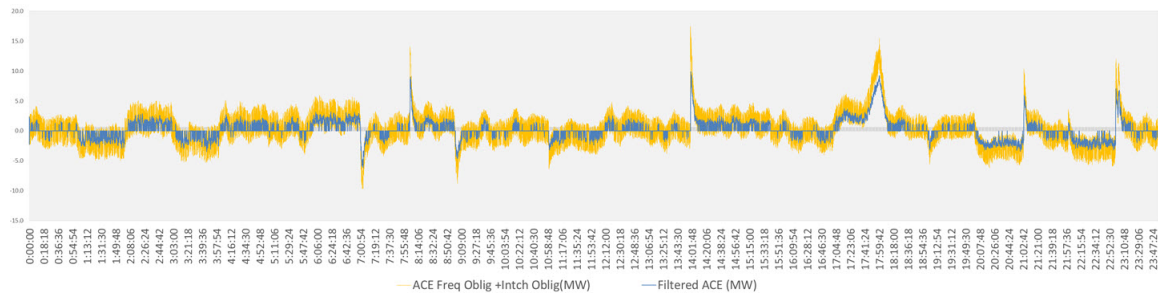


Figura 7.82: ACE y FACE durante la simulación

En 7.82, se puede ver que si el FACE se encuentra, salvo entre las 17hs y las 18hs, por debajo de 5MW, debido a la reducción repentina de generación renovable.

A diferencia del resto de las simulaciones, el FACE se mantiene durante mucho más tiempo en valores cercanos a 0. Se puede ver también que, al incorporar a las centrales del Río Negro, el efecto en general cuando hay pequeñas variaciones es bueno, pero se nota como entre las 17hs y las 18hs el ACE aumenta considerablemente, sin poder ser corregido correctamente. Esto se debe a que el ACE a corregir se reparte entre las tres plantas, permitiendo que todas actúen frente a las distintas situaciones.

En la gráfica 7.83 se muestra la reserva de regulación secundaria que se tiene disponible para ser utilizada por el AGC, en función de cada ciclo de simulación. Esta reserva está compuesta por la capacidad disponible de cada central. En azul se gráfica el margen de regulación a subir,

mientras que en amarillo el margen de regulación a bajar.

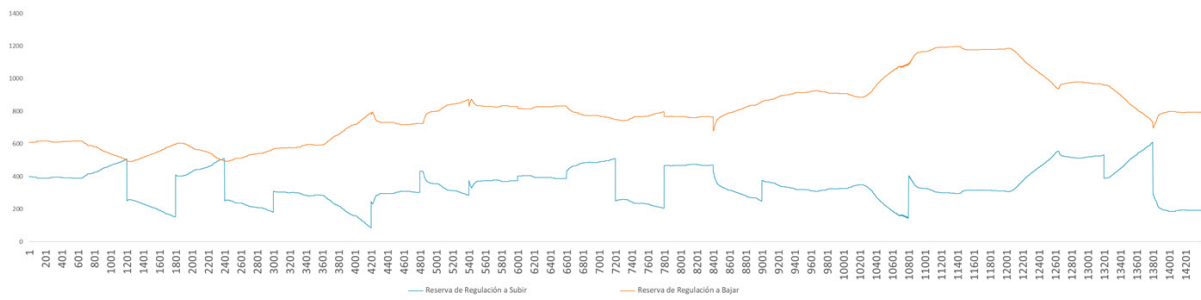


Figura 7.83: Reserva de regulación

En 7.83, igual que en las simulaciones anteriores, se puede ver que al aumentar la potencia de salida de cualquiera de las plantas, disminuye la reserva para subir y aumenta la reserva para bajar, y viceversa.

También se ven, durante todo el día, los saltos que se producen en la reserva a subir y bajar, provocados por la entrada o salida de máquinas en la central debido al plan de producción impuesto y el margen en cada máquina despachada para regular. Se destaca en este caso la gran cantidad de reserva de regulación disponible. Vale mencionar que en caso que ese servicio se pagara en Uruguay, esta situación sería totalmente ineficiente, ya que sería muy caro.

En la gráfica 7.84 se presentan los rangos de regulación durante cada hora de la simulación. Donde la curva amarilla representa los delta de demanda (variación intrahoraria de demanda), esta variación tiene que ser cubierta con una rampa y con parte del margen. Las dos gráficas en rojo indican los rangos de regulación inferior y superior. Mientras que en verde se muestra la rampa necesaria, y en celeste se muestra la rampa efectiva de las maquinas en modo Auto.

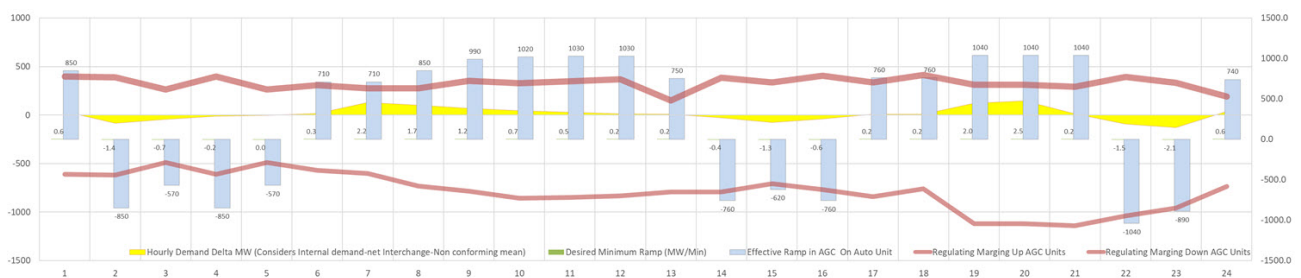


Figura 7.84: Rangos de regulación

Como se menciona anteriormente, se posee una gran cantidad de reserva de regulación, tanto para subir como para bajar. Se presenta en 7.85 un histograma con los minutos por hora donde no hay en el sistema reserva para subir (en azul), y donde no hay reserva para bajar (en rojo), donde se ve que no existe ningún momento en el día donde falte reserva para regular.

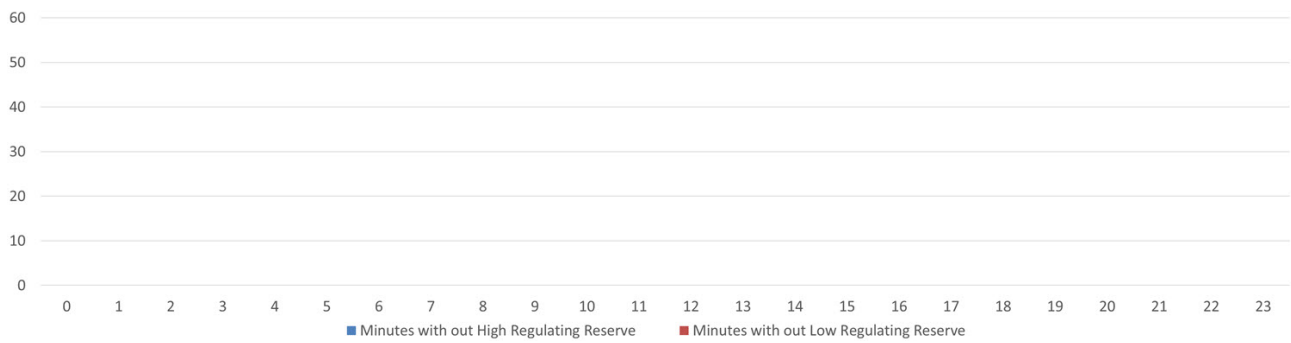


Figura 7.85: Minutos por hora sin margen de regulación

En la figura 7.86 se presentan los valores de ε_1 y ε_{10} promedio y su variación durante la simulación. Como se explicó en capítulo anterior, ε_1 y ε_{10} son los valores del CPS. Donde ε_1 es utilizado para medir la calidad de la frecuencia y ε_{10} se utiliza para medir la calidad del desempeño conjunto (intercambio-frecuencia).

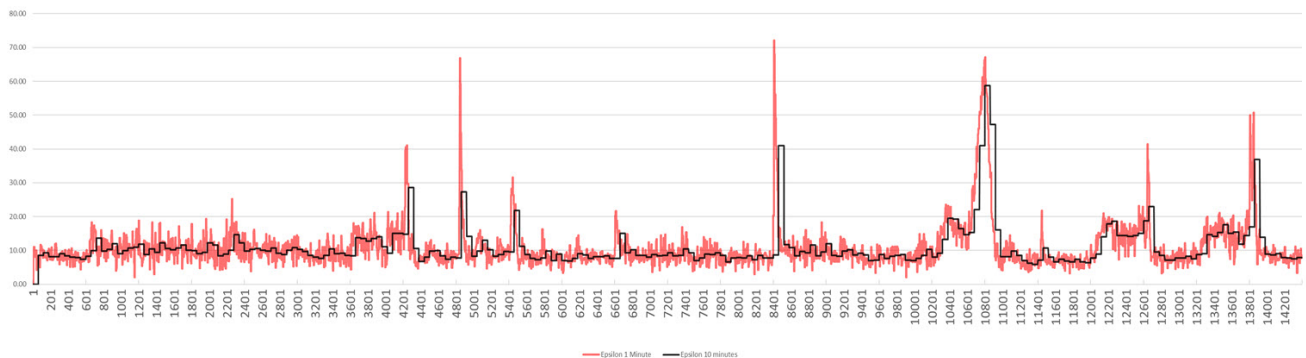


Figura 7.86: ε_1 y ε_{10} promedio

Por otra parte se presenta en 7.87 la cantidad de minutos sobre el valor ε objetivo del sistema durante cada hora de la simulación. Podemos apreciar, que la cantidad de minutos que ε_1 y ε_{10} está por encima de 35mHz y 25mHz as las 18hs y 19hs es mayor a 10 minutos, que tiene algunos picos que no llegan a 5 minutos, y es casi nula durante el resto del día. Teniendo en cuenta que el ajuste utilizado es muy restrictivo, se puede considerar que el control llevado por el AGC con el todas las máquina en servicio, en lo que respecta a los CPS, es aceptable.

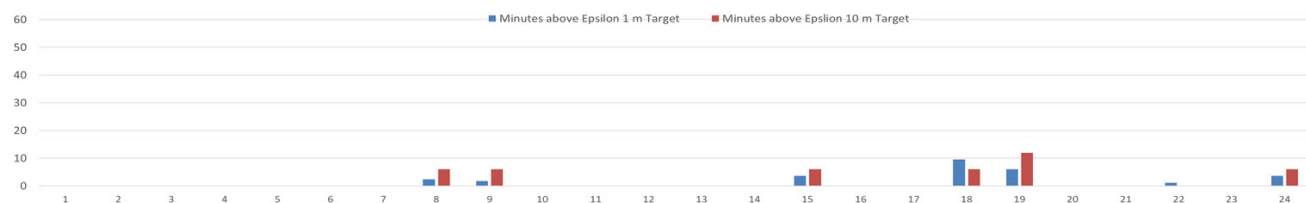


Figura 7.87: Minutos fuera de rango de ε_1 y ε_{10}

Por último se muestra en el histograma 7.88 la cantidad de veces que se tuvo que invertir el setpoint enviado a la central. En este caso, donde se utiliza más de una central, es aún más

importante que se lleve un un conteo de consignas de subir y bajar, ya los generadores sufren este tipo de comportamiento, y se podría tener disparidades entre uno y otro.

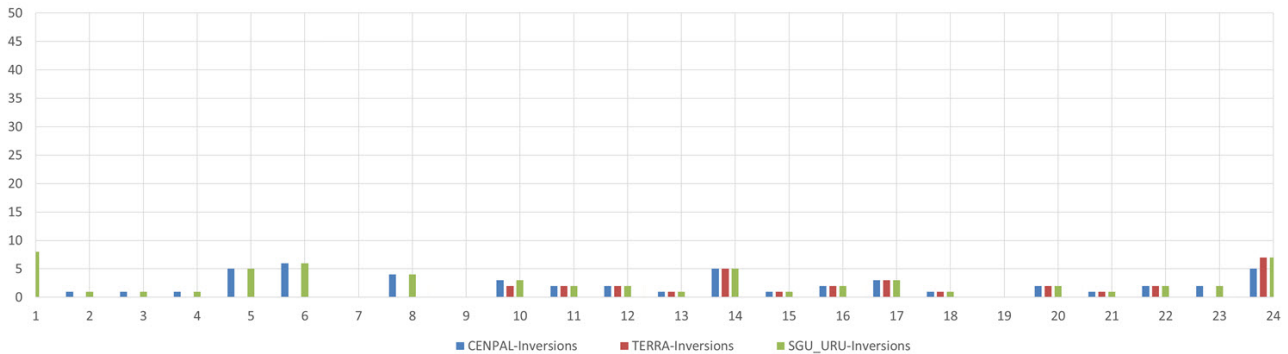


Figura 7.88: Inversiones de potencia requeridas

En 7.88 podemos apreciar que la mayor cantidad de inversiones se da a las 14hs y no llega a 5 inversiones. También debido a la salida de servicio de la central Bonete, se nota un aumento en las inversiones de Salto Grande y Palmar al final del día, que necesitan variar más para compensar el faltante de Bonete. La solución para esto es la misma que se viene planteando en las simulaciones anteriores, reducir generación eólica, de manera de necesitar despachar en este caso de la central Bonete.

Es de apreciar en 7.88 que durante los momentos en que las tres centrales corrigen el ACE, las inversiones son despreciables. Sacando el caso de las 22:00, donde la central Bonete comienza a salir de servicio. Vale destacar que todas las centrales son controladas por igual (en tiempo) cada vez que es necesario, teniendo en cuenta el factor de distribución que le corresponde a cada una.

Como era de esperar, se comprobó con las simulaciones que cuando regulan centrales en conjunto, las inversiones se reparten entre las mismas, mejorando sensiblemente el desempeño de los generación y evitando el desgaste innecesario de las máquinas. Como ya se mencionó anteriormente esto en la realidad no se refleja, ya que debido a los controladores propios impuestos en cada central mencionados en el capítulo de Implementación en Uruguay”, los tiempos de aceptación de consignas y de respuesta son completamente diferentes entre las dos centrales del Río Negro y Salto Grande. Por otra parte debido a los factores de distribución y la respuesta distinta de las centrales, por momentos no se puede realizar correctamente la regulación secundaria de frecuencia.

Como conclusión de esta simulación, se puede decir que, a diferencia de las simulaciones con máxima generación renovable, ésta no es la mejor solución en caso de manejar las centrales directamente desde el AGC. Se recomienda para estos casos que se utilice únicamente Salto Grande, o el Río Negro en su conjunto.

7.3.6. Salto Grande y Centrales del Río Negro en AGC modificada

Debido al problema entre las 17hs y las 18hs encontrado en la simulación 7.3.5 , se presenta el resultado de una nueva simulación de Salto Grande y las centrales del Río Negro en AGC, teniendo en cuenta que en una situación real, para los casos en que la variabilidad es muy alta el % de reserva para regulación secundaria debe incrementarse del 20 al 50 % de la potencia

programada (% Reserva para control secundario) de las centrales que están en AGC. En este caso la cantidad de unidades se determina como redondeo hacia arriba de

$$P_{prog} * \left(1 + \frac{\%R_{CS}}{P_{max_1}}\right) \quad (7.20)$$

donde P_{prog} es la Potencia Programada, $\%R_{CS}$ es el porcentaje de reserva para control secundario, y P_{max_1} es la potencia máxima de una unidad.

Se ilustran en 7.89 los distintos tipos de generación, el perfil de carga y la frecuencia del sistema durante la simulación.

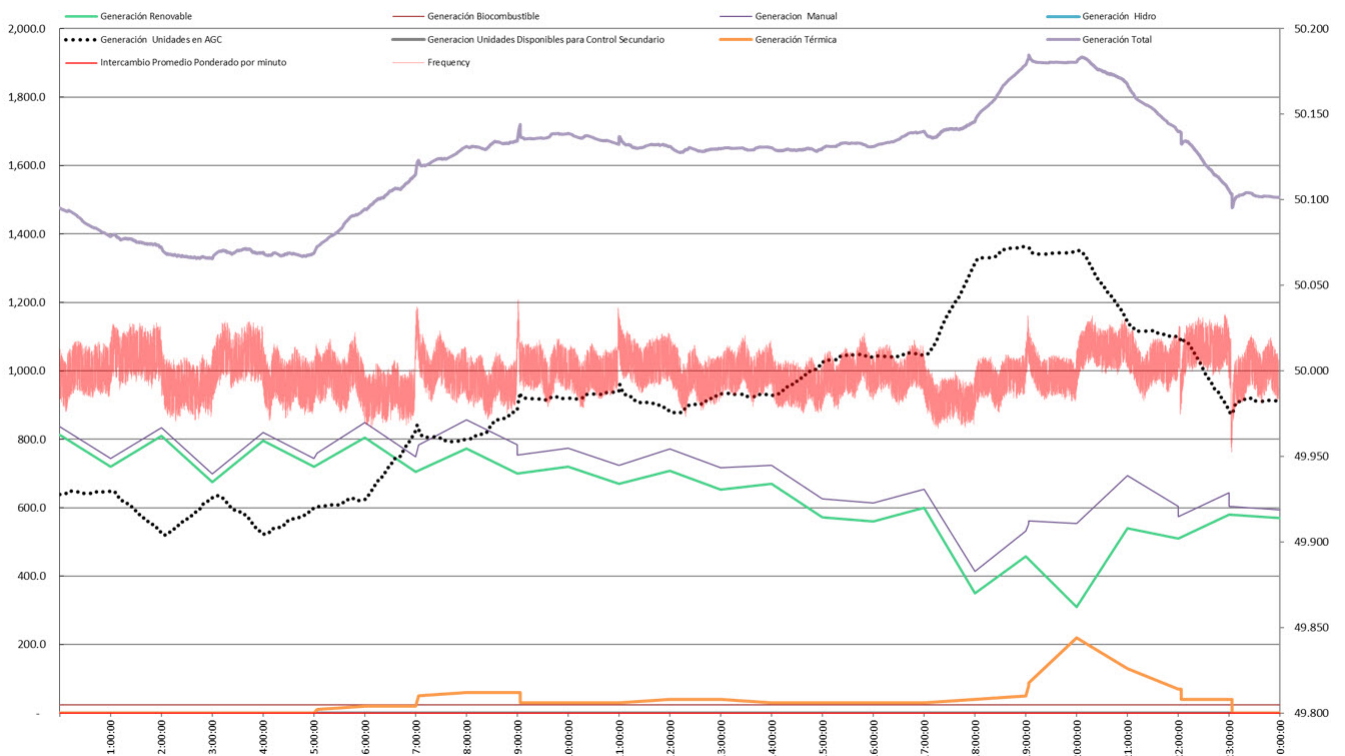


Figura 7.89: Despacho de Generación y Frecuencia durante la simulación

En la gráfica 7.89, se muestra la evolución a lo largo del día de la generación manejada manualmente (línea violeta fina) en el centro, la cuál está compuesta de la generación térmica (anaranjado), la hidroeléctrica no controlable por AGC (Baygorria) (celeste), la biomasa (línea roja fina) y la generación eólica y solar (verde agua). En violeta se grafica la generación total del sistema que fue simulada, que coincide la mayor parte del tiempo con el perfil de carga del sistema utilizado. Los desvíos son debido a entradas o salidas de servicio de centrales, o cambios repentinos en la generación renovable. Graficado en gris tenemos la potencia disponible en el sistema para realizar el control secundario de frecuencia, mientras que en negro punteado se presenta la generación de las unidades que están en AGC.

Graficado en rojo en el eje secundario, se presenta la evolución de la frecuencia durante el día simulado, con las variaciones asociadas al factor de ruido sumado a la demanda y la inercia de las máquinas. Debido al despacho elegido, como se explicó anteriormente, podemos ver que al entrar la generación térmica se produce un pico en la frecuencia, y al salir se produce una bajada de frecuencia. Hay que destacar que ambas situaciones son consecuencia del funcionamiento del simulador y no reflejan el comportamiento real de la frecuencia.

A diferencia de la simulación anterior 7.3.5, en la gráfica 7.89 se puede ver que el comportamiento de la frecuencia es muy bueno durante todo el día, incluyendo el lapso entre las 17hs y las 18hs donde se encontraba el problema en la simulación 7.3.5.

A continuación en 7.90 se presenta una gráfica del comportamiento de la frecuencia en función de cada ciclo de la simulación, donde la frecuencia está representada en celeste, y la línea verde muestra la frecuencia nominal objetivo de la simulación.

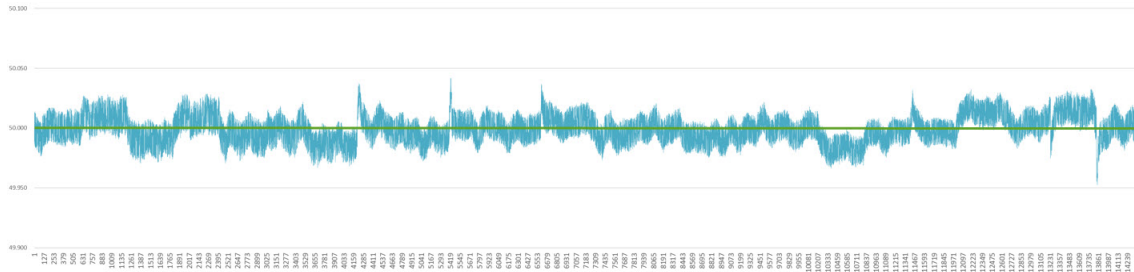


Figura 7.90: Comportamiento de la Frecuencia durante la simulación

Se puede notar que la frecuencia en horas del mediodía está levemente desviada del valor nominal, al igual que 7.3.5. Si bien no estamos hablando de valores significativos, parece interesante mencionar esta situación, que se debe a la gran cantidad de margen de regulación que se tiene. Esto se debe a que los factores de participación para asignar el ACE a cada central son distintas, ya que, como se mencionó en el capítulo 3, dependen de la generación disponible y la rampa.

En 7.82 se presentan el ACE crudo en amarillo y el ACE filtrado en azul, calculados por el simulador:

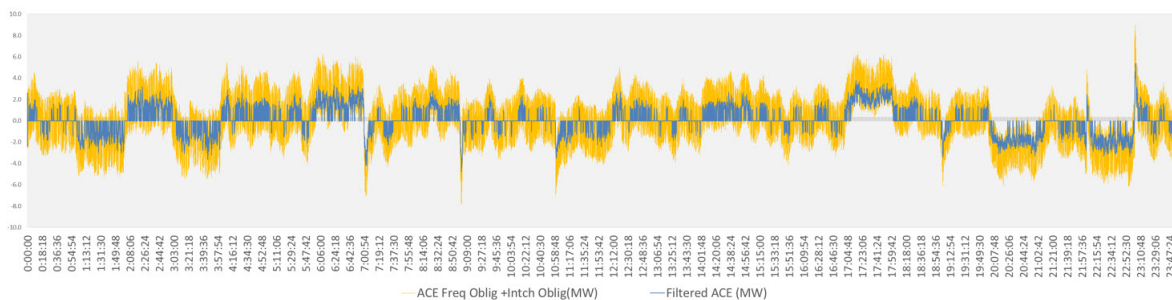


Figura 7.91: ACE y FACE durante la simulación

En 7.91, se puede ver que si el FACE se encuentra, aún entre las 17hs y las 18hs, por debajo de 5MW, a diferencia de 7.3.5.

Al igual que en 7.3.5, y a diferencia del resto de las simulaciones 7.3.2 7.3.3 ??, el FACE se mantiene durante mucho más tiempo en valores cercanos a 0. Se puede ver también que, al incorporar a las centrales del Río Negro, el efecto en general cuando hay pequeñas variaciones es bueno.

En la gráfica 7.92 se muestra la reserva de regulación secundaria que se tiene disponible para ser utilizada por el AGC, en función de cada ciclo de simulación. Esta reserva está compuesta

por la capacidad disponible de cada central. En azul se gráfica el margen de regulación a subir, mientras que en amarillo el margen de regulación a bajar.

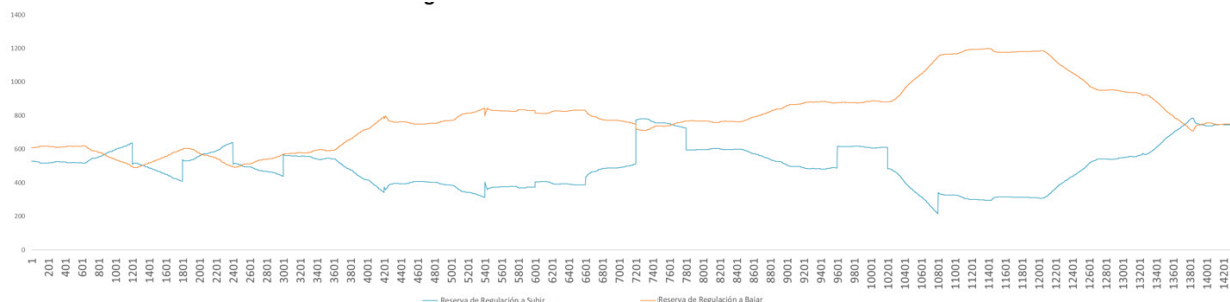


Figura 7.92: Reserva de regulación

En 7.92, igual que en las simulaciones anteriores 7.3.2 7.3.3 ?? 7.3.2, se puede ver que al aumentar la potencia de salida de cualquiera de las plantas, disminuye la reserva para subir y aumenta la reserva para bajar, y viceversa.

También se ven, durante todo el día, los saltos que se producen en la reserva a subir y bajar, provocados por la entrada o salida de máquinas en la central debido al plan de producción impuesto y el margen en cada máquina despachada para regular. Se destaca en este caso la gran cantidad de reserva de regulación disponible. Vale mencionar que en caso que ese servicio se pagara en Uruguay, esta situación sería totalmente ineficiente, ya que sería muy caro.

Como se menciono anteriormente, se posee una gran cantidad de reserva de regulación, tanto para subir como para bajar. Se presenta en 7.93 un histograma con los minutos por hora donde no hay en el sistema reserva para subir (en azul), y donde no hay reserva para bajar (en rojo), donde se ve que no existe ningún momento en el día donde falte reserva para regular.

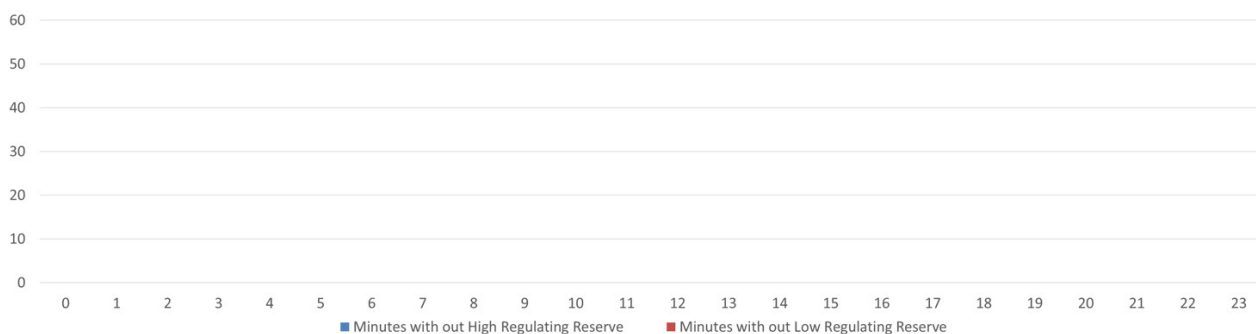


Figura 7.93: Minutos por hora sin margen de regulación

En la figura 7.94 se presentan los valores de ε_1 y ε_{10} promedio y su variación durante la simulación. Como se explicó en capítulo anterior, ε_1 y ε_{10} son los valores del CPS. Donde ε_1 es utilizado para medir la calidad de la frecuencia y ε_{10} se utiliza para medir la calidad del desempeño conjunto (intercambio-frecuencia).

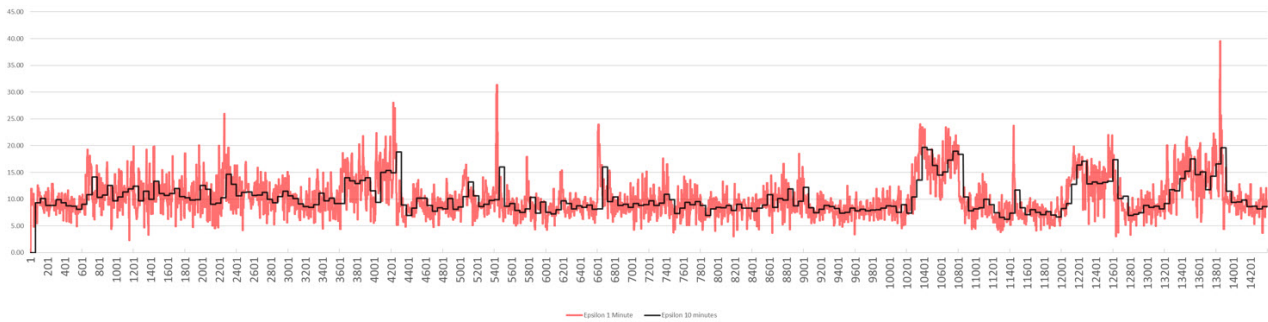


Figura 7.94: ϵ_1 y ϵ_{10} promedio

Por otra parte se presenta en 7.95 la cantidad de minutos sobre el valor ϵ objetivo del sistema durante cada hora de la simulación. Podemos apreciar, que la cantidad de minutos que ϵ_1 y ϵ_{10} está por encima de 35mHZ y 25mHz es prácticamente nula. Teniendo en cuenta que el ajuste utilizado es muy restrictivo, se puede considerar que el control llevado por el AGC con el todas las máquina en servicio, con la modificaciones realizada, en lo que respecta a los CPS, es excelente.

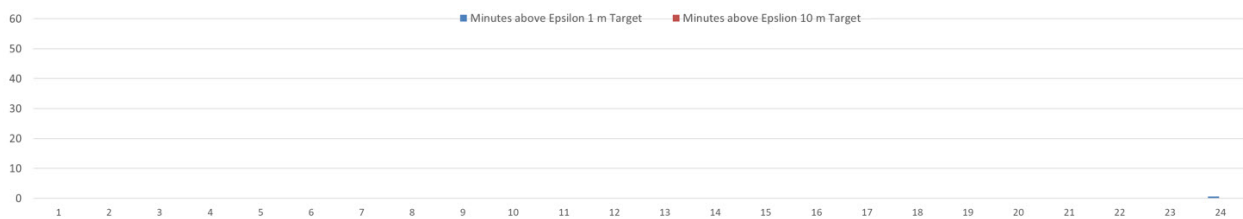


Figura 7.95: Minutos fuera de rango de ϵ_1 y ϵ_{10}

Por último se muestra en el histograma 7.96 la cantidad de veces que se tuvo que invertir el setpoint enviado a la central. En este caso, donde se utiliza más de una central, es aún más importante que se lleve un un conteo de consignas de subir y bajar, ya los generadores sufren este tipo de comportamiento, y se podría tener disparidades entre uno y otro.

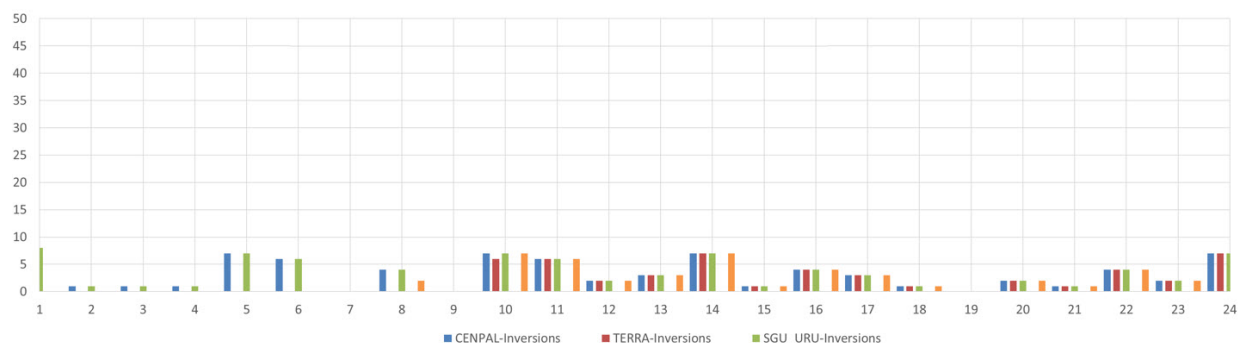


Figura 7.96: Inversiones de potencia requeridas

En 7.96 podemos apreciar se da una mayor cantidad de inversiones respecto al caso 7.3.5, llegando a tener 10 inversiones entre las 10hs y las 11hs, y a las 14hs. Al igual que en 7.3.5 debido a la salida de servicio de la central Bonete, se nota un aumento en las inversiones de

Salto Grande y Palmar al final del día, que necesitan variar más para compensar el faltante de Bonete. La solución para esto es la misma que se viene planteando en las simulaciones anteriores, reducir generación eólica, de manera de necesitar despachar en este caso de la central Bonete.

El aumento en las inversiones no produce un problema mayor para las máquinas, y se puede ver en 7.96 que durante el resto del día en que las tres centrales corrigen el ACE, las inversiones son despreciables.

Como era de esperar, se comprobó con las simulaciones que cuando regulan centrales en conjunto, las inversiones se reparten entre las mismas, mejorando sensiblemente el desempeño de los generación y evitando el desgaste innecesario de las máquinas. Como ya se mencionó anteriormente esto en la realidad no se refleja, ya que debido a los controladores propios impuestos en cada central mencionados en el capítulo ?? , los tiempos de aceptación de consignas y de respuesta son completamente diferentes entre las dos centrales del Río Negro y Salto Grande.

Como conclusión de esta simulación, se puede decir que, con el cambio realizado, con máxima generación renovable, ésta es la mejor solución en caso de manejar las centrales directamente desde el AGC. Se recomienda para estos casos realizar el despacho correspondiente, dejando suficiente margen de reserva secundaria para regular en las centrales.

Bibliografía

- [1] D. Apostolopoulou, Y. C. Chen, J. Zhang, A. D. Domínguez-García, and P. W. Sauer, “Effects of various uncertainty sources on automatic generation control systems,” in *2013 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid*, Aug 2013, pp. 1–6.
- [2] Y. Arya and N. Kumar, “Optimal AGC with redox flow batteries in multi-area restructured power systems,” *Engineering Science and Technology, an International Journal*, vol. 19, no. 3, pp. 1145 – 1159, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2215098616000033>
- [3] B. H. Bakken and O. S. Grande, “Automatic generation control in a deregulated power system,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 4, pp. 1401–1406, Nov 1998.
- [4] H. Bevrani, M. Watanabe, and Y. Mitani, *Power system control - Fundamentals and new perspectives*. Wiley-IEEE Press, 2014, pp. 288–310. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org.proxy.timbo.org.uy:443/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6837332>
- [5] J. M. A. Castro, *Máquinas Eléctricas Rotativas*. Editorial USB, 2008, ch. VIII.
- [6] CDEC and ABB, “Estudio de Diseño, Programa e Implementación del AGC del CDEC SIC,” CDEC - ABB, Tech. Rep., 2015.
- [7] CDEC-SING, “Informe de Diseño Conceptual y Básico del Enlace AGC Local/Coordinado,” CDEC, Tech. Rep., 2015.
- [8] H. Chávez, R. Baldick, and J. Matevosyan, “Cps1 compliance-constrained agc gain determination for a single-balancing authority,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 3, pp. 1481–1488, May 2014.
- [9] F. De Lima, “Automatic generation control (AGC) - Production control,” DeBarr, Tech. Rep., 2015.
- [10] —, “Estudio técnico-económico para seleccionar los generadores a ser controlados por el AGC,” Diciembre 2015.
- [11] F. De Lima, O. De Lima, and E. Sorrentino, “A simulator for the AGC function as a tool to decide the generators to be controlled by AGC,” *IEEE Latin America Transactions*, 2017.
- [12] O. De Lima, “Control automático de generación y despacho económico,” Julio-Agosto 2014.
- [13] —, “Implementacion de un control automático de generación,” Setiembre 2016.
- [14] S. Debbarma, L. C. Saikia, N. Sinha, B. Kar, and A. Datta, “Fractional order two degree of freedom control for AGC of an interconnected multi-source power system,” in *2016 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, 2016, pp. 505–510.

- [15] M. Dixit and R. Roy, “Impact of PEVs on automatic generation control using TLBO algorithm,” in *2015 IEEE International Conference on Signal Processing, Informatics, Communication and Energy Systems (SPICES)*, Feb 2015, pp. 1–5.
- [16] X. Dong, H. Sun, C. Wang, Z. Yun, Y. Wang, P. Zhao, Y. Ding, and Y. Wang, “Power flow analysis considering automatic generation control for multi-area interconnection power networks,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, no. 6, pp. 5200–5208, Nov 2017.
- [17] J. Ericksson and M. Gesualdi, *Automatic generation control- Implementation manual*, ABB inc, 2012.
- [18] M. Esmail, R. Tzoneva, and S. Krishnamurthy, “Review of automatic generation control in deregulated environment,” *IFAC-PapersOnLine*, vol. 50, no. 2, pp. 88 – 93, 2017, control Conference Africa {CCA} 2017. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405896317335516>
- [19] O. Ferreño, “La generación eólica en Uruguay - ¿En qué estamos? ¿Qué podemos esperar de la eólica?” in *III Jornada Energía Eólica - AUdEE*, 2012.
- [20] L. Gaing, “Closure to discussion of particle swarm optimization to solving the economic dispatch considering the generator constraints,” *Power Systems, IEEE Transactions*, pp. 2122–2123, 2004.
- [21] M. Gesualdi and R. May, “Automatic generation control (AGC) - Functional description,” ABB inc, Tech. Rep., 2012.
- [22] L. He, C. Li, Y. Cao, Z. Yu, and B. Fang, “Synergistic and priority control for electric vehicles power allocation in participating in AGC,” in *2013 Chinese Automation Congress*, Nov 2013, pp. 81–86.
- [23] Ibraheem, P. Kumar, and D. P. Kothari, “Recent philosophies of automatic generation control strategies in power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 1, pp. 346–357, Feb 2005.
- [24] N. Jaleeli, “NERC’s new control performance standards,” *Power Systems, IEEE Transactions*, pp. 1092–1099, 1999.
- [25] C. S. James, “Energía renovable en la región,” in *III Jornada Energía Eólica - AUdEE*, 2012.
- [26] J. Játiva-Ibarra, M. I. Morales, W. J. Cabrera, F. L. Quilumba, and W. J. Lee, “AGC parameter determination for an oil facility electric system,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 4, pp. 2876–2882, July 2014.
- [27] S. Krishnamurthy and R. Tzoneva, “Comparison of the lagrange’s and particle swarm optimization solutions of an economic emission dispatch problem with transmission constraints,” in *Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*. IEEE International Conference, December 2012, pp. 1–8.
- [28] N. Kumar, B. Tyagi, and V. Kumar, “Deregulated AGC scheme using dynamic programming controller,” in *2014 Eighteenth National Power Systems Conference (NPSC)*, Dec 2014, pp. 1–6.
- [29] P. Kundur, *Power system stability and control*. McGraw-Hill, 1994, ch. 11.

- [30] P. Ledesma, *Regulación de frecuencia y potencia*. Universidad Carlos III de Madrid, 2008, ch. 21, pp. 4–6.
- [31] N. Li, C. Zhao, and L. Chen, “Connecting automatic generation control and economic dispatch from an optimization view,” *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, vol. 3, no. 3, pp. 254–264, Sept 2016.
- [32] C. Luo, H. G. Far, H. Banakar, P. K. Keung, and B. T. Ooi, “Estimation of wind penetration as limited by frequency deviation,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 3, pp. 783–791, Sept 2007.
- [33] S. D. Madasu, M. S. Kumar, and A. K. Singh, “Comparable investigation of backtracking search algorithm in automatic generation control for two area reheat interconnected thermal power system,” *Applied Soft Computing*, vol. 55, pp. 197 – 210, 2017. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1568494617300339>
- [34] K. Marchese, S. A. Pourmousavi, and M. H. Nehrir, “The application of demand response for frequency regulation in an islanded microgrid with high penetration of renewable generation,” in *2013 North American Power Symposium (NAPS)*, Sept 2013, pp. 1–6.
- [35] R. May, *Automatic generation control - NM611*, ABB inc, 2016.
- [36] R. May and M. Gesualdi, *Automatic generation control- Operator’s manual*, ABB inc, 2010.
- [37] R. May and N. Parsha, *Automatic generation control- Tuning guide*, ABB inc, 2015.
- [38] J. Naccarino and N. Yedrzejewski, “Implementation of AGC in uruguay - Operational challenges and solution approach,” *IEEE/PES*, 2012.
- [39] P. M. Namara, R. Meere, T. O’Donnell, and S. McLoone, “Control strategies for automatic generation control over MTDC grids,” *Control Engineering Practice*, vol. 54, pp. 129 – 139, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0967066116301162>
- [40] N. Pathak, T. S. Bhatti, and A. Verma, “Discrete data AGC of hydrothermal systems under varying turbine time constants along with the power system loading conditions,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, no. 5, pp. 4998–5013, Sept 2017.
- [41] N. Pathak, T. S. Bhatti, A. Verma, and I. Nasiruddin, “AGC of two area power system based on different power output control strategies of thermal power generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, 2017.
- [42] T. K. Pati and B. K. Sahu, “Application of hybrid DEPSO algorithm to study the performance of different PID controller structures for automatic generation control of a two-area multi-units interconnected power system,” in *2014 International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies [ICCPCT-2014]*, March 2014, pp. 787–791.
- [43] Y. R. Prajapati and V. N. Kamat, “Secondary frequency regulation / Automatic generation control under deregulated power system along with renewable energy sources using electric vehicle / Distributed energy storage systems,” in *2016 International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT)*, March 2016, pp. 34–41.
- [44] Y. R. Prajapati, V. N. Kamat, J. J. Patel, and B. Parekh, “Impact of grid connected solar power on load frequency control in restructured power system,” in *2017 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT)*, April 2017, pp. 1–5.

- [45] Preeti, V. Sharma, R. Naresh, and H. Pulluri, “Automatic generation control of multi-source interconnected power system including DFIG wind turbine,” in *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, July 2016, pp. 1–6.
- [46] D. Prowse, “Improvements to a standard automatic generation control filter algorithm,” *Power Systems, IEEE Transactions*, pp. 1204–1210, 1993.
- [47] V. Radziukynas, A. Klementavicius, S. Kadisa, and N. Radziukyniene, “Challenges for the Baltic power system connecting synchronously to continental European network,” *Electric Power Systems Research*, vol. 140, pp. 54 – 64, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779616302528>
- [48] G. Ren, J. Liu, J. Wan, Y. Guo, and D. Yu, “Overview of wind power intermittency: Impacts, measurements, and mitigation solutions,” *Applied Energy*, vol. 204, pp. 47 – 65, 2017. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917308346>
- [49] M. Ribeiro, “Incorporación de sistemas de previsión de generación de energía eólica a la operación del SIN,” UTE - Fundación Ricaldoni, Tech. Rep., 2013.
- [50] R. K. Sahu, T. S. Gorripotu, and S. Panda, “Automatic generation control of multi-area power systems with diverse energy sources using TLBO (teaching learning based optimization) algorithm,” *Engineering Science and Technology, an International Journal*, vol. 19, no. 1, pp. 113 – 134, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2215098615001159>
- [51] G. Sharma, K. R. Niazi, and Ibraheem, “Recurrent ANN based AGC of a two-area power system with DFIG based wind turbines considering asynchronous tie-lines,” in *2014 International Conference on Advances in Engineering Technology Research (ICAETR - 2014)*, 2014, pp. 1–5.
- [52] G. Sharma, I. Nasiruddin, K. Niazi, and R. Bansal, “Optimal AGC of a multi-area power system with parallel ac/dc tie lines using output vector feedback control strategy,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 81, pp. 22 – 31, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061516000818>
- [53] J. E. Tabarez and S. J. Ranade, “A proposed energy storage controller for mitigating impact of wind farms on AGC,” in *2016 North American Power Symposium (NAPS)*, Sept 2016, pp. 1–6.
- [54] A. Thatte, F. Zhang, and I. Xie, “Frequency aware economic dispatch,” in *North American Power Symposium (NAPS)*, August 2011, pp. 1–7.
- [55] A. Tomas, G. Eduardo, and C. Hector, “Performance standard-compliant secondary control: The case of Chile,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 15, no. 7, pp. 1257–1262, 2017.
- [56] P. N. Topno and S. Chanana, “Automatic generation control using optimally tuned tilt integral derivative controller,” in *2016 IEEE First International Conference on Control, Measurement and Instrumentation (CMI)*, Jan 2016, pp. 206–210.
- [57] A. Tozzo, “Integración de la generación eólica a la operación del SIN,” in *III Jornada Energía Eólica - AUdEE*, 2012.

- [58] T. Ávila and H. Chávez, “Secondary reserves determination based on CPS1 and CPS2 compliant AGC operation,” in *2016 IEEE International Conference on Automatica (ICA-ACCA)*, Oct 2016, pp. 1–5.
- [59] K. Wadhwa, K. V. S. Bharath, K. Pandey, and S. Sehrawat, “Controlling of frequency deviations in interconnected power systems using smart techniques,” in *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, July 2016, pp. 1–6.
- [60] G. Wenzel, M. Negrete-Pincetic, D. E. Olivares, J. MacDonald, and D. S. Callaway, “Real-Time charging strategies for an electric vehicle aggregator to provide ancillary services,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, 2017.
- [61] Woodward, <http://www.woodward.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=2147484797>, accedido el 31 de Agosto de 2018.
- [62] T. Xu, L. Guo, J. Cao, S. Xu, Y. Gu, and G. Wang, “Experimental studies of AGC independent control for a provincial power grid,” in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, May 2012, pp. 1–4.