
Estudio de Diseño, Programa e Implementación del AGC del CDEC SIC

INFORME FINAL

**Versión Final
CDECAGCS-20-0215
Diciembre de 2015**

Power and productivity
for a better world™



COPYRIGHT INFORMATION

© Copyright 2015 ABB
All Rights Reserved

Confidential and Proprietary

Legal Disclaimer

The product described in this documentation may be connected to, and/or communicate information and data via, a network interface, which should be connected to a secure network. It is your sole responsibility to ensure a secure connection to the network and to establish and maintain appropriate measures (such as but not limited to the installation of firewalls, application of authentication measures, encryption of data, installation of antivirus programs, etc.) to protect the product, the network, your systems, and the interface against any kind of security breach, unauthorized access, interference, intrusion, leakage, damage, or corruption or theft of data. We are not liable for damages or losses related to any such security breach, unauthorized access, interference, intrusion, leakage, damage, or corruption or theft of data.

Manual	Informe del Estudio
Product and Version	Estudio de Implementación del AGC CDEC SIC
Document Number	CDECAGCS-20-0215
Publication Date	Diciembre/31/2015

This page intentionally left blank.

Contenido

COPYRIGHT INFORMATION	2
CAPITULO I	11
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS AGC y APLICACIONES COMPLEMENTARIAS	11
1. Introducción a las Especificaciones Técnicas	12
1.1 CDEC SIC	13
1.2 Filosofía del AGC de CDEC aplicada al SIC	14
1.3 Características relevantes del SIC a los fines de la implementación de un AGC.	16
1.4 Premisas de Diseño del AGC para el CDEC SIC	17
1.5 Configuración de Equipos para implementación del AGC.....	19
1.6 Condiciones Generales para la Actualización de Versión y Equipos del NM (upgrade)	21
1.7 Incorporación del AGC al Centro de Control de Contingencia	23
1.8 AGC – Control Automático de la Generación	24
1.8.1 Requerimientos mínimos a satisfacer	24
1.9 Requerimientos de Mediciones.....	29
1.10 Tipos de mediciones	30
1.11 Redundancia de la Mediciones Analógicas	31
1.12 Condiciones a cumplir por las Medidas Analógicas.....	32
1.12.1 Mediciones de Potencia Activa	32
1.12.2 Mediciones de Frecuencia	32
1.12.3 Mediciones de variables ambientales:	33
1.12.4 Condiciones a cumplir por las Medidas de Estado	33
1.12.5 Condiciones a cumplir por las Consignas y Remisión de Pulsos	33
1.13 Cálculo de Reserva - RES	34
1.13.1 Tipos de Reserva	34
1.13.2 Presentación de Resultados	34
1.13.3 Reservas disponibles en el producto Base del NM	35
1.14 Disponibilidad del AGC	35
1.15 Condiciones para emisión de Alarmas	36
1.15.1 Alarmas asociadas a sistemas complementarios	37
1.16 Requerimientos de Interacción con el Despachador (Despliegues).....	37
1.17 Medición del Desempeño del AGC – Despliegues y Reportes	37
1.17.1 Resumen de Desempeño de Generadores bajo AGC.....	38
1.17.2 Reportes de Indicadores NERC - CPS1 y CPS2.....	40
1.18 Recursos para Sintonización del AGC.....	40
1.19 Consideraciones del AGC relacionadas con su integración al OTS del CDEC SIC	43
1.19.1 Limitaciones actuales del OTS de NM 5.5.....	44
1.19.2 Simulador de AGC para áreas de Control Externas	44
1.19.3 Comandos del Instructor Relacionados con el AGC.....	45
1.20 Especificaciones de Aplicaciones Complementarias.....	46
1.20.1 Despacho Económico de la Generación – ED.....	46
1.21 Cálculo de Costos de Producción - CCP.....	47
1.22 Entrenamiento	48
1.23 Pruebas de Aceptación y Puesta en Servicio	50
1.23.1 Pruebas de Aceptación en Fábrica - FAT	50

1.24	Pruebas de aceptación en Sitio – SAT	51
1.25	Prueba de Disponibilidad	52
1.26	Pruebas No Estructuradas	53
1.27	Informes y Documentos de Pruebas.....	55
1.28	Corte y Transferencia al Sistema de Producción.....	55
1.29	Integración del AGC y Aplicaciones complementarias al Centro de Control de Respaldo	56
1.30	Servicios de Sintonización de los CCAG	56
1.31	Documentación	57
1.32	Responsabilidades	58
1.32.1	Responsabilidades de El Proveedor	58
1.32.2	Responsabilidades del CDEC SIC	59
1.33	Soporte Extendido.....	60
1.34	Repuestos	60
1.35	Garantía	60
1.36	Certificación técnica de cumplimiento.....	60
ANEXO - A Tablas de Dimensionado del AGC y Aplicaciones Complementarias		62
ANEXO - B Diagrama de Equipos y Esquema de Redes del Sistema de Supervisión del CDEC SIC		64
ANEXO - C Reportes de Desempeño de las Unidades de Generación		65
CAPITULO II.....		67
EVALUACIÓN DEL PARQUE DE GENERACION PARA SU INTEGRACION AL AGC.....		67
2.	67
2.1	Evaluación del Parque de Generación del SIC para su Integración al AGC	67
2.1.1	Introducción.....	67
2.1.2	Objetivo	68
2.1.3	Tecnologías candidatas para realizar el control secundario de la generación.....	68
2.1.4	Análisis del potencial de Regulación Secundaria de empresas participantes en cuestionario	70
2.1.5	Potencial de Regulación por Coordinados.....	70
2.1.6	Potencial de Regulación por Tipo de Generación	71
2.1.7	Potencial de Regulación por Tipo de Generación y Empresa	73
2.2	Criterios Generales para la Selección de Generadores para Regulación Secundaria.....	74
2.2.1	Evaluación por Subsistema del Cuestionario	77
2.2.2	Estructuración de la Encuesta	77
2.2.3	Sumario de Resultados	78
2.2.4	Potencial Declarado para Integración al AGC CDEC SIC	78
2.2.5	Tiempo desde Última Actualización	81
2.2.6	Tecnología de Integración Sugerida	83
2.2.7	Limitaciones dentro del Rango de Regulación	84
2.3	Conclusiones.....	86

CAPITULO III	90
SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS GRUPOS DE GENERACIÓN – CCAG PARA IMPLEMENTACIÓN DEL AGC CDEC SIC	90
3.	90
3.1 Introducción.....	90
3.2 Objetivo	90
3.3 Frecuencia.....	91
3.4 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT de SyCS) con relación a la frecuencia de la red ⁹²	
3.5 Factor de Eficiencia del Control de la Frecuencia	93
3.6 Épsilon de frecuencia.....	93
3.7 Gráficas a Utilizar para el Análisis de Frecuencia bajo distintos CCAG.....	94
3.8 Reserva para Regulación.....	98
3.9 Minutos Sin Reserva de Regulación.....	99
3.10 ACE - Error de Control de Área (ECA).....	101
3.11 FACE - Error de Control de Área Filtrado (ECAF)	101
3.12 Generación por Unidad en CCAG – Modo Control Secundario	103
3.13 Generación por Unidad en CCGA – Modo Control Secundario con Despacho Económico	103
3.14 Reservas de Generación	106
3.15 RG - Reserva en Giro para los próximos 10 minutos en unidades en línea.....	106
3.16 RL - Reserva en Unidades en Línea.....	106
3.17 RPGCSF – Reserva para Regulación Secundaria de la Generación CDEC SIC	106
3.18 RPGCPF – Reserva para Regulación Primaria de la Generación CDEC.....	107
3.19 Petición de Comandos	109
3.20 Costo de la Regulación	113
3.21 Análisis del Desempeño en AGC de los Distintos CCAG.....	116
3.22 Desempeño en Frecuencia de Frecuencia	117
3.23 Comportamiento de las Reservas de Regulación.....	119
3.24 Resumen Operacional de los CCAG bajo AGC.....	121
3.25 Análisis de Costos de la Regulación Secundaria en los CCAG	125
3.26 Conclusiones.....	130
ANEXO D	131
CAPITULO IV	132
INTEGRACIÓN DE LAS CENTRALES DE LAS EMPRESAS COORDINADAS AL AGC CDEC SIC	132
4.	133
4.1 Objeto del Capítulo	133
4.2 Fases para la Integración de las Centrales de los Coordinados al AGC del CDEC SIC	133
4.3 Esquemas de Integración de las Centrales de las Empresas Coordinadas al AGC del CDEC SIC.....	145
4.4 Datos a Intercambiar para la Implementación del AGC	150
4.5 Requerimientos de Tiempo para Monitoreo y Control	154
4.6 Esquemas adoptados por empresas coordinadas.....	157
4.7 Plan de Referencia para la adecuación de centrales al AGC – CDEC SIC en fase “0” y “1”	159

Índice de Graficas

Gráfica 1 - Distribución de Generación Predominancia Térmica - SIC	69
Gráfica 2 - Distribución de Generación Predominancia Hidráulica - SIC	69
Gráfica 3 - Índice de Regulación Secundaria por Coordinado	71
Gráfica 4 - Rango de Regulación y Rampa Media por Tecnología	72
Gráfica 5 - Porcentaje de Capacidad de Regulación e Índice de Regulación Secundaria por Tecnología	73
Gráfica 6 - Rango de Regulación y Rampa Media por Tecnología y Empresa.....	74
Gráfica 7 - Porcentaje del Total de la Regulación e Índice de Regulación - Tecnología/Empresa.....	74
Gráfica 8 - Potencial Declarado Para Integración a un AGC : MW de Regulación - Rampa Media	79
Gráfica 9 -Potencial Declarado Para Integración a un AGC : Número Unidades - % de Capacidad de Regulación	80
Gráfica 10 -Tiempo desde Última Actualización : % de Capacidad de Regulación - Rampa Media	82
Gráfica 11 - Tiempo desde Última Actualización: Hidroeléctrico - Número Unidades	82
Gráfica 12 -Tecnología de Integración Sugerida: MW de Regulación - Rampa Media.....	83
Gráfica 13 -Tecnología de Integración Sugerida : Número Unidades - % de Capacidad de Regulación	84
Gráfica 14 - Limitaciones dentro del Rango de Regulación: MW de Regulación - Rampa Media	85
Gráfica 15- Limitaciones dentro del Rango de Regulación: Número Unidades - % de Capacidad de Regulación	86
Gráfica 16- Modo de Control Recomendado - MW de Regulación - Rampa Media.....	89
Gráfica 17 - Modo de Control Recomendado: Número Unidades - % de Capacidad de Regulación	89
Gráfica 18 - Factor de Eficiencia del Control de la Frecuencia - Día Dominancia Hidro y Térmica.....	95
Gráfica 19 - Comparación Épsilon de Frecuencia E-1, E-10 - Días Representativos - Dominancia Hidro y Térmica	95
Gráfica 20 - Frecuencia del SIC para un CCAG	96
Gráfica 21 - Distribución de Frecuencias para un CCAG	96
Gráfica 22 – Factor de Eficiencia de un CCAG	97
Gráfica 23 - Épsilon 1-10' para CCAG	97
Gráfica 24 - Reservas de Regulación	100
Gráfica 25 - Minutos sin Reserva de Regulación	100
Gráfica 26 - Demanda-Frecuencia-ACE-FACE-Reservas de Regulación	102
Gráfica 27 -Despacho de Generación de Unidades en AUTO - Solo Regulación Secundaria	105
Gráfica 28 - Despacho de la Unidades de CCAG - Regulando y Despacho Económico.....	105
Gráfica 29 - Reservas Giro, Giro 10 minutos, Regulación Secundaria, Primaria, Mayor Unidad en Línea .	108
Gráfica 30 - Inversiones en Solicitudes de Control.....	110
Gráfica 31 - Solicitudes de Control a Incremento	111
Gráfica 32 - Solicitudes de Control a Reducción	111
Gráfica 33 - Promedio de Peticiones a Subir - MW	112

Gráfica 34 - Promedio de Peticiones a Bajar - MW	112
Gráfica 35 - Variación de Costos de Regulación AGC-ED vs COP	115
Gráfica 36 - Costos de la Regulación Unidades de CCAG: AGC-ED	115
Gráfica 37 - Número de Horas de Excedencia de Epsilon 1' por CCAG	117
Gráfica 38 - Número de Horas de Excedencia de Epsilon 10' por CCAG	118
Gráfica 39 - Horas en que el Factor de Eficiencia del Control de la Frecuencia por CCAG estuvo debajo del límite.....	119
Gráfica 40 - % de Tiempo del día sin Reserva de Regulación a Subir	120
Gráfica 41 - % de Tiempo del día sin Reserva de Regulación a Bajar	120
Gráfica 42 - Promedio Diario de Inversiones de Potencia por CCAG	121
Gráfica 43 - Promedio Diario de Solicitudes de Incremento de Potencia.....	122
Gráfica 44 - Promedio Diario de Solicitudes de Decremento de Potencia	122
Gráfica 45 - Tiempo Promedio entre Solicitudes de Cambios de Signo de Generación.....	123
Gráfica 46 - Tiempo promedios en Segundos entre Incrementos/Reducciones de Generación	124
Gráfica 47 - Promedio de MW por Control Solicitado desde el AGC	125
Gráfica 48 - Costo Diario del Despacho las Unidades en Control Automático por CCAG	126
Gráfica 49 - Diferencia en Costo Diario de la Regulación por CCAG	127
Gráfica 50 - Costo de Regulación Horario con AGC por CCGA - Dominancia Hidro.....	128
Gráfica 51 - Costo de Regulación Horario con AGC por CCGA -Dominancia Térmica	128
Gráfica 52 - Costo por Hora de Unidades AGC -AUTO - por CCGA - Dominancia Hidro	129
Gráfica 53 - Costo por Hora de Regulación AGC -AUTO - por CCGA -Dominancia Térmica	129

Índice de Tablas

Tabla 1 - Variables a Historiar para Sintonización de AGC y Aplicaciones Complementarias	41
Tabla 2 - Variables a Historiar para Elaboración de Reportes de AGC y Aplicaciones Complementarias	42
Tabla 3- Resumen de Potencial de Regulación por Empresa Participante	71
Tabla 4 – Resumen de Potencial de Regulación por Tipo de Generación.....	72
Tabla 5 - Parámetros de Regulación Secundaria por Tecnología-Empresa	73
Tabla 6 - Aplicabilidad de Tecnologías de Generación al Control Secundario	76
Tabla 7 - Potencial Declarado Para Integración a un AGC	79
Tabla 8 - Tiempo desde Última Actualización.....	81
Tabla 9 -Tecnología de Integración Sugerida.....	83
Tabla 10 - Limitaciones dentro del Rango de Regulación	85
Tabla 11 - Modo de Control Recomendado.....	88
Tabla 12 - Grupos de CCAG y Centrales Asociadas.....	116
Tabla 13 - Fases de Integración de Centrales al AGC – CDEC.....	135
Tabla 14- Incorporación de Centrales al AGC del CDEC – Coordinado ENDESA	136
Tabla 15- Incorporación de Centrales al AGC del CDEC – Coordinado AES GENER	140
Tabla 16- Incorporación de Centrales al AGC del CDEC – Coordinado COLBÚN	142
Tabla 17- Incorporación de Centrales al AGC del CDEC – Coordinado IC-POWER.....	144
Tabla 18 -Lista de Señales para Control de AGC por Unidades de Generación	152
Tabla 19 - Lista de Señales para Control de AGC por Consigna Agregada	153
Tabla 20 Ejemplo Tiempos de Monitoreo y Control de AGC	155
Tabla 21 Muestra Estadística de Tiempos de Monitoreo de la Potencia Activa de Generadores	156

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1 - Esquema de Control de Unidades para AGC con CCGC Intermedio.....	146
Ilustración 2 - Esquema de Control de Unidades para AGC con Control Directo	147
Ilustración 3 - Esquema de Control de Consigna Agregada para AGC con CCGC Intermedio.....	148
Ilustración 4 - Esquema de Control de Consigna Agregada para AGC con Control Directo	149

CAPITULO I
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS AGC y APLICACIONES
COMPLEMENTARIAS

1. Introducción a las Especificaciones Técnicas

Este documento tiene por objetivo definir el alcance técnico asociado a la implementación de una aplicación de Control Automático de Generación - AGC en el Sistema Interconectado Central (SIC) que se integrará a la nueva plataforma de SCADA-EMS-OTS-PDS-UDW Network Manager NM X.X (última versión), en paralelo con la actual plataforma NM 5.5 en servicio, desde donde en la actualidad se supervisa y coordina la operación de las instalaciones del SIC.

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT de SyCS), en varios de sus artículos, hace referencia a las condiciones necesarias para garantizar la regulación secundaria y la forma como ésta debe ser realizada. De manera específica en su Artículo 3-17 establece:

“En caso que más de una unidad generadora participe o aporte al Control Secundario de Frecuencia (CSF), o se trate de una única central compuesta de varias unidades generadoras, cada una de éstas deberá estar integrada a un control centralizado de generación que esté habilitado para cumplir con el CSF”.

La Dirección de Operación (DO) establecerá los requisitos y requerimientos técnicos mínimos que deberán cumplir los equipamientos del control centralizado automático de generación para implementar un AGC en el Sistema Interconectado (SI), teniendo en cuenta las siguientes exigencias:

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

En atención a estos requerimientos se han preparado las presentes especificaciones técnicas bajo la cual se realizará la procura e integración de un AGC para el CDEC SIC.

Por otro lado, estudios de simulación realizados con distintos Centros de Control Automático de Generación – CCAG¹, en los cuales se incorpora un despacho económico a las unidades generadoras que realizan ajustes del Error de Control de Área (ECA), demuestran que el costo asociado a la regulación secundaria puede ser minimizado y reportar importantes ahorros en el costo de operación del SIC.

Por tal motivo, y con el propósito que sean cotizadas como opcionales, se incorporan en esta especificación un conjunto de aplicaciones estrechamente relacionadas con el AGC: Despacho Económico (ED), Cálculo de Reserva (RESC), Costos de Producción (CPRD) y Factores de Sensibilidad de la Red² (NSA). En el contenido de estas especificaciones nos referiremos a éstas aplicaciones como “Aplicaciones Complementarias”, ya que la decisión final de su adquisición resultará del análisis técnico-económico de la propuesta.

¹ CCAG – Debe entenderse por un grupo de generadores seleccionados para participar de manera conjunta bajo el control del AGC. Sólo un CCAG estará bajo control a la vez.

² NSA – Esta aplicación calcula los factores de penalización que utiliza el despacho económico a los fines de tomar en consideración el impacto de las pérdidas en el despacho de la generación.

1.1 CDEC SIC

A continuación se incluye una breve descripción del CDEC SIC³ a los fines de ubicar al proveedor en el contexto y ámbito desde donde será ejecutado el Control Automático de la Generación que se integrará a la nueva versión de la plataforma SCADA-EMS tipo Network Manager NM, desde donde se supervisará y coordinará la operación del Sistema Interconectado Central.

A continuación transcribimos algunas descripciones del CDEC SIC extraídas de la página Web oficial.

“El Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC SIC), es un organismo previsto en la Ley General de Servicios Eléctricos que se encuentra encargado de determinar y coordinar la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico central, incluyendo las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, sub-transmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios; y que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada”.

“El Sistema Interconectado Central de Chile (SIC), está compuesto por las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión troncal, sub-transmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios, que operan interconectados desde Taltal por el norte (Región de Atacama), hasta la isla grande de Chiloé por el sur (Región de Los Lagos). El SIC es el mayor de los cuatro sistemas eléctricos que suministran energía al país, con una cobertura de abastecimiento que alcanza a cerca del 92,2% de la población nacional.

“El CDEC SIC está integrado por las empresas propietarias de las instalaciones correspondientes a centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, sub-transmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios, interconectadas al SIC”...“ en conformidad a lo establecido en el Decreto Supremo N° 291/2007 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción”.

La demanda máxima del sistema central de Chile se ubica en el entorno a los 7.547 MW, siendo la capacidad instalada de generación de alrededor de 15.179 MW (a diciembre del 2014).

En los próximos años se prevé: La interconexión del SIC con el sistema SING – Sistema Interconectado a través de un vínculo de interconexión en 500 KV desde donde se podrán intercambiar hasta del orden de 1.500MW; y la consolidación de las funciones de supervisión y control en un sólo organismo operador.

Con esta interconexión la demanda consolidada pasará a ser del orden de 9.500 MW.

³ Información reproducida del contenido de la página Web del CDEC SIC.

1.2 Filosofía del AGC de CDEC aplicada al SIC

El CDEC SIC incorporará en conjunto con su nueva plataforma tecnológica de supervisión y control Network Manager NM 6.X⁴ (última versión), que se obtendrá del Upgrade que se realizará a su actual Sistema ABB-Network Manager NM 5.5, los equipos y programas requeridos para implementar un Control Automático de Generación – AGC – que controlará la potencia de salida de los generadores habilitados para tal propósito, con el objetivo principal de realizar el control secundario de frecuencia en el SIC y con la capacidad de mantener intercambios de potencia eventualmente con futuros sistemas externos (como podría requerir interconexiones con países vecinos), cumpliendo con los requerimiento de calidad de frecuencia establecidos en la NT de SyCS y los compromisos de intercambios. Este objetivo debe ser logrado de manera económica, razón por la cual se evalúa la necesidad de disponer además de aplicaciones que lo complementen, como el Despacho Económico de la Generación, el Cálculo y Monitoreo de Reserva y de Costos de Producción. Estas últimas en el contexto de esta especificación serán referidas como complementarias.

El AGC es considerado una función crítica para la operación del SIC por lo que su disponibilidad será como mínimo la exigida para el sistema SCADA/EMS, razón por la cual los equipos que soporten la aplicación deberán ser redundantes y de las mismas características técnicas y de calidad a los actualmente en servicio.

Como respaldo ante condiciones de emergencia o catastrófica que impidan o limiten severamente la funcionalidad desde el CDEC SIC, se implementará la función de AGC en un sistema alterno de respaldo a integrarse en la plataforma del Centro de Control de Contingencia.

El esquema de AGC a implementar en el SIC será del tipo coordinado con los Centros de Control de Generación de las Empresas Coordinadas, los Centros de Control de las Centrales y/o los Generadores, como elemento final de la estructura de control. La subordinación a los fines de este esquema, será para recepción y retransmisión de consignas de control hacia los generadores y para la transmisión de la información de retroalimentación de potencia y estados relevantes para el AGC hacia el CDEC SIC.

El esquema de control será flexible en términos de que la integración podrá ser multinivel:

- CDEC > Centros de control de generación> Centros de control de Centrales> Generador
- CDEC > Centros de control de Centrales> Generador
- CDEC > Generador

Este puede ser mixto, es decir, puede tenerse para un generador controlable más de un esquema de control y subordinación a la vez, sobre todo, en los casos en que no se pueda garantizar una disponibilidad del 99,95% en alguno de los niveles de jerarquía intermedia.

Las consignas de regulación secundaria serán recibidas por los Centros de Control de Generación de Coordinados y reenviadas a los Centrales de generación, cuyo centros de supervisión las reenviarán al Sistema de Control de Unidad correspondiente. Todo el equipamiento de supervisión intermedio actuará como “pasillos conectores”⁵ entre el CDEC SIC y el generador.

⁴ Se ha utilizado la X como indicativo de la variante de la versión del NM para denotar la última versión disponible, ya que al momento de elaborar esta especificación se desconoce la misma.

⁵ Pasillos Conectores- Vínculos de tránsito – del Inglés Passthrough

Si existen razones tecnológicas vinculadas a aspectos físicos o de eficiencia de la operación de un generador que haga indeseable el procesar las consignas a nivel del generador para corregir el Error de Control de Unidad (ECU) asignado, se definirán modelos agregados de unidades⁶.

Para la participación de una central en la modalidad agregada, se recibirá del AGC del CDEC SIC una única consigna de ECU, contándose con una lógica de distribución de consignas entre los generadores regulantes. En estos casos, la central deberá reportar al AGC del CDEC SIC parámetros adicionales, como los límites de regulación a subir y bajar, y las rampas equivalentes de la central agregada.

Para el manejo de los ciclos combinados, el AGC deberá estar en condiciones de reconocer si está o no operando el complejo en ciclo combinado, para ello deberá monitorear de forma constante el estado del interruptor de la turbina de vapor. En los casos que se opere en ciclo abierto, las consignas de potencia del complejo serán calculadas sin tomar en consideración la generación de la turbina de vapor, en caso contrario, las consignas serán remitidas al ciclo combinado considerando el efecto de la generación complementaria de la turbina de vapor. Para los fines del AGC se deberán modelar curvas del tipo Pg-Pv⁷ que permitan determinar la potencia total de ciclo combinado en función de las unidades que están operando.

La plataforma de comunicaciones a utilizar es la existente, exigiéndose en los casos en que no se cumpla adecuadamente con los tiempos de monitoreo y de envío de consignas de control, adecuaciones y mejoras que deberán realizarse dentro del plan de integración de las unidades generadoras al AGC.

Los generadores a participar en el control secundario serán unidades de tecnología hidráulicas, térmicas basadas en turbinas de ciclo abierto, calderas de vapor, ciclos combinados o granjas eólicas (solo a la baja). Las adecuaciones para la recepción de consignas de potencia de salida serán realizadas por los respectivos propietarios de las instalaciones.

Sólo para propósito de ordenar los análisis y simulaciones del presente Estudio, los generadores fueron agrupados para realizar su control por parte del AGC en CCAG - Centros de Control Agrupado de Generación. Estos han sido elegidos bajo criterios de ubicación y técnicos, y orientados a los objetivos de regulación secundaria. Para los propósitos del Estudio, se supondrá que sólo un CCAG estará bajo el control del AGC en un momento dado.

Los CCAG permiten atender las diversas condiciones que se pueden afrontar en el ejercicio de la regulación secundaria. (Condiciones meteorológicas húmedas o de sequía, respuesta en rampa a subir/bajar, soporte de islas, etc.). En la práctica, la interacción con el AGC será a nivel de unidades individuales o agregadas, sin que existan CCAG como elemento a controlar dentro del ámbito del AGC propiamente dicho.

La reducción del ECA será realizada con los recursos de generación en el menor tiempo posible considerando las rampas disponibles.

Se considerará como energía no controlable a los fines del AGC, a las fuentes de energía renovables no convencionales del tipo eólicas, solares, geotérmica y de biomasa. Sin embargo, a los fines de regulación hacia la baja de generación, se deberá contar con mecanismos que permitan reducciones de producción en las eólicas, las cuales podrán ser controladas y supervisadas desde el AGC del CDEC SIC.

⁶ Unidades Agregadas o Aggregated Units.

⁷ Pg-Pv Curvas de Potencia de turbina de gas a potencia generada de turbina de vapor.

Las siguientes aplicaciones han sido consideradas como complementarias, para efectos que el CDEC determine la necesidad de su implementación: Despacho Económico, Cálculo de Costos de Producción, Cálculo de Reserva y Análisis de Sensibilidad de la Red.

La configuración e ingreso de parámetros de definición y configuración de aplicaciones, equipos y mediciones necesarias para el AGC y las aplicaciones complementarias, se realizará haciendo uso del DE400 – Data Engineering, usando la funcionalidad MDB del NM. Esto garantizará que el procedimiento de actualización, gestión incremental de cambios y control de base de datos sea el mismo que se utiliza para el SCADA-EMS.

Toda aplicación a incorporar que requiera de datos operativos vinculados al plan de producción o de control de intercambios programados, contará con interfaces de carga de datos basados en hojas de cálculo o archivos csv (Excel®) las cuales contendrán exhaustivas validaciones de integridad y enlaces a las bases de datos de producción de forma transparente.

El subsistema de Alarmas y Eventos será el disponible y en uso en el SCADA/NM del CDEC SIC. Existirán categorías únicas propias del subsistema AGC y de las aplicaciones complementarias.

Para el almacenamiento histórico de la información relevante a los propósitos del AGC y las funciones complementarias a implementar, se utilizarán los medios y recursos provistos por el servidor de históricos UDW. No deberá existir degradación en la funcionalidad o la necesidad de disminuir las frecuencias de almacenado o lapsos históricos. En caso de preverse la necesidad de ampliar o reemplazar algún equipo, éste se tendrá que integrar junto con las aplicaciones.

El plazo máximo para finalizar el Upgrade del actual Sistema NM 5.5 e implementar el AGC y las aplicaciones complementarias, no deberá ser más allá del 31 de Diciembre de 2016.

El CDEC SIC participará activamente en el logro de los objetivos del proyecto incorporando un equipo profesional de trabajo (Equipo CDEC) que supervisará la integración del AGC compatible con el upgrade del SCADA/NM. ,

La sintonización y mantenimiento continuo de la función de AGC, será realizada de manera autónoma por el CDEC SIC. Por esta razón, la incorporación del AGC y las aplicaciones complementarias considerará entrenamiento de alto nivel para el personal del CDEC SIC y una completa documentación.

ABB como integrador del AGC y de las aplicaciones complementarias, acompañará al Equipo CDEC en la modalidad de consultor/ejecutor en todas las actividades del proyecto, por lo que los correspondientes recursos de consultoría e ingeniería de ABB deberán estar contemplados en el proyecto de implementación del AGC.

1.3 Características relevantes del SIC a los fines de la implementación de un AGC.

El Sistema Interconectado Central de Chile tiene las siguientes características que son de importancia considerar al momento de diseñar el AGC:

- Es un sistema de potencia que en la actualidad es supervisado de manera centralizada por una plataforma integrada por un Centro de Control de Energía (SCADA-EMS) provista por

ABB NM - en su versión 5.5, el cual será sometido a un upgrade durante la integración del AGC.

- Dispone de una infraestructura de comunicaciones que le permite la adquisición de las variables analógicas y estados de la red eléctrica dentro de tiempos considerados adecuados para el AGC.
- El origen de los datos de supervisión intercambiados proviene de enlaces ICCP y/o de UTR.
- El SIC representa una única área de control de generación a los fines de la implementación de un AGC.
- En la actualidad, el SIC no está interconectado a ningún otro sistema eléctrico, sin embargo el AGC a implementar deberá contemplar la futura interconexión al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y eventuales interconexiones a sistemas externos de otros países vecinos, por lo cual, el AGC deberá tener el diseño y la capacidad de operar controlando el sistema SIC-SING operando como un sólo sistema interconectado, operar en modo “Coordinado”⁸ con otros AGC y mantener el control de intercambio con áreas externas.
- El despacho de la generación se realiza mediante un plan horario de producción (COP⁹) que ha sido optimizado en un ámbito externo al SCADA/EMS, de manera de servir la demanda pronosticada al mínimo costo dentro de los parámetros de calidad y seguridad de servicio establecidos en la normativa vigente. Este plan de producción deberá integrarse para su seguimiento y referencia por parte del operador al ambiente del control de generación que se realiza desde el AGC.
- Actualmente, el control secundario de frecuencia, se realiza por medio de una “Unidad Piloto” a la cual se fija un estatismo muy pequeño (cercano a cero), a los fines de permitir restituir la frecuencia nominal del SIC (50 Hz). La disponibilidad de reserva para regulación de frecuencia en esta unidad es preservada de manera manual y comunicada de forma verbal (telefonía dedicada) entre el Despacho del CDEC SIC y los Centros de Control de Generación de las unidades colaboradoras.
- El SIC cuenta con un creciente volumen de generación ERNC No-Controlable que incluye granjas eólicas y solares, las cuales serán agregadas por Centrales o grupos de Centrales y modeladas en el AGC a los fines de contabilización de energía por tipo de fuente. Inicialmente no se implementará ningún tipo de control sobre las mismas, sin embargo se deberá contar con la posibilidad de emitir comandos de reducción de generación sobre las Centrales eólicas, los cuales serían enviados a cada central en los casos en que, por agotamiento de reserva de regulación secundaria a la baja o violaciones de flujos en enlaces internos, el Despachador del CDC desee corregir con este recurso.
- Diversos eventos (contingencias dobles) pueden provocar la separación en islas eléctricas del SIC, donde es factible el restablecimiento por separado del balance carga-generación.

1.4 Premisas de Diseño del AGC para el CDEC SIC

- La disponibilidad del sistema principal del AGC será de al menos un 99.95% - similar a la del SCADA/EMS del CDEC SIC. Por tal motivo, todos los criterios y consideraciones de redundancia aplicadas en el sistema NM 5.5 o en su nueva versión deberán observarse.

⁸ Entiéndase por Coordinado la modalidad en que dos AGC se distribuyen la responsabilidad de la corrección del Error de Control de Área ya sea por medio de ajustes al Bias de Frecuencia o por medio de ajustes en las ganancias de los AGC.

⁹ COP – del Inglés Current Operational Plan o Plan de producción.

- Por la criticidad de esta aplicación y en resguardo de eventos catastróficos que impidan la ejecución del control secundario del Sistema Interconectado (SI) desde el CDEC SIC, se deberá integrar un AGC en el centro de Control de Contingencia - Las condiciones de operación de este centro de respaldo son especificadas en la Sección 1.7 de estas especificaciones.
- El desempeño del control secundario de frecuencia en el SIC será responsabilidad del AGC quién controlará la potencia de salida de las unidades generadoras participantes, en complemento a la regulación primaria de frecuencia.
- El monitoreo de la reserva secundaria o de regulación con respecto a los límites pre-establecidos será realizado por el AGC.
- El cumplimiento de los estándares de calidad de la frecuencia deberá garantizarse, tanto para las condiciones de operación normales, alerta, emergencia, como para la contingencia simple más severa de generación.
- La excedencia en el cumplimiento de los requisitos de control de frecuencia no será considerada como positiva, ya que representan para el SIC sobrecostos por regulación. Sólo será considerado el sobrecumplimiento como aceptable en previsión de la ocurrencia de contingencias que comprometan la disponibilidad recursos de control secundario que impidan dar cumplimiento a los indicadores de calidad de frecuencia.
- Las unidades generadoras que participarán cada momento en el CSF a través del AGC serán, de preferencia, aquellos que sean determinados por la planeación de la producción en base al orden de mérito económico, ya que los mismos se vinculan a condiciones de operación específica o prevalecientes (hidrología húmeda o seca) que son tomados en consideración cuando se elabora el COP.
- El Plan de Producción o COP¹⁰ - de potencia activa por generador será presentado al despachador en despliegues del AGC.
- Inicialmente, sólo se prevé utilizar la capacidad de controlar la potencia activa de los generadores habilitados para recibir consignas enviadas desde el CDEC SIC, para el control secundario y control de intercambios; sin embargo, no deberá restringirse ninguna funcionalidad a la versión del AGC a integrar.
- La capacidad de control individual o por grupo de un generador podrá ser utilizada para despachar unidades en modo 'Programado' a los fines de realizar un despacho acorde con un plan de producción o COP.
- La entrada o salida al modo de control de un generador o central se realizará telefónicamente solicitando la habilitación del permiso de control - 'Remoto' a la central. Recibida la señalización 'Remota', el despachador colocará la unidad en uno de los modos que permiten control automático de la generación. Será posible definir un Modo Preferente de entrada de control. Este es el modo por defecto en que situará la unidad una vez recibido el cambio de consigna de Local a Remoto, es decir cuando se habilite para que se controle desde el AGC del CDEC SIC.
- Para los generadores y centrales en modo agregado, los parámetros básicos del control del AGC podrán ser cambiados por el operador a los fines de adaptarse a las diversas condiciones operativas del momento. Entre los parámetros bajo el control del operador están, las rampas de carga y descarga, límites superiores e inferiores de regulación y límites superiores e inferiores del Despacho Económico si se implementa.

¹⁰ COP – del inglés current operating plan – plan de producción en curso.

- En los casos de representación agregada de Centrales bajo control del AGC que operen sin individualización de consignas de potencias; las rampas y los límites de regulación provendrán de cálculos realizados en los sistemas de control de las Centrales. Una indicación general de control bajo AGC y del estado operativo compuesto (dentro/fuera), que represente que al menos existe una unidad en este modo será utilizada para determinar el modo de operación de la central.
- La totalidad de la generación supervisada será modelada en el AGC sin menoscabo que esa generación sea 'No Controlable' y su único modo de despacho sea MANL. El uso de modelos agregados para granjas eólicas, centrales conformadas por múltiples motores de combustión interna, solares y generadores térmicos e hidráulicos cuya capacidad sea inferior a los 50 MW, deberá estar soportado de manera que la generación agregada pueda ser utilizada como entradas en los distintos sumarios y cálculos que se realizan tanto en el AGC como en las aplicaciones complementarias que se integren.
- El AGC debe ser completamente integrado al OTS, en dicho sistema la integración del AGC no debe representar ninguna limitación en cuanto a funcionalidad o capacidad de simulación o representación dinámica de los generadores. Una lógica de distribución de la generación de las unidades modeladas de manera agregada en el AGC, permitirá asignar potencia de generación a las unidades que se representen de forma individual en el modelo de la red. En la propuesta de ABB se deberá describir cómo se realizará la redistribución de la generación agregada.

1.5 Configuración de Equipos para implementación del AGC

El AGC será configurado para ser integrado a la plataforma computacional de la nueva versión NM que corresponderá a la versión más reciente liberada que dispondrá el CDEC SIC.

Debe tenerse en consideración, que sólo se actualizarán las licencias vinculantes, es decir, aquellas que formen parte de la nueva versión en el entendido que son inseparables como productos. Para el caso de licencias de terceros, solo se actualizarán aquellas licencias que se requiera como exigencia del cambio de versión.

Un análisis de la utilización de CPU, memoria y requerimientos de espacio en disco deberá ser realizado por ABB para garantizar el óptimo desempeño del AGC en la versión actualizada del sistema Network Manager.

Dado que el CDEC SIC especificó reservas suficientes para garantizar el crecimiento en la cantidad de puntos de SCADA y almacenaje de registros de variables en históricos en el UDW, sin degradación de tiempos de respuesta de ninguna de sus funciones críticas; se presume (sujeto a validación por parte de ABB) - que los mismos servidores de aplicación u otros producto del upgrade, podrán ser utilizados para incorporar el AGC y las aplicaciones complementarias, y que a lo sumo se requerirán expansiones de memoria y en discos duros. Sólo se reemplazarán servidores, enrutadores, switches, estaciones de trabajo y sus monitores y cualquier otro equipo que sean estrictamente necesarios.

Con relación a los vínculos de ICCP, con los cuales se recibe la información relevante del estado de la red y de la generación desde las instalaciones de los Coordinados, una estimación preliminar en base al inventario de puntos a intercambiar para la implementación del AGC, anticipa que no serán necesarias ampliaciones o reemplazos de equipos para un desempeño aceptable, dado que las mediciones individualizadas de la potencia activa generada y estado del generador, que representan la mayoría de las mediciones, ya se reciben y que las indicación adicionales requeridas, como local/remoto, son pocas

comparadas con el universo de puntos de estado que se intercambian en la actualidad. Se ha estimado que a lo sumo el volumen de datos a intercambiar entre analógicos y digitales (Bloques 1 y 2) se incrementará en no más del 10% de los volúmenes actuales. Mientras que para el bloque 5 (comandos del tipo set-point o pulsos) a implementar en la dirección saliendo desde el CDEC, se estima que no serán más de 100 valores.

Las observaciones anteriores no eximen la responsabilidad de ABB de:

Evaluar y dimensionar las capacidades de los nuevos equipos informáticos a los fines de garantizar que:

- No se degradan los tiempos de respuesta del sistema SCADA/EMS.
- La disponibilidad del SCADA/AGC/EMS estará por encima del 99.95%.
- Es posible modelar todos los generadores previstos de participar en el AGC en los próximos tres años y la expansión máxima esperada, indicados en el Anexo "A"
- Se cumple con la tabla de dimensionamiento de variables (Anexo "A"), tanto para la fase inicial, como para las expansiones máximas. Lo anterior, deberá considerar la incorporación de todas señales del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) a la base de datos actual.
- Los subsistemas de alarmas, bitácora de eventos, tendencias instantáneas e históricas se integran al AGC de manera transparente y preservan 100% su funcionalidad.
- Los servidores de enlace ICCP con los Centros de Control de los Coordinados, preliminarmente de ENDESA, COLBUN y AES GENER, son suficientes para soportar los intercambios de información de supervisión y control requeridos, considerando que el CDEC SIC pueda realizar el envío de consignas de potencia activa sobre todos los generadores habilitados.
- Es posible incorporar sin degradación una instancia de ICCP para intercambiar los datos requeridos para el control por medio de AGC de las unidades generadoras del SING.
- Es posible realizar la implementación del Upgrade del SCADA/EMS/OTS/PDS/UDW y del AGC en forma completamente paralela al actual Sistema NM 5.5 en servicio, de manera que se garantice que no se afectará ninguna de sus actuales funciones de supervisión y aplicaciones EMS/OTS del CDC SIC.
- Es posible configurar otra instancia ICCP para intercambiar datos entre el sistema de Producción y la nueva versión del PDS a los fines de transferir a este ambiente, donde se realizarán las pruebas del FAT, todos los datos para permitir la ejecución de las aplicaciones de seguridad de red y de control de generación.

En caso que se determine que la incorporación del AGC en sintonía con el upgrade del sistema NM, requiere el reemplazo de servidores de aplicación, UDW o ICCP, se debe garantizar que la eficiencia y desempeño de tiempo real que permite la base de datos AVANTI no se compromete o degrada, garantizando que:

- El sistema operativo es el mismo que el del SCADA/EMS (Red Hat Linux)
- Existe total compatibilidad entre los servidores de la nueva versión del SCADA/EMS/OTS y los que se tengan que integrar, los cuales serán de una generación más reciente.
- Se utilizará el Window 7 o una versión superior (sujeto al upgrade del sistema NM), como sistema operativo de soporte a las consolas.
- No se deberá afectar ninguna de las funcionalidades, interfaces o aplicaciones existentes.

Independientemente de la propuesta de ampliar o adecuar los servidores en servicio o incorporar nuevos servidores se deberá garantizar que:

- El Interfaz humano máquina que se realiza a través del WS500 preserva toda su integridad y velocidad de interacción con el Despachador.
- Es posible definir una nueva área de autoridad para despachadores que será: Control de Generación.
- El historiador – UDW tiene suficiente capacidad de procesamiento de etiquetas y soporta todos los patrones de almacenamiento de datos considerando la Tabla de Mediciones a Historizar.
- Los servidores de comunicaciones, PCU400, y de enlaces ICCP no se verán degradados de ninguna manera.
- El mantenimiento de los datos fuentes se realizará utilizando la nueva versión del DE400 – Data Engineering bajo el mismo ambiente y bajo los mismos procedimientos de actualización incremental de las bases de datos.
- Los tiempos de conmutación (“switch over”) entre servidores “On Line” y “Stand by” serán similares a los existentes en el SCADA/EMS.

1.6 Condiciones Generales para la Actualización de Versión y Equipos del NM (upgrade)

Como se indicara en la sección 1.5, la actualización tecnológica a proponer será la mínima necesaria para incorporar la versión más reciente del AGC y aplicaciones complementarias al Sistemas SCADA/EMS del CDEC.

En esta sección incorporamos requerimientos generales que se deberán satisfacer:

Versión de NM a Integrar

La versión del NM a integrar será la más reciente liberada para el momento en que se dispongan los servidores en el piso de integración.

En el lapso comprendido entre la revisión de la propuesta de ABB, aclaratorias, definición de alcance final y aprobación del SOW (Documento de Alcance Detallado), firma de contrato y cumplimiento de los desembolsos de anticipo, procura de servidores¹¹ y arribo de los mismos al piso de integración; puede transcurrir un lapso de tiempo lo suficientemente prolongado como para que ABB haya liberado una versión del NM posterior a la 6.4 o haya efectuado actualizaciones parciales a la misma. (Sub-versiones). En el SOW quedará claramente establecida esta condición.

Vigencia de la Versión

La versión del NM a integrar deberá tener una vigencia como “más reciente” de no menos de seis meses. No se aceptarán versiones cuya vigencia sea inferior a este período porque las mismas serán consideradas “puente” entre versiones. En el caso que ABB decida integrar una versión con una vida comercial inferior, deberá actualizar sin costo alguno para CDEC SIC la versión que reemplaza a la versión de corta vigencia. Si ABB anticipa que dentro de los 3 meses de integrada la versión del NM más reciente habrá una nueva versión, ésta deberá notificar a CDEC SIC quien

¹¹ Solo si es necesaria.

tomará la decisión de esperar o autorizar la integración de una versión próxima a ser reemplazada.

Actualizaciones a la Versión de NM del upgrade

A la versión definitiva del NM a integrar a CDEC deberán incorporarse todas las correcciones de errores que se reporten como resultado del FAT y las pruebas SAT. Adicionalmente a estos cambios, cualquier reparación o ajuste (fix) mayor o menor, que se realice a esta versión o versiones anteriores vinculadas con alguna funcionalidad comprendida en el alcance del upgrade, identificadas en otras instalaciones durante el transcurso de la integración y la garantía, deberán ser integrados a la versión de upgrade.

Documentación del NM:

ABB suministrará un juego de documentación, similar a la provista para la versión NM5.5 actualizado de la versión a integrar. Esta será aceptable en inglés o español.

Cambios y Mejoras asociados al upgrade:

La oferta de servicios a ser provista por ABB deberá contener un documento que resuma todos los cambios en tecnología de servidores, redes, sistemas operativos, aplicaciones SCADA, EMS y PMS que representa el cambio de versión.

Desempeño y Porcentajes de Uso de Servidores:

ABB deberá garantizar que el upgrade no sufra deterioro en ningún de los tiempos de desempeño o de interacción con el despachador (llamado de despliegues, alarmas, etc). Como referencia se utilizarán los valores utilizados en la versión actual del NM.

Tampoco se verán afectados los porcentajes de utilización de CPU, uso de la memoria física por equipo y reservas en discos duros.

Historiador - UDW

El historiador como parte del upgrade deberá considerar que será objeto de las expansiones de cantidad de etiquetas para historizar (tags) y de espacio en disco en sus servidores con el fin de preservar la reserva disponible en el NM5.5, y además soportar las inclusiones y requerimientos adicionales de etiquetas y de espacio en disco que serán necesarios como consecuencia de la incorporación del AGC y las aplicaciones complementarias.

Garantía de alcance de upgrade

ABB como propietario intelectual de las aplicaciones NM y de los esquemas de integración de equipos y sistemas operativos será responsable por garantizar que su propuesta de upgrade es integral y que garantiza la reutilización a plena funcionalidad de cualquier licencia de uso, componente o equipo que no sea reemplazado. En caso que posteriormente se determine algún tipo de problema o incompatibilidad, ABB asumirá entera responsabilidad por los reemplazos o pagos de licencias complementarias que pudiesen ser requeridas.

Vida útil del SCADA/EMS

Si para el upgrade se incorporan servidores de reemplazo, expansiones de memoria y de almacenamiento en discos duros, etc. ABB deberá evaluar toda la plataforma de equipos existentes e integrados en la actualidad al SCADA/EMS del NM a fin de certificar que el incremento en la vida útil esperada es uniforme y que no existe ningún equipo que se anticipa tendrá una obsolescencia temprana que comprometa la extensión de la vida útil que se espera como resultado del upgrade. ABB deberá proveer un estimado de la vida útil extendida que resulta del upgrade. En caso que

ABB identifique equipos que comprometan una extensión de la vida útil por un período inferior a 5 años, ésta deberá considerar su reemplazo dentro del upgrade.

1.7 Incorporación del AGC al Centro de Control de Contingencia

El CDEC SIC dispone de un Centro de Control de Contingencia que está distribuido en dos localidades físicas; El Data Center y el Centro de Control de Respaldo.

Data Center: Ubicado en Apoquindo; Donde se encuentran servidores de: SCADA (AS), UDW, DE, DC, PCU-RCM y un Reloj de sincronismo satelital, todos interconectados por una red de datos no redundante que se enlaza por medio de “switches” a un “firewall” que le permite intercambios en dos direcciones:

- Hacia los centros de Control de los Coordinados por medio de un servidor ICCP instalado en una red sencilla ubicada en una zona des-militarizada (DMZ) y
- Hacia los “gateways” de respaldo de los cuatro proveedores de servicios de comunicaciones (Entel, Claro, GTD y Movistar) que le permiten acceder a los servidores principales del Centro de Control ubicados en Lídice.

Centro de Control de Respaldo: Ubicado en Panamericana, posee una configuración enlazada internamente por una red no-redundante a la que se conectan dos consolas de despachadores de tres monitores cada una, un controlador de video-pared (Video Wall) que maneja una configuración de 8 cubos en arreglo de 4x2 y una impresora Láser en blanco y negro. Esta configuración se enlaza por medio de un “gateway”, hacia los servidores ubicados en Apoquindo conformando de esta manera el área de supervisión presencial desde donde operan los despachadores del Centro de Control de Contingencia del CDEC SIC.

En el Anexo B se incluye un diagrama con los detalles de la actual red y arquitectura del Centro de Control Principal y el de Contingencia.

ABB evaluará los requerimientos necesarios en el servidor de aplicaciones SCADA que soportará la nueva versión del sistema NM, capaz de sustentar la funcionalidad del AGC garantizando la supervisión SCADA y el control secundario de la frecuencia, garantizando que no exista ningún tipo de degradación en los tiempos de procesamiento e interacción con el despachador.

No se considera necesario incorporar una tercera consola de despachadores a los propósitos de garantizar el acceso a los despliegues operacionales del AGC, que pueden ubicarse en operación sobre uno de los 3 monitores de la consola ya existentes.

En las pruebas de aceptación en sitio, ABB deberá demostrar que el AGC en el Centro de Control de Contingencia es totalmente funcional bajo condiciones de emergencia.

1.8 AGC – Control Automático de la Generación

1.8.1 Requerimientos mínimos a satisfacer

- El AGC debe minimizar el error de control de área, siendo un valor de cero, el ideal.
- Considerar que a los fines del CDEC SIC, en condiciones normales de operación, el error de control de área (ECA) será el neto filtrado del ruido de demanda de las obligaciones por frecuencia y de intercambio.
- Se podrán seleccionar modos de control de AGC que sólo consideren la obligación de frecuencia o de intercambios o ambas.
- La obligación de frecuencia se determinará a partir de la variación de la frecuencia actual y la programada, considerándose un ajuste por concepto del factor de dependencia “carga-frecuencia”.
- La obligación de intercambio programado será con base a la desviación del intercambio neto programado que pudiese estar habilitada por el despachador.
- Los Modos de Control de AGC podrán ser:
 - Frecuencia Contante (CF) – en la cual el Error de Control de Área – ECA sólo considera la obligación de potencia activa por variación de la frecuencia con respecto a la nominal.
 - Intercambio Constante (CI) – En este modo el ECA sólo considera la obligación de intercambio derivada de la diferencia entre el intercambio real y el intercambio programado.
 - Frecuencia e Intercambio (TLB) – Este modo considera de manera conjunta las dos obligaciones determinando el valor neto de sus contribuciones como el valor del ECA.
- Las unidades individuales de generación y las agregadas (Centrales sin la modelación individual de los generadores) estarán asociados a un modo de operación que definirá su relación para con el AGC, y con las aplicaciones complementarias como el Despacho Económico y el Cálculo de Reserva. Los modos de los generadores a configurar se definen con detalle en el cuerpo de las especificaciones.
- Los cambios de potencia activa (incremento o reducción) podrán ser agregados por central o en forma individual para cada unidad generadora.
- Los cambios de potencia podrán ser en función de la configuración del controlador de central enviados en base a consignas absolutas (Potencia deseada), diferenciales (Cambio de Potencia Solicitada) o Pulsos de Control para subir o bajar potencia, permitiendo una resolución de +/- 7 pulsos de ancho configurable.
- Por criterios de confiabilidad, la distribución de la consigna de error de control por central o unidad generadora, soportará simultáneamente, al menos, dos de los siguientes tipos de control:
 - Central; recibiendo del AGC del CDEC SIC consignas agregadas que deben ser convertidas en el centro de control de la central – PMS, a consignas individuales por generadores utilizando para ello una lógica que permita la adecuada distribución de la consigna.
 - Traspaso de consigna; en la cual el PMS sólo pasa la información de cambio de potencia activa a cada controlador de unidad, aprovechándose únicamente la plataforma existente para intercambio de información.

- Relevada; donde las consignas para uno o más grupos de control de generación (o generadores) son enviados a Centros de Control de Generación del Coordinado, el cual reenvía la consigna a la central de manera agregada o individualizada.
- Directas; en la cual se instala una RTU o controladora para interactuar directamente con el UCS¹², o se configura el UCS para recibir consignas de forma directa por un puerto alternativo para la supervisión y control de la potencia activa para los fines del AGC.
- La determinación del ECA (ACE) efectivo, o Filtrado, será el resultado de aplicar un filtro de ruido de potencia que sea ajustable por el mantenedor del AGC. La aplicación del filtro al ECA será según rangos o bandas de filtrado;
 - Mínimo ECA: Cuando el ECA se encuentra por debajo del límite de mínimo ECA. En este caso el ECA se fija en cero.
 - Filtro Activo: Cuando el valor del ECA crudo se encuentra entre el Mínimo ECA y dentro una banda donde se considera que el ruido puede afectar la regulación secundaria. En este caso se aplica un filtro con dos componentes; un promedio móvil para el cual se predefine el número de muestras a considerar y una componente exponencial de suavizado en donde el tiempo será la variable de ponderación. Con el filtro de promedio móvil se incorporan medidas de peso similar provenientes de muestras pasadas, mientras que con el término exponencial se le asignan ponderaciones decrecientes en el tiempo. Esta combinación lineal de filtros permitirá limpiar la señal de error de control permitiendo que el AGC responda a variaciones persistentes de las obligaciones que integran el ECA. Además permite el desacople de las repuestas por regulación primaria evitando el sobre control que se traduzca en acciones de control innecesarias.
 - Sin Filtro: Situación en que el ECA no se filtra y se pasa toda la señal del ECA para su corrección. Este se habilita ante la excedencia de una banda predeterminedada cuando el ECA es excesivo como consecuencia de un disturbio en la red que afecte el balance carga-generación.
- El AGC deberá considerar que por cada central o unidad asignada al control de la generación secundaria, se establece un sub-lazo cerrado de control del tipo proporcional-integral que deberá monitorizarse a los fines de verificar que cumple con las asignaciones de error de control de unidad que le corresponden (UCE). El lazo de control principal se establece con el fin de minimizar el ECA a partir de los sub-lazos de control de las unidades en control secundario de frecuencia.
- La distribución del ECA filtrado entre los generadores seleccionados para participar en el AGC, será en base a factores de participación de regulación o RPF¹³. Estos factores de participación representan la cuota proporcional de potencia o distribución normalizada del ECA en que deben variar su potencia de salida cada generador en control del AGC - En base a los RPF se calculará el ECU (UCE¹⁴) – Error de control por Unidad multiplicando el RPF por el ECA filtrado.
- Los RPF serán calculados de manera automática por el AGC. Estos serán calculados por separados para subir (RPF+) y para bajar (RPF-) considerando la reserva de regulación disponible en cada sentido y la rampa o variación de potencia por ciclo de control.
- En adición a los RPF calculados por el AGC, el Despachador podrá introducir directamente sobre despliegues de interfaz con el operador, factores de participación fijos por cada generador con potencial de estar en modo de control secundario. El RPF a utilizar para la

¹² UCS- Unit Control System – Sistema de Control de la Unidad Generadora.

¹³ RPF- Del Inglés – Regulation Participation Factors – Factores de Participación de Regulación.

¹⁴ UCE – Del Inglés –Unit Control Error o Error de control de Unidad.

asignación del UCE, será el que resulte del valor normalizado de los generadores en modo AGC en el ciclo de control.

- El uso de factores de participación fijo no permite considerar la reserva de regulación disponible por generador. En caso de no poder acomodar la participación en la variación de potencia correspondiente; la distribución del ECA en ECU se realizará de forma recursiva, es decir, recalculando tantas veces sea necesario factores normalizados de asignación hasta distribuir la totalidad del ECA o hasta agotar la reserva de regulación en cualquiera de los sentidos, subir o bajar.
- Por disposiciones normativas, el gradiente de variación conjunta de cualquiera grupo de generadores que participan en el control del AGC no será inferior a 4 MW/minuto (este valor podrá ser configurable). Este valor podrá ajustarse en el tiempo. Las desviaciones por debajo de este valor serán reportadas como alarmas al despachador.
- El plan de producción de la generación (COP), será provisto diariamente para todos los generadores en el modelo de AGC con base a un despacho horario. El plan de producción de la generación se cargará al ambiente del AGC por medio de un interfaz en Excel®. La resolución del plan podrá configurarse para aceptar intervalos horarios y de 15 minutos, si fuese necesario. El plan podrá ser actualizado en cualquier momento, y el AGC deberá reconocer los cambios realizados en el COP, en un período no mayor a 5 minutos. El plan de producción para cada una de las unidades en el modelo del AGC se considerará una referencia indicativa del plan optimizado que se actualizará para cada hora (o 15 minutos) en los despliegues de operación de tiempo real de uso del Despachador.
- Para definir los intercambios con otra Área de Control de Generación, se deberá disponer de una aplicación que permita cargar los programas de intercambio (compra o venta) por intervalo de tiempo y los respectivos costos en \$/MWhr por transacción. Los intercambios programados netos serán calculados a partir de las transacciones horarias individuales entre pares de agentes. En el ambiente NM esta aplicación, que se integra al AGC es el ITS – “Interchange transaction Scheduler”, la cual deberá integrarse sin limitaciones de funcionalidad.
- Para la aplicación complementaria – ED – Despacho Económico será necesario considerar que para cada generador con una potencia planificada en el COP (hora o 15 minutos) que será ingresada por medio de la aplicación ProdPlan, será posible ingresar por cada intervalo de tiempo, el tipo de combustible y el costo Marginal en \$/MW de cada generador. Estos costos serán utilizados en el Despacho Económico por Orden de Mérito para calcular la potencia económica, los costos de producción y los consumos en unidades generadoras por tipo de combustible. En la tabla de requerimientos se especifica el total de tipos de combustibles que deben soportarse. El interfaz de esta aplicación con el Despacho Económico será similar a la herramienta que permite cargar el ProdPlan.
- Operación en Condiciones Normales y de Contingencia.
El AGC estará en condiciones de reconocer las condiciones del balance carga-generación-Intercambio del sistema a través del valor del ECA filtrado.
 - Se considerará que el sistema está en condiciones Normales cuando el valor del ECA filtrado resultante de las obligaciones de frecuencia e intercambio está por debajo una banda predeterminada configurable por el mantenedor de la aplicación.
 - Para reconocer la condición de Contingencia, el AGC dispondrá de una segunda banda para monitoreo del ECA que es mayor de la banda de operación normal. Cuando el ECA excede la banda normal y hasta el límite de Suspensión del AGC, se considerará que el AGC se encuentra en condición de Asistencia de Emergencia o de Contingencia.

- En la condición de Asistencia de Emergencia o Contingencia, el AGC sigue realizando el control secundario de frecuencia reconociendo que las condiciones son extremas para el control secundario. En esta condición se utilizarán un juego de factores de participación suplementario (RPF+,RPF-) bajo los cuales las exigencias de rampa por regulación pueden ser mayores a las normales, considerando que esta condición tiene un carácter temporal mientras que se toman acciones correctivas automáticas por el AGC o manuales por el Despachador para restablecer el valor del ECA a rangos normales.
- En caso que el CDEC SIC opte por definir unidades con capacidades de Asistencia de Emergencia, el cambio o uso de estos factores de participación suplementarios será de manera automática cuando se detecte la operación en condiciones de contingencia. De igual forma, el retorno al uso de los factores de participación para condiciones normales será decidido por el AGC.
- Modos de Control de los generadores: A los fines del AGC, el estado de los generadores se representará por el modo de operación. Los modos de operación requeridos para la correcta implementación del control automático de generación en el SIC son los indicados en la tabla a continuación:

MODO en Inglés	Descripción
UNAV	Fuera de Línea - No controlable por el AGC - Utilizado para indicar unidad fuera de línea – no disponible para cálculo de ningún tipo de reserva.
AVAL	Fuera de Línea - No controlable por el AGC – Utilizado para indicar unidad fuera de línea – no disponible para cálculo de ningún tipo de reserva.
MANL	Unidad en Línea - No controlable por el AGC – Representa generadores despachados desde la central no controlables por el AGC.
MAND	Unidad en Línea - No controlable por el AGC – Representa generadores despachados desde la central que aceptan recibir instrucciones sobre la potencia a generar para el logro del objetivo del despacho económico del SIC.
BASE	Unidad en Línea - Controlable por el AGC – Representa generadores que operan en una potencia asignada sin posibilidad de variar su salida. La consigna de potencia es enviada desde el CDEC.
BREG	Unidad en Línea - Controlable por el AGC – Representa generadores que operan en una potencia asignada con posibilidad de contribuir a regulación secundaria en una banda en torno al valor de potencia asignada comandado desde el AGC del CDEC. La consigna de potencia y cambios por regulación es enviada desde el CDEC.
AUTO	Unidad en Línea - Controlable por el AGC – Representa generadores cuya potencia es determinada por consignas recibidas desde el AGC del CDEC. La potencia de salida obedece a asignaciones de cambios de potencia para la

	corrección de ECA. Logrado el objetivo de control secundario los generadores, son re-despachados para que operen en la potencia sugerida por el despacho económico.
ECON	Unidad en Línea - Controlable por el AGC – Representa generadores cuya potencia es comandada por el AGC para que operen en la potencia sugerida por el despacho económico.
SCHD	Unidad en Línea –Controlable por el AGC – Representa generadores cuya potencia es comandada por el AGC para que operen en la potencia establecida en el plan de producción.
SREG	Unidad en Línea –Controlable por el AGC – Representa generadores cuya potencia es comandada por el AGC para que operen en la potencia establecida en el plan de producción, pero con capacidad de contribuir con la regulación secundaria dentro de una banda pre-establecida.
TEST	Es un modo que permite enviar consignas o pulsos directamente al generador con el fin de probar como responde el generador. Este modo podrá ser seleccionado para una unidad independientemente del estado operacional del AGC.
SYNC	Es un modo referencia que no tiene impacto alguno en el AGC que de forma automática se reconoce con base a la unidad absorbe potencia activa (MW) y genera por encima de un umbral de reactivos. (MVAR)

- Integración de las Centrales eólicas: En situaciones específicas, el AGC deberá permitir el envío de consignas de reducción de potencia a los centros de control de las Centrales eólicas. Esto con el fin de atender situaciones de agotamiento de reserva de regulación (a la baja) dentro del área de control o de sobrecarga de algún enlace por excedencia de generación. Ambas condiciones serán identificadas por el Despachador quien haciendo uso de despliegues desarrollados con este propósito, podrá seleccionar manualmente el valor de potencia deseada para la granja y habilitar mediante un botón la condición de 'reducción forzada de generación' a fin de transmitir y notificar a la central la solicitud de reducción de generación. Una vez restablecidas las condiciones normales de operación de la red o generación que originaron este requerimiento, bastará con seleccionar el botón de "Cancelar reducción forzada de generación" para que la central vuelva a modo de operación normal, es decir con su potencia controlada desde su centro de operaciones y sin restricciones de límites. Se desea hacer uso de la implementación disponible como ofrecimiento base (Baseline) en la nueva versión del NM como parte de su upgrade, incorporándose solo los ajustes necesarios para que el operador pueda habilitar de forma sencilla una reducción de potencia generada.
- Registro de Tiempo en cada modo: Para cada generador en el modelo de AGC se debe llevar un registro del tiempo en minutos en que ha operado el generador en cada modo. Esta contabilización de minutos en la hora por modo, deberá ser historizada y debe presentarse al Despachador para la hora actual y la hora anterior.

- **Unidad de Control Selectivo:** El AGC llevará un acumulador del error de ECA cuando éste se encuentre por debajo de un valor predeterminado o límite para habilitación del control selectivo. Este límite se fija con un valor mayor al ECA mínimo pero inferior al límite de ECA de Control Permisivo. Este acumulador permite reconocer condiciones de operación en las cuales la magnitud del ECA es tal que su distribución como ECU entre las unidades puede estar en compromiso con el valor del mínimo ECU que acepta el gobernador o ser tal que las acciones de control serían muy pequeñas, siendo en ese caso inconveniente mover todas las unidades de un CCAG. En este caso el AGC deberá identificar la unidad que tiene mayor reserva de regulación a subir o bajar en el momento y aplicar a la misma todo el ECA calculado. La decisión de habilitar de manera automática o no una unidad para realizar control selectivo será potestad del Despachador.
- **Banda de Control Permisivo:** La operación de unidades haciendo uso del potencial de controlar la potencia que tiene el AGC bajo modos de control que no regulan frecuencia, pero que permiten fijar y controlar la potencia de salida establecida por el operador (Modo BASE) o programada siguiendo el plan de producción (modo SCHED); debe considerar la evaluación continua dentro de los sub-lazos de control de potencia activa del impacto que comandos de variaciones de la potencia de salida tienen sobre el ECA del sistema. Es por ello que solamente se enviarán consignas de variación de potencia activa mientras que el ECA actual y el resultante de aplicar la variación de potencia se encuentren dentro de una banda de control permisivo. Dentro de esta banda se permite que el valor absoluto del ECA del área de control se incremente, pudiendo resultar en desviaciones momentáneas de la frecuencia y de los intercambios.
- **Corrección de pequeños ECA:** Cuando el ECA está por debajo del mínimo ECA el valor filtrado del mismo se hace cero. En estas condiciones puede ocurrir que de forma persistente el ECA real se encuentre en una polaridad (positivo o negativo). En este caso se generaría un error de frecuencia o intercambio constante que debe ser corregido ya sea por medio de una unidad en control selectivo o por todas las unidades del grupo de centrales reguladoras que se encuentra activo. Para remediar la ocurrencia de esta situación, el AGC deberá contar con un acumulador (integrador) que permita por medio de la comparación contra un límite, reconocer la presencia de este error constante y accionar un comando o asignación de una señal de ECA de magnitud equivalente al valor promedio del acumulador.
- **Operación en Islas:** El AGC a implementar deberá tener la posibilidad de controlar múltiples islas eléctricas de forma individual. Para el control en islas, se espera que de manera independiente para cada una de las islas la aplicación pueda realizar control secundario de la generación en modo de control de frecuencia constante (CF). El AGC de cada isla no tendrá ningún tipo de degradación o pérdida de funcionalidad. Dado que el CDEC SIC cuenta con las aplicaciones de seguridad integradas al SCADA/EMS se hará uso del Estimador de Estados (SE) para el reconocimiento automático y conformación de islas. Al momento que las islas se agreguen de manera dinámica, y sean reportadas por el SE, se fusionarán los AGC hasta que se consolide una única red en el SIC y se opere en condición normal. De manera manual el operador seleccionará el modo del AGC ya que el mismo se reasignará a Frecuencia Constante al restablecerse una única área de control.

1.9 Requerimientos de Mediciones

Para la correcta implementación del AGC se deben intercambiar datos básicos de medición (analógicos de entrada), de estados (digitales) y de variables calculadas (analógicos de salida) y/o comandos digitales de salida (comandos o pulsos).

La calidad del control secundario es altamente dependiente de la calidad de las mediciones y de la frecuencia de actualización de las mismas.

El AGC debe estar en condiciones de procesar todas las mediciones y estados requeridos desde la base de datos del SCADA, además debe apoyarse en los recursos del mismo para el envío de las consignas o pulsos de control que son requeridos para la ejecución de las acciones de control.

Las mediciones dependen del sistema de medición implementado en cada generador/central: TT/CC, TT/PP, transductores, método de conversión A/D (12,16bits), protocolos, sistemas de comunicaciones, procesos intermedios (ICCP) y del estado de mantenimiento general y calibración de todos los anteriores; por lo crítico que resultan, la posibilidad de disponer de redundancia de medidas y que el AGC las pueda utilizar, es un requerimiento.

1.10 Tipos de mediciones

Medidas Analógicas:

Como datos de entrada el AGC deberá soportar mediciones de:

- Frecuencias, al menos una por central, idealmente una por generador.
- Potencia Neta Activa de cada generador en MW.
- Potencia Bruta Activa de cada generador en MW y Carga Auxiliar en MW. (solo si no está disponible la potencia neta).
- Potencia Activa en cada una de las líneas de intercambios
- Potencia Reactiva de los generadores con opción de operar como compensador sincrónico. (es solo para uso referencial para determinar si un generador está operando en este modo)
- Temperatura ambiente - En los casos de complejos térmicos del tipo turbinas de ciclo abierto o combinado.
- Presión ambiental en PSGI - En los casos de complejos térmicos del tipo turbinas de ciclo abierto o combinado.
- Potencia Activa de cargas no conformes que perturban la regulación.

Mediciones de campo calculadas (utilizadas para los casos de generadores modelados de manera agregada o en la modalidad de control por grupo)

- Potencia total activa generada por las unidades de la central agregada o en grupo.
- Límite de regulación superior resultante de las unidades en servicio y bajo control secundario subordinado.
- Límite de regulación inferior resultante de las unidades en servicio y bajo control secundario subordinado.
- Rampa equivalente de toma de carga resultante de las unidades en servicio y bajo control secundario subordinado.
- Rampa equivalente de reducción de carga resultante de las unidades en servicio y bajo control secundario subordinado.

Medidas Digitales:

- Interruptor indicador de estado # 1 del generador – A utilizar en los casos que el estado de sincronismo en la red del generador se determine por un solo interruptor. Este puede ser tele-medido o el resultado de un valor calculado.
- Interruptor indicador de estado # 2 del generador – A utilizar en los casos que el estado de sincronismo en la red del generador se determine por una condición de un segundo interruptor. Este estado se determinará por una condición lógica “Or” o “cualquiera que esté cerrado la unidad está en servicio”.
- Indicador Servicio/Fuera de unidad agregada – Punto ficticio para representar si al menos una unidad dentro de la central está en modo de regulación secundaria y en condiciones de recibir consignas agregadas.
- Unidad en modo LOCAL/REMOTO – Siendo LOCAL cuando el control del generador lo realiza la central – REMOTO cuando el mismo lo realiza el CDEC para fines de control secundario o despacho económico.
- Unidad en modo GRUPO/INDIVIDUAL– Siendo GRUPO un indicador global para señalar que la unidad de generación se controla mediante consigna conjunta. INDIVIDUAL cuando el generador es controlado por el AGC de forma individual.
- Unidad en ciclo ABIERTO/COMBINADO – Se utiliza para reconocer si la unidad está operando en ciclo abierto o combinado.

Consignas y Pulsos:

- Potencia solicitada en MW– se aplica a unidades controladas por consignas (setpoints). Corresponde a la potencia deseada calculada por el AGC – ésta ya considera el ECU.
- Pulso: representa un valor numérico entre (-7,+7) que se asocia a un ancho de pulso (o variación de potencia en MW) que el controlador de potencia activa de una unidad o/ central es capaz de reconocer. Como mínimo se espera se soporten dos tipos de pulsos en cada sentido (-2,+2) – Pulso Largo/Pulso Corto.

1.11 Redundancia de la Mediciones Analógicas

Por lo crítico que resulta la disponibilidad de mediciones de potencia en generadores y líneas de interconexión, a los fines del monitoreo y seguimiento de las acciones de control, el AGC soportará una segunda medición y adicionalmente se podrá hacer uso de las mediciones provenientes del estimador de estados como medición de referencia en el caso que ambas mediciones provenientes del SCADA estén indisponibles o que sólo se disponga de la medición primaria y ésta falle.

La medición elegida estará a disposición del AGC y podrá ser cambiada por el operador a voluntad en caso que considere que una medida es preferente con relación a la otra.

En operación regular, la selección de las medidas será automática, permitiendo al AGC la selección entre primaria y alterna. En el caso de error de tele medida, el AGC seleccionará la medida sin error. En caso de falla de la medida principal y de no existir medida alterna o estar en falla se seleccionará la medida proveniente de estimador de estados.

1.12 Condiciones a cumplir por las Medidas Analógicas

1.12.1 Mediciones de Potencia Activa

Se dispondrán de medidas con una recurrencia de actualización igual a la duración de los ciclos de control del AGC, definidos en 4 segundos. Adquisiciones periódicas mayores podrán existir, pero en ningún caso excederán de 5 segundos totales en desplazamiento acumulado. Es decir, el tiempo total medido desde que se captura la medición en el equipo y hasta que llega al PCU o Servidor ICCP, para su procesamiento dentro del subsistema de adquisición de datos.

El AGC utiliza los datos crudos del SCADA ya que los retardos por actualización de los valores determinados por el estimador de estado introducen errores de control que reducen la precisión de los sub-lazos de control de generación. El uso de medidas estimadas sólo será habilitado en caso de requerirse la unidad para control secundario y no disponer de telemedida de potencia actualizada.

El uso de los valores crudos obliga a la disponibilidad de medidas bien calibradas, con precisiones iguales o inferiores al 1% y lo más libre del ruido posible.

A los fines de eliminar picos aleatorios se requiere disponer de un filtro adaptativo sencillo de Kalman de primer orden del tipo:

$$Medida_t = Medida_t * Alfa + Medida_{t-1} * (Alfa - 1)$$

Donde Alfa tomara valores sintonizables entre 0 o 1.

1.12.2 Mediciones de Frecuencia

Las medidas de frecuencia provendrán de mediciones que en origen tengan una clase de precisión 2 ANSI, esto es, 2% de error, u otra Clase de menor error. Estas tendrán una tasa de actualización entre 2 y 4 segundos.

Para el caso de la frecuencia, se dispondrá de la posibilidad de seleccionar entre no menos de 10 mediciones de referencia. El mantenedor del AGC podrá establecer una prioridad en la selección para su uso de las medidas de frecuencia. El AGC excluirá las medidas que se encuentren con error de telemetría.

La selección de la medida de frecuencia a utilizar para determinar la obligación de frecuencia podrá ser:

- Automática, en cuyo caso el AGC selecciona la frecuencia que tenga la más alta prioridad y no tenga error de tele medida,
- Manual – en donde el despachador selecciona la frecuencia a utilizar.
- Promedio – Es una variante de la selección automática de frecuencia en donde las frecuencias seleccionadas por el Despachador que no tengan error de telemetría son promediadas.

1.12.3 Mediciones de variables ambientales:

Estas podrán actualizarse en intervalos de 5 minutos, siendo su precisión deseada en ± 0.5 unidades.

1.12.4 Condiciones a cumplir por las Medidas de Estado

Las indicaciones de estado requeridas por el AGC deberán actualizarse por excepción con barridos periódicos de refrescamiento. El SCADA del NM provee la actualización de los estados en un tiempo inferior a la duración de los ciclos de AGC.

1.12.5 Condiciones a cumplir por las Consignas y Remisión de Pulsos

Aunque el AGC sea el que determine el valor de consigna de la potencia deseada o el número de pulsos a subir/bajar necesarios dentro del sub-lazo de control de una unidad o central (agrupada o agregada), el envío de éstas, se realizará apoyado por el sistema de adquisición de datos del NM. Los tiempos de envío de consignas por medio del PCU a canales de comunicación que controlan RTU y/o vínculos de ICCP están por debajo de dos ciclos de AGC, tiempos considerados como suficientes para el logro de los objetivos de control.

1.13 Cálculo de Reserva - RES

La función cálculo de reserva se considera una aplicación íntimamente asociada al AGC y como tal parte del alcance del suministro comprendido en esta especificación.

Las reservas indicadas en esta sección deberán ser calculadas a partir de los mismos datos de los generadores que se utilizan para el AGC como son; la potencia leída, límites económicos, regulación y seguridad, regulación de velocidad, etc.

La frecuencia de actualización de las magnitudes calculadas de reserva será modificable por el despachador, siendo su periodicidad mínima de un minuto.

Las violaciones en cualquiera de los límites de reserva especificados serán notificadas al operador por medio de alarmas. Para la notificación de restablecimiento de condiciones normales de reserva (dentro de los límites predeterminados) se dispondrá de una banda muerta ajustable por el despachador. La prioridad de la alarma será configurable por tipo de reserva.

1.13.1 Tipos de Reserva

Se requiere disponer de los siguientes tipos de reservas:

- **Reserva Fuera de Giro** – se determina como la porción de la reserva en línea de los generadores que no se considera reserva en giro, ya que no se puede contar esa capacidad de generación dentro del intervalo de tiempo en que se evalúa la reserva en giro.
- **Reserva Pronta** – Se calcula como la sumatoria del límite superior de capacidad de todos los generadores que se encuentran fuera de línea y que pueden estar disponibles para ser arrancadas (Modo AVAIL)
- **Reserva Operativa** – Corresponderá a la suma de la reservas en giro y fuera de giro.
- **Máxima contingencia Previsible** – Se calculará como la máxima generación presente entre todos los generadores que se encuentran en línea.

1.13.2 Presentación de Resultados

Los resultados se presentarán en despliegues de:

- Resumen de las reservas por tipo para el SIC.
- Resumen de las reservas por tipo por Central.
- Resumen de las reservas por tipo por Generador.
- Resumen de las reservas por tipo de tecnología de generación. Los tipos de tecnologías serán configurables y se deberán soportar hasta el máximo de tecnologías indicadas en la Tabla de Dimensionamiento en el Anexo A.

1.13.3 Reservas disponibles en el producto Base del NM

Se considera que los cálculos de los montos de reserva que se realizan para satisfacer los requerimientos del WECC cumplen con los requerimientos de esta especificación. Esta ofrece opciones parametrizables por el Despachador que flexibilizan futuras configuraciones que tienen aplicación práctica en el CDEC. Se solicita que la misma se suministre habilitada para su uso regular en el ambiente de las aplicaciones de control de generación.

1.14 Disponibilidad del AGC

El AGC es una aplicación considerada crítica dentro del Centro de Control de CDEC, por tal motivo, además de una disponibilidad por encima de 99.95% que comparte con las funciones críticas del SCADA/EMS del CDEC, se debe garantizar que la propia aplicación pueda activarse para control de manera automática siempre que:

- Las condiciones de la red lo permitan.
- Se tengan, al menos, un generador en modo de control secundario y,
- Se disponga de un juego de mediciones consistente que esté disponible para las decisiones de control.

El AGC tendrá tres modos de operación:

- **ON - En Servicio** - Cuando el AGC adquiera regularmente los datos requeridos para realizar los sub-lazos de control secundario; disponga de unidades habilitadas para este modo y la frecuencia se encuentre en un rango de valores en que se considere que sin asistencia de la regulación primaria es posible corregir la frecuencia hasta el valor programado. La entrada en este modo será automática, al reunirse las condiciones operacionales. El Despachador podrá manualmente sacar el AGC fuera de servicio si las condiciones así lo ameritan. En este caso solo entrará en servicio cuando el operador lo active de nuevo.
- **Tiempo de Espera** - Este modo se habilitará de forma automática. Bajo el mismo, el AGC realizará todas las funciones de monitoreo y cálculos internos pero bloqueará la emisión de comandos. En este estado se entra en las siguientes condiciones:
 - Por excedencia de límites pre-establecidos de:
 - ECA
 - Frecuencia del sistema
 - Desvió del intercambio neto
 - No hay unidades en modo controlable por el AGC

De este estado se sale de manera automática, cuando el AGC reconozca que se restablecieron las condiciones para estar - En Servicio (ON).

- **Suspendido** - También se habilita en forma automática al expirar un periodo de tiempo máximo que se establece para el estado de Tiempo de Espera. Al igual que en modo Tiempo de Espera el AGC realiza todas las funciones de monitoreo y cálculos internos pero bloquea la emisión de comandos. El retorno al modo En Servicio (ON) lo tiene que realizar el Despachador.

1.15 Condiciones para emisión de Alarmas

Sin ser limitativos en cuanto a las alarmas que debe generar el AGC a los fines de alertar al operador de condiciones de operación y funcionamiento, relevantes al funcionamiento continuo del AGC y la ejecución del control secundario, a continuación se listan las situaciones para las cuales se debe garantizar la emisión de una alarma que el operador deberá tomar acciones preventivas o remediales.

- Cambio de estado operacional del AGC – Cada transición de Estado Operacional del AGC generará alarmas. ON-Suspendido; On-Tiempo de Espera; Tiempo de Espera-On; Tiempo de Espera-Suspendido; Suspendido-ON.
- Excedencia de Límite de Reserva para Regulación a subir o bajar: La reserva para regulación a subir y bajar será monitoreada ciclo a ciclo de control y comparada para ambos sentidos contra límites definidos por el operador. En los casos de excedencia de cualquiera de los límites se emitirá una alarma al operador.
- Agotamiento de la reserva de regulación a subir o bajar. En condiciones que resulten imposibles redistribuir la totalidad del ECA entre ECUs de unidades que realicen control secundario.
- Cuando la rampa total conjunta en incremento o disminución de las unidades regulando (AUTO o BREG, SREG) es inferior a un límite pre-establecido. En la actualidad este valor para el CDEC SIC es de $\pm 4\text{MW/min}$.
- AGC en Asistencia de Emergencia o Contingencia – Esta alarma se emitirá la primera vez que el ECA al rango de valores comprendido entre la banda de Operación normal y la banda límite de Suspensión del AGC.
- AGC suspendido: Cuando el ECA excede la banda límite de Suspensión del AGC y luego de un tiempo en “Modo Tiempo de Espera” pasa a modo de Control a Suspendido.
- AGC retornando a condición normal – Cuando una vez reportada una alarma de estado en Modo de Asistencia y se retorna a la banda de operación normal del AGC.
- Conformación de Isla y operación del AGC en modo multi-isla y de retorno a condición normal.
- Excedencia/deficiencia de energía neta en el intercambio programado con otra área de control.
- Diferencia entre medida principal y alterna de alguna medición por encima de un umbral especificado.
- Ausencia de suficientes mediciones válidas para calcular el intercambio neto del área.
- Ausencia de medición válida de frecuencia.
- Medición de potencia de algún generador en servicio excede los límites de operación del generador.
- Cambios en el modo de operación de los generadores.
- Limitación de generación en Eólicas – En las condiciones que se limite la generación de algún parque eólico, ya sea por necesidad de regulación suplementaria a la baja (por agotamiento de la misma en el CCAG activo) o ajuste de una sobre carga en un enlace de transmisión, se emitirá una alarma para notificar la ocurrencia y el retorno a su estado normal de operación.

1.15.1 Alarmas asociadas a sistemas complementarios

Tipos de reserva por debajo del valor límite especificado y su retorno a su estado normal de operación.

1.16 Requerimientos de Interacción con el Despachador (Despliegues)

- La interfaz con el despachador será a través de un interfaz humano máquina común, es decir que se utilizará el WS500 del SCADA/EMS del Network Manager en su nueva versión, a través de despliegues específicos desarrollados para de control automático de generación (AGC).
- Estos despliegues serán los del producto base del AGC explotando al máximo las facilidades de presentación de despliegues tabulares que ofrece el NM-Tab. Para presentaciones más figurativas y gráficas se utilizarán despliegues desarrollados en PED-500.
- La entrada de datos por parte del Despachador en los despliegues deberá ser segura, es decir con extensiva validación de datos de entrada de forma que ninguna entrada errónea de datos comprometa la integridad de la aplicación.
- El soporte de visualización de datos recientes o del pasado será por medio de los recursos que ofrece el UDW para graficar y extraer datos.
- El cambio de modo de Operación del AGC (En servicio, Suspendido) será mediante el accionamiento de un Botón de Activación que estará disponible en los despliegues principales del AGC.
- Los cambios de modo de los generadores que son seleccionables por el despachador se realizarán por medio de menús con opciones de selección predefinidas. En la selección de un modo se realizará una verificación de que el modo elegido es válido para la unidad y que se cumple con las condiciones mínimas para pasar a ese modo.

1.17 Medición del Desempeño del AGC – Despliegues y Reportes

El AGC permitirá la presentación en Despliegues y Reportes de información asociada al desempeño del AGC a nivel del área de Control y de las unidades que estuvieron bajo el control de esta aplicación.

Los reportes serán elaborados bajo pedido del despachador e impresos en archivos en formato electrónico.

El contenido de cualquier reporte podrá ser exportado como registros en formato .csv.

Los reportes permitirán definir de forma sencilla e interactiva criterios, haciendo uso de menús desplegables de selección por listas u opciones, las fechas, nombres de generadores y modos de AGC que se utilizarán como filtros. Una opción a considerar será 'Sin filtro'.

Los reportes podrán ser desarrollados en Access® o Excel® y serán referidos al Área de Control de Generación y a las Unidades de Generación, agregadas u operando en modo

grupo. En el Anexo “C”, se presenta el formato de referencia para la confección del informe de desempeño de las unidades generadoras que participan en AGC.

1.17.1 Resumen de Desempeño de Generadores bajo AGC

Se requiere que, a partir de la información historizada en el UDW se desarrolle para el uso de los despachadores y otras reparticiones del CDEC SIC, un despliegue que reporte el comportamiento del AGC durante un determinado periodo de tiempo, el cual será denominado como; “**Resumen de Desempeño de Generadores bajo AGC**”

Este despliegue permitirá resumir en un arreglo del tipo tabular información relacionada con el desempeño de las unidades que participan en el AGC.

El reporte será interactivo permitiendo al Despachador seleccionar:

- Fecha - Hora de Inicio
- Fecha - Hora Final
- Modo de Operación – Todos los modos, AUTO- BREG-SREG, ECON,BASE,SCHED
- Controlable por AGC – Bajo Control de AGC en el Periodo / Todas las Controlables
- Campo de ordenamiento:
 - Por Generador/Todos
 - Fecha /Todos

El contenido de este despliegue/reporte bajo las opciones seleccionadas será:

- En la cabecera del reporte:
 - Fecha - Hora de Inicio
 - Fecha - Hora Final
 - Criterio de Selección de los generadores (Modo de Operación – Controlable por AGC)
 - Criterio utilizado para ordenamiento.
- En el cuerpo del despliegue/reporte y en forma tabular presentará:
 - Nombre del Generador
 - Fecha -Hora de inicio en modo de control de AGCi – donde i es cualquiera de los modos controlables del AGC.
 - Fecha –Hora final en modo de control de AGCi -- donde i es cualquiera de los modos controlables del AGC.
 - Origen del Control (Local/Remoto)
 - Modo de control
 - Potencia promedio generada en el rango de tiempo en el modo AGCi.
 - Potencia máxima generada en el rango de tiempo en el modo AGCi.
 - Potencia mínima generada en el rango de tiempo en el modo AGCi.
 - Cantidad de solicitudes de Incremento (veces que sube la unidad)

- $\sum_1^{15\text{ciclos}}$ Cantidad de Cambios de Consigna de Incremento
- Cantidad de solicitudes de Decremento (veces que baja la unidad)
- $\sum_1^{15\text{ciclos}}$ Cambios de Consigna de Decremento
- Cambios de signo de regulación (transiciones de subir a bajar o viceversa)
- $\sum_1^{15\text{ciclos}}$ Cambios de Signos de Consigna
- MW solicitados en incremento
- $\sum_1^{15\text{ciclos}}$ Consigna para Incremento de MW
- MW solicitados en decremento
- $\sum_1^{15\text{ciclos}}$ Consigna para Decremento de MW
- MW efectivamente incrementados
- $\sum_1^{15\text{ciclos}}$ Incremento de MW basado en Potencia Telemedida
- MW efectivamente reducidos
- $\sum_1^{15\text{ciclos}}$ Decremento de MW basado en Potencia Telemedida
- Desempeño del Generador en Incrementos en % calculado como
- $$\frac{\sum_1^{15\text{ciclos}} \text{MW efectivamente incrementados}}{\sum_1^{15\text{ciclos}} \text{MW solicitados en subir}} * 100$$
- Desempeño del Generador en Decrementos en % calculado como:
- $$\frac{\sum_1^{15\text{ciclos}} \text{MW efectivamente decrementados}}{\sum_1^{15\text{ciclos}} \text{MW solicitados en bajar}} * 100$$

Considerando que la cantidad de columnas de información solicitadas es elevada, el contenido del reporte podrá presentarse en múltiples vistas o páginas.

1.17.2 Reportes de Indicadores NERC - CPS1 y CPS2

Se requiere que el sistema calcule y almacene en el UDW los indicadores CPS1 (asociado al control de la frecuencia) y CPS2 (para medir el desempeño en el control de intercambios).

Estos indicadores se presentarán en despliegues y reportes en los formatos estándar disponibles en el producto de base de la nueva versión del NM (Baseline).

Los mismos serán utilizados como referencias alternas a la evaluación del desempeño de la frecuencia y gestión de intercambios.

1.18 Recursos para Sintonización del AGC

Estos despliegues estarán orientados a permitir la sintonización de parámetros generales del AGC y de parámetros propios del control de los generadores.

Debido a que en CDEC SIC existen dos condiciones operacionales relacionadas con la generación que están claramente definidas en función de la predominancia de la generación Hidro o la Térmica, se requiere que los parámetros de sintonización puedan ser almacenados en un archivo y recuperados a voluntad del responsable de la sintonización. Adicionalmente y durante pruebas de sintonización es probable que se quiera tener almacenados juegos de parámetros mientras se evalúa el impacto de algún ajuste. En consecuencia se requiere de la posibilidad de almacenar grupos de parámetros en archivos recuperables. Se requiere de como mínimo contar con la posibilidad de almacenar 10 casos de parámetros.

El AGC deberá disponer de despliegues de sintonización, recursos para registros histórico y de presentación de gráficas de tendencia para los parámetros de ámbito general del AGC y para los asociados a los generadores.

Además los generadores deberán disponer de un modo TEST que posibilite de enviar comandos de prueba a los generadores con el fin de poder sintonizar adecuadamente las unidades y sus parámetros de respuesta para los distintos CCAG que participarán en el control secundario de la frecuencia del SIC.

En la nueva versión del UDW deberán configurarse etiquetas de almacenaje para tres tipos de variables; las del área de control de generación, las vinculadas a los generadores controlables y las asociadas a todos los generadores en el modelo del AGC.

La frecuencia de almacenado y el período de retención será el especificado en la Tabla 1 - Variables a Historiar para Sintonización de AGC y Aplicaciones Complementarias.

En la Tabla 2 - Variables a Historiar para Elaboración de Reportes de AGC y Aplicaciones Complementarias, se presentan las variables que deben ser almacenadas en el UDW a los fines de la preparación de reportes de desempeño y de soporte a las aplicaciones complementarias.

Tabla 1 - Variables a Historiar para Sintonización de AGC y Aplicaciones Complementarias

Ámbito	Descripción	Frecuencia de Historizado	Tiempo de Historizado
Unidades controlables	Potencia Generada Telemedida (PO)	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Potencia Deseada para el Generador (POD)	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Potencia Neta Suavizada del Generador (PWGENX)	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Potencia Programada del Generador (desde el COP)	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Comando enviado a la unidad (PULSCN)	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Modo de Control de la Unidad	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Indicador Local/Remoto	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	RPF+ Factor de Participación de Regulación a Subir	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	RPF- Factor de Participación de Regulación a Bajar	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	EPF+ Factores de Participación Económicos a Subir	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	EPF - Factores de Participación Económicos a Bajar	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	ECU - Error de Control de Unidad	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Límite Superior de Regulación	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Límite Inferior de Regulación	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	MECU - ECU Modificado del generador	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Consigna del Generador (set point)	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Valor de Pulso	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Contador de reintento de Comandos	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Rampa en uso en incremento	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Rampa en uso en decremento	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Potencia en retardo esperada (SUM1)	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Error de seguimiento en retardo (SUM2)	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Generación desfasada de la unidad (SUM3)	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Respuesta a generación desfasada (SUM4)	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Diferencia integrada entre el ECU y MECU (SUM5)	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables	Tasa de respuesta de la unidad (SUMP)	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables*	Límite Superior Económico	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables*	Límite Superior Económico	Ciclo de AGC	72 horas
Unidades controlables*	Contribución por cambio en potencia económica del generador (PE)	Ciclo de AGC	72 horas
Área de Control	Frecuencia Actual del Sistema	Ciclo de AGC	72 horas
Área de Control	Modo de Control del AGC	Ciclo de AGC	72 horas
Área de Control	ECA Crudo	Ciclo de AGC	72 horas
Área de Control	ECA filtrado	Ciclo de AGC	72 horas
Área de Control	Bias de Frecuencia en uso	Ciclo de AGC	72 horas
Área de Control	Desviación de la frecuencia con respecto a programada	Ciclo de AGC	72 horas
Área de Control	Obligación de Frecuencia	Ciclo de AGC	72 horas
Área de Control	Obligación Por Intercambio	Ciclo de AGC	72 horas
Área de Control	Carga Interrumpible Disponible	Ciclo de AGC	72 horas
Área de Control	Generación Total del Sistema	Ciclo de AGC	72 horas
Área de Control	Intercambio Neto	Ciclo de AGC	72 horas
Área de Control	Intercambio Programado	Ciclo de AGC	72 horas
Área de Control	Desviación del Intercambio con respecto al programado	Ciclo de AGC	72 horas
Área de Control	Margen de Regulación de MW para Subir	Ciclo de AGC	72 horas
Área de Control	Margen de Regulación de MW para Bajar	Ciclo de AGC	72 horas

* - Variable asociada a aplicación complementaria

Tabla 2 - Variables a Historiar para Elaboración de Reportes de AGC y Aplicaciones Complementarias

Ámbito	Descripción	Frecuencia de Historizado	Tiempo de Historizado
Área de Control	Frecuencia Actual del Sistema	Máxima resolución	2 años
Área de Control	Modo de Operación del AGC (CF,TLB,CNI)	Por cambio	2 años
Área de Control	ECA Crudo	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control	ECA filtrado	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control	Bias de Frecuencia en uso	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control	Desviación de la frecuencia con respecto a programada	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control	Frecuencia Programada	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control	Obligación de Frecuencia	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control	Intercambio Neto	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control	Intercambio Programado	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control	Desviación del Intercambio con respecto al programado	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control	Obligación de Intercambio	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control	Intercambio inadvertido de Energía Exportada	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control	Intercambio inadvertido de Energía Importada	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control	Carga Interrumpible Disponible	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control	Margen de Regulación de MW para Subir	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control	Margen de Regulación de MW para Bajar	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control	Generación Total del Sistema	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control	NERC- CPS1	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control	EPSILON 10 Minutos	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control	EPSILON 1 Minuto	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control*	Reserva en Giro Total	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control*	Reserva en Giro Requerida	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control*	Reserva Disponible Total	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control*	Máxima Contingencia de Generación	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control*	Límite para alarma de Reserva Rodante Deficitaria	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control*	Costo Instantáneo del Área de Control de Generación	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control*	Promedio móvil de frecuencia 1 minuto	Promedio 1 min.	2 años
Área de Control*	Costo incremental por Hora del Área de Control (AUTO,ECON)	5 minutos	2 años
Área de Control*	Costo incremental por Hora del Área de Control (AUTO,ECON,MAND)	5 minutos	2 años
Área de Control*	Costo incremental por Hora Área de Control (Unidades en línea)	5 minutos	2 años
Área de Control*	Costo incremental por Hora del Área de Control (Todas en ED)	5 minutos	2 años
Área de Control*	Tipo de Combustible en uso por generador	Por hora	2 años
Área de Control*	Costo de producción del Área de Control	Total por Hora	2 años
Área de Control*	Costo de producción por Central	Total por Hora	2 años
Área de Control*	Costo de producción por Generador	Total por Hora	2 años
Área de Control*	Costo de producción por Tipo de Tecnología	Total por Hora	2 años
Área de Control*	Consumo de Combustible por Área de Control	Total por Hora	2 años
Área de Control*	Consumo de Combustible por Central	Total por Hora	2 años
Área de Control*	Consumo de Combustible por Tecnología	Total por Hora	2 años
Unidades controlables	Solicitud de Incremento de Potencia	Total por Hora	2 años
Unidades controlables	Respuesta al Incremento de Potencia	Total por Hora	2 años
Unidades controlables	Cantidad de Solicitudes de Cambios de Potencia al Subir	Total por Hora	2 años
Unidades controlables	Solicitud de decremento de Potencia	Total por Hora	2 años
Unidades controlables	Respuesta al decremento de Potencia	Total por Hora	2 años
Unidades controlables	Cantidad de Solicitudes de Cambios de Potencia a Bajar	Total por Hora	2 años
Unidades controlables	Cantidad de Cambios de Signo de Consigna (inversiones)	Total por Hora	2 años
Unidades controlables	Índice de desempeño de la Unidad a la Baja	Fin de Hora	2 años
Unidades controlables	Índice de desempeño de la Unidad al Incremento	Fin de Hora	2 años
Unidades controlables*	Valor de Potencia Económico –Complementarios	5 minutos	2 años
Generadores en Modelo AGC	Modo de Control de la Unidad	Por cambio	2 años
Generadores en Modelo AGC	Potencia base generada por la Unidad	Promedio 1 min.	2 años
Generadores en Modelo AGC	Generación según programa de Producción	Promedio 1 min.	2 años

* - Variable asociada a aplicación complementaria

1.19 Consideraciones del AGC relacionadas con su integración al OTS del CDEC SIC

Una vez implementada la nueva versión del OTS, deberá reconfigurarse a los fines de integrarse al AGC objeto de esta especificación.

El OTS del NM tiene embebido dos funcionalidades relacionadas con el despacho de la generación; el Control Carga Frecuencia CCF- o LFC¹⁵ y un Despacho Económico –DE (ED). En conjunto simulan el comportamiento de las unidades de generación en respuestas a cambios de la demanda e intercambios netos con áreas externas, y por minimización de costo. Los cambios de demanda producen un desbalance entre las potencias eléctricas (demanda) y las mecánicas (con que se accionan los generadores) traduciéndose en variaciones de frecuencia que el LFC convierte en acciones de control secundario simuladas.

Por su parte el ED acciona cambios simulados de la generación con el fin de ubicar los valores de potencia generada en los puntos donde minimizan el costo total de producción.

Las funcionalidades antes mencionadas serán reemplazadas por un AGC que será idéntico a su versión de tiempo real el cual se integrará al modelo del Centro de Control -CCM¹⁶ del OTS.

El OTS en la actualidad cuenta con un AGC interno simulado orientado a representar el área de control de generación del SIC y un módulo de AGC externo, con el cual se simula el comportamiento del control carga frecuencia de las áreas externas.

En la configuración actual el módulo del AGC interno interactúa con el Simulador del PSM¹⁷, situándose entre el modelo del Centro de Control -CCM y el Simulador el Sistema de Potencia - PSM. Tanto el CCM como el PSM son subsistemas del OTS.

El programa del AGC del CDEC SIC se integrará al CCM mientras que el módulo que simula la de respuesta de los generadores a comandos del AGC se mantendrá como parte del PSM. Las acciones de control asociadas a los sub-lazos de control de los generadores (consignas o pulsos) serán enviadas por el AGC del NM al módulo de simulación de respuesta de los generadores del PSM que procesará los cambios de potencia solicitados simulando la respuesta en tiempo considerando la rampa de respuesta del generador y los límites superior e inferior de regulación. La potencia resultante de esta simulación en tiempo se acoplará al modelo dinámico del generador para producir la salida de potencia que utiliza el flujo de carga del PSM para determinar la solución de la red que será insertada mediante el enlace SCADA a la base de datos de tiempo real de mediciones y estados, como si proviniera desde un sistema de adquisición de datos real, a partir del cual todos los subsistemas de SCADA como Alarmas, Eventos, tendencias, históricos, despliegues y tabulares, controles, etc; se comportarán como el SCADA/EMS real. ABB deberá evaluar si en la versión del AGC que implemente (dado el upgrade del Sistema SCADA/EMS/OTS) el requerimiento anterior se mantiene o viene incorporado en esa última versión.

Cualquier aplicación complementaria que decida incorporarse al alcance de la procura deberá integrarse al OTS para que realice las mismas funciones que en tiempo real bajo interfaz humano-máquina idéntico al de producción.

¹⁵ LFC – Load Frequency Control – Control Carga - Frecuencia

¹⁶ CCM- Control Center Model - Comprende los de SCADA, Alarmas, Historiador y aplicaciones EMS.

¹⁷ PSM- Power System Model – Corresponden a todos los módulos que simulan el comportamiento del Sistema de Potencia bajo dinámicas de largo plazo.

1.19.1 Limitaciones actuales del OTS de NM 5.5

Se espera que en la nueva versión del OTS desaparezcan o disminuyan las limitaciones del OTS del NM 5.5 en cuanto al AGC. De esta forma, en la integración del AGC se debe tener presente las actuales restricciones si es que se mantiene alguna de estas limitaciones:

El OTS solo simula generadores de forma individual o agregados (que a los fines prácticos es un generador)

No se soportan AGC jerárquicos en donde las consignas de distribución de ECA puedan ser enviadas a un Centro de Control de Generación que de manera simulada pueda reasignar su participación en el ECA como ECU a las unidades que le pertenecen.

Las Indicaciones no vinculadas al PSM (que no resulten de la simulación dinámica y del flujo de potencia) deben ser definidas con señales digitales extendidas – como es el caso de las señales Local/Remoto, Unidad en Ciclo-combinado, etc.)

Las Mediciones no vinculadas al PSM (que no resulten de la simulación dinámica y del flujo de potencia) deben ser definidas con señales analógicas extendidas – como es el caso de rampa y límites de regulación de las unidades agregadas, temperatura y presión, etc.

El despacho económico del área Externa está basado en curvas de costo incrementales y no es un despacho secuencial. Curva incrementales con pendientes muy pequeñas (aproximadamente líneas horizontales) serán modeladas para representar los costos promedios de los generadores externos.

Los intercambios programados no se pasan de manera automática como intercambios para el área de control externa el instructor debe fijarlos manualmente.

1.19.2 Simulador de AGC para áreas de Control Externas

Se continuará disponiendo del módulo simulador del AGC de las áreas de control externas. Dado que las unidades en el modelo externo se configuran como parte de las aplicaciones EMS y no dentro del AGC, que sólo considera el área interna del CDEC, sus fuentes de datos serán mantenidas dentro de los modelos de las aplicaciones de seguridad y en las tablas del OTS.

El AGC externo preservará el soporte de los modos de control que dispone en la actualidad; LFC – sólo participa en la regulación de frecuencia, EDC – es una unidad despachada económicamente sin participar en la regulación, AGC – Es equivalente a una unidad en modo AUTO. MUST-RUN – se comporta como una unidad BREG del AGC, con la salvedad que solo regula a subir potencia y una bajada del valor base y MANL que corresponde a una unidad que se despacha a un valor constante.

Ninguna de las funcionalidades disponibles en el Simulador de AGC Externo será sacrificada como resultado de integrar el AGC al CCM. El instructor podrá definir el Intercambio Neto Programado del Área, la frecuencia programada, el bias de frecuencia del área, entre otros parámetros.

El AGC externo determinará la obligación de frecuencia e intercambio del área externa, calculará los ECU de los generadores a partir del ACE filtrado calculado y determinará las consignas o pulsos requeridos para el logro del objetivo de control de cada unidad deseado.

Las variaciones de potencia serán enviadas a los modelos de los generadores en el PSM a los fines de realizar la simulación de la respuesta de dinámica de largo plazo.

1.19.3 Comandos del Instructor Relacionados con el AGC

Deberán configurarse los módulos de instructor del OTS a los fines de permitir cambios simulados de estados de variables de Centrales (local/remoto), cambios de límites de los generadores, selección de curva de costo de incremental, costo de combustibles, entre otros.

El instructor dispondrá de todos los comandos disponibles relacionados con el AGC a fin de preservar un cumplimiento del 100% del estándar EPRI y que permita recrear cualquier condición real que puede afectar al AGC del CDEC SIC. Comandos de instructor de bloqueo/desbloqueo del gobernador, unidad inerte (que no responde a comandos), comandos de una unidad bajo control del AGC y cambios en el intercambio neto entre otros, estarán a disponibles para producir eventos directos o crear grupos de eventos.

A continuación se listan los comandos del instructor que estarán disponibles para eventos directos o grupos de eventos programados.

- GUNR - Unidad no responde a comandos del AGC
- GUR - Restablecer respuesta de la unidad a comandos del AGC
- GOUT - Cambio de la potencia de salida del generador
- GUDC - Cambio Límite de potencia máxima del generador
- GUSC - Cambio de estado de un generador (OFF, LFC, EDC, AGC, FIX, MRN, ON)
- GOVB - Bloqueo del gobernador de la unidad
- GOVR – Restablecer funcionamiento del gobernador

1.20 Especificaciones de Aplicaciones Complementarias

1.20.1 Despacho Económico de la Generación – ED

El control secundario de frecuencia tiene por objetivo implícito la corrección en el mínimo tiempo del ECA, siendo el caso ideal, el colocarlo debajo del ECA mínimo. Con el objeto de cumplir con los requerimientos establecidos para el AGC descritos en la sección.1.8.1 y, además, minimizar el costo de operación por concepto de sobre-regulación, intercambios accidentales o excesivos márgenes de regulación entre otros, se desea incorporar un nivel de control terciario que es provisto por la función de Despacho Económico.

El objetivo del Despacho económico para los generadores del CCAG activo es re-distribuir la potencia generada por concepto de regulación secundaria con base al menor costo de producción dentro del grupo.

En el SIC, los costos de producción de las unidades generadoras son determinados a-priori y provistos como parte del Plan de Producción. Dentro del alcance de esta oferta, la aplicación que permite cargar el plan de generación será modificada para permitir de manera simultánea actualizar en intervalos de una hora (o quince minutos) el costo marginal en \$/MW y el tipo de combustible en uso, variables requeridas para realizar el despacho económico y calcular los costos de producción y consumos de combustibles con fines estadísticos.

Para el CDEC SIC el criterio de mínimo costo se basa en despachos secuenciales donde cada unidad en línea tiene un costo constante a lo largo de todo el rango de potencia de operación. En los despachos económicos de este tipo, cada unidad es cargada siguiendo un orden inverso a su costo a la máxima potencia permisible que satisface el criterio de reserva en giro y de seguridad operativa. Esto se realiza de manera recursiva hasta cubrir la demanda instantánea, calculada como la suma de la generación de las unidades en servicio. La última unidad para la cual se determina una potencia a generar que no está al límite de la reserva requerida, define el costo marginal del sistema.

Más de una unidad o central puede estar en esta condición de despacho (igual costo marginal). En el caso que dos generadores en línea tenga el mismo costo, su potencia generada se distribuirá con base al cumplimiento proporcional del requerimiento de reserva en giro dentro de sus rangos de operación.

El despacho económico en tiempo real, parte de la premisa que el balance carga generación está satisfecho y que el próximo MW a despachar en incremento se cargará a la unidad en línea más económica mientras que el siguiente MW en reducción se ajustará disminuyendo la potencia generada de la unidad más costosa en línea.

Dado que los generadores pueden tener rampas distintas, el re-acomodo por parte del despacho económico de la generación, puede requerir bajar en una unidad de baja rampa y subir el mismo monto en una de alta tasa de toma de carga. En estas condiciones, al establecer sub-lazos de control con base a un ECU con el fin de redistribuir de manera económica la generación, se produce un desbalance que se traduce en un ECA mayor para el área de control de generación, el cual el AGC de inmediato corregiría impidiendo la redistribución económica deseada.

En estos casos el AGC deberá contar con una banda de Control Permisivo, dentro de la cual se acepta un deterioro del ECA hasta por el valor del límite de esta banda en cada sentido. Esta es la forma como los AGC implementan del control terciario.

En estos casos, el despacho económico sugiere al AGC una potencia de salida económica para cada generador, que el AGC utiliza para calcular una obligación por economía que se suma a las obligaciones por frecuencia e intercambio, dando como resultado el UCE a controlar. En este proceso el AGC valida que la suma de los UCE de todos los generadores en un momento dado (ACE ajustado por economía) esté por debajo del límite de control permisivo. En caso de excederse, limita la obligación por economía al límite de la banda de control permisivo que esté comprometida.

El despacho económico se ejecutará en una frecuencia de 5 minutos para las unidades en modos AUTO Y ECON y cada 15 minutos para aquellas en los modos AUTO, ECON y MAND. Adicionalmente se calculará el costo del despacho ideal, es decir asumiendo que todas las unidades en modo MANL pudiesen ser despachadas económicamente. Este costo es meramente indicativo.

Estos costos deberán historiarse a los fines de elaboración de reportes. Las mismas se presentan en la Tabla 2 - Variables a Historiar para Elaboración de Reportes de AGC y Aplicaciones Complementarias.

1.21 Cálculo de Costos de Producción - CCP

El disponer de las funciones de control de la generación AGC y de las aplicaciones complementarias modificadas para permitir cargar el Plan Semanal de Producción con la potencia deseada, el costo marginal y el tipo de combustible al ambiente SCADA/EMS, permite calcular los costos de producción y consumos de combustible de cada unidad.

Para todos los generadores en línea, a partir del valor de la potencia generada tele-medida por el SCADA, se calcularán los costos horarios de producción y su consumo de combustible, presentándose al despachador para la hora actual y la hora anterior.

Etiquetas del historiador, permitirán preservar el valor horario de la energía generada, costo de producción, tipo de combustible y consumo del mismo para cada generador. A partir de los cuales se calcularán totales por Centrales y para el sistema por un lapso no menor a 24 meses.

Las cifras de generación, costo de producción y consumo de combustible, será presentado para la hora en curso y la anterior, en despliegues por unidad y agrupadas en subtotales por central, tipo de tecnología (hidro, térmica, eólica, solar, geotérmica, biomasa y otras no controlables), además se dispondrá de un despliegue por separado para presentar los mismos resultados por tipo de combustible.

El criterio de totalización por tecnología deberá considerar que además de las tecnologías mencionadas puedan incorporarse nuevos tipos de tecnología hasta el máximo indicado en el Anexo A, Tabla de Dimensionamiento.

Las variables a historiar para fines de elaboración de reportes se presentan en la Tabla 2 - Variables a Historiar para Elaboración de Reportes de AGC y Aplicaciones Complementarias.

1.22 Entrenamiento

El entrenamiento requerido para el personal del CDEC SIC tiene como objetivo garantizar que sus recursos profesionales estén en capacidad de sintonizar, mantener y utilizar dentro del ambiente del NM las aplicaciones comprendidas dentro del alcance de esta especificación: AGC y aplicaciones complementarias.

Los recursos del CDEC SIC a entrenar se dividen en dos grupos:

- Los despachadores, quienes serán los usuarios finales de las aplicaciones objeto de esta especificación y responsables por el uso de éstas en sus labores del despacho de la generación del SIC.
- Los mantenedores, que representan el equipo técnico de soporte a operaciones, sintonización, mantenimiento de base de datos y de disponibilidad de las aplicaciones de control de la generación. Estos prestan sus servicios por áreas técnicas como equipos (servidores y redes), telecomunicaciones (protocolos e interfaces) y aplicaciones (programas, mantenimiento de base de datos y sintonización).

En el plan de entrenamiento se debe tomar en consideración que el personal del CDEC SIC es en la actualidad usuario/mantenedor de un sistema NM 5.5 – plataforma en tiempo real con la que se supervisan las operaciones del SIC y que se llevará a cabo un upgrade de dicho sistema NM.

Por tal motivo, aunque las especificaciones proponen cursos vinculados con operación y mantenimiento focalizado en las aplicaciones de Control de la Generación propiamente dichas, si el proveedor considera necesario realizar cursos de repaso o actualización técnica de alguno de los componentes de la plataforma existente en las áreas de redes, equipos, base de datos, ICCP o aplicaciones EMS que tengan relación directa con la integración del AGC y aplicaciones complementarias, éste deberá considerarlos como parte de su oferta.

Los cursos serán del programa de entrenamiento regular provisto por ABB para estas funciones, sin embargo adecuaciones al contenido del mismo deberán considerarse a fin de cubrir los requisitos que difieren del producto base y que están contenidos en esta especificación. Además, los cursos prácticos deberán hacerse sobre la base de datos del CDEC SIC.

Como mínimo se deben ofrecer los siguientes cursos:

- Definición, carga y validación de la base de datos en el DE-400 de las aplicaciones de control de la generación. – AGC y aplicaciones complementarias. Debe considerar un repaso de las adecuaciones a las tablas de SCADA para configuración de controles hacia RTU y por medio de ICCP.
- Sintonización de AGC - Niveles medio y avanzado.
- Taller de Sintonización de AGC - Duración mínima 5 días en sitio para realizar sintonización del primer grupo de centrales disponibles.
- Curso para Despachadores e Ingenieros de Operaciones sobre el uso de las funciones AGC incluyendo configuración y uso del gestor de intercambios (ITS) y la aplicación de carga del plan de producción – (ProdPlan).
- Curso para Despachadores e Ingenieros de Operaciones sobre el uso de las aplicaciones complementarias (ED, RES, Cost.Prđ, NSA).

Para soporte y mantenimiento se solicita incluir:

- Taller de uso aplicado de las funcionalidades de SCADA: DCI-Data Communications Interface, SXreports, definición de patrones en el UDW. El mismo tendrá una orientación muy práctica vinculada al AGC y sus aplicaciones complementarias.
 - La duración de los cursos debe ser propuesta por ABB con base a su programa regular de entrenamiento, previa consideración de posibles ajustes en su duración como consecuencia de las adecuaciones solicitadas en esta especificación.
 - La única excepción es el Taller de Sintonización de AGC, para el cual se solicitan 5 días hábiles.
 - Dentro de la oferta se debe considerar que los cursos para los Despachadores deben repetirse en tres sesiones continuas a los fines de considerar los turnos de trabajo.
 - Los cursos y el material de las presentaciones a utilizar deben ser en idioma español. El material escrito de soporte como manuales técnicos puede ser en idioma inglés y será provisto en formato electrónico.
 - Los cursos se realizarán en idioma español debiendo ser impartidos por un instructor con comprobada experiencia.
 - La localidad de los cursos será con preferencia en Santiago, salvo que por razones justificadas se considere conveniente programarlos en fábrica. La localidad donde se realizarán los cursos se definirá en la fase de revisión del ADT – Alcance Detallado de Trabajo, en inglés SOW – “Statement of Work”.
 - El número de participantes en los cursos técnicos estará limitado a 10, mientras que en cada sesión de cursos de despachadores podrán participar un máximo de 12 personas.
 - Para los cursos en Santiago, CDEC SIC proveerá la logística relacionada con el salón de entrenamiento, facilidades de video proyección y refrigerios. En el caso de ser en fábrica, esta logística será entera responsabilidad del proveedor.
 - No se requiere de evaluación para la aprobación de los cursos, certificados de participación deberán ser expedidos para cada uno de los participantes.

1.23 Pruebas de Aceptación y Puesta en Servicio

1.23.1 Pruebas de Aceptación en Fábrica - FAT

Para la aceptación de los productos que forman parte del alcance de esta especificación se requerirá de una o más pruebas de aceptación en Fábrica (FAT) y de una en Sitio (SAT). Ambas pruebas deberán ser parte de la integración del upgrade del sistema NM, y coordinadas con las otras etapas estipuladas en el plan de trabajo para estos fines.

Es deseable que el proveedor realice una única prueba en fábrica, siempre que el cumplimiento de los plazos previstos para la puesta en marcha del AGC no resulten comprometidos como consecuencia de las particularizaciones necesarias.

Si se anticipa que los tiempos de desarrollo excederán de los hitos de tiempo del proyecto, el proveedor podrá proponer un segundo FAT, que se realizaría en forma remota sobre la plataforma del actual o nuevo servidor de aplicaciones PDS del CDEC SIC en Santiago. De manera presencial, un equipo del CDEC SIC estaría en fábrica junto con los responsables por el proveedor de conducir las pruebas. En este caso la ejecución del protocolo del FAT, control del ambiente de trabajo y su documentación preservarán la misma rigurosidad que se aplica cuando las pruebas se realizan en la sala de integración del proveedor.

El objeto de permitir dos pruebas FAT es el de reducir al máximo el tiempo total hasta la puesta en marcha del AGC, permitiendo se solapen las fases de traslado e instalación de equipos y pruebas básicas de integración de generadores de coordinados al AGC del CDEC SIC, con la realización de las particularizaciones de las aplicaciones a los fines que se adapten a los requisitos del CDEC SIC. El disponer de los equipos y aplicaciones en su versión base permitirá un tiempo mayor para realizar pruebas de control de potencia activa con los coordinados.

De proponerse dos FAT, el primero estaría destinado a la aceptación para envío y pruebas de los equipos a incorporar, así como de las aplicaciones en su versión básica, sin las adecuaciones específicas al CDEC SIC. Estas pruebas se realizarán en fábrica bajo un ambiente configurado con máquinas virtuales redundantes que reproduzcan el ambiente de producción del SCADA/EMS que se encuentra en servicio en el CDEC SIC. No se aceptarán pruebas sobre plataformas independientes o desligadas de las aplicaciones de EMS.

El proveedor en su propuesta técnica, deberá describir el ambiente de pruebas con que propone desarrollar este FAT. Se espera que el mismo esté configurado en ambiente de máquinas virtuales (VM) haciendo uso de las mismas direcciones lógicas con las que está configurado el ambiente de producción del CDEC SIC.

Como no se contemplan consolas de operación como parte del alcance del suministro, el proveedor deberá configurar de forma temporal un arreglo con un mínimo de dos consolas, de tres monitores cada una, de características y prestaciones técnicas similares a las existentes en el CDEC SIC.

El segundo FAT, debe realizarse de manera remota desde Sugarland, bajo un ambiente configurado en la nueva versión del PDS con funcionalidades habilitadas a través de la recepción de datos de tiempo real adquiridos desde UTRs y/o provenientes de enlaces ICCP. Asimismo, se harán pruebas detalladas de todas las particularizaciones requeridas para el CDEC SIC. Esta actividad, a pesar de ser remota tendría un carácter contractual y la rigurosidad de las pruebas que se realizan en fábrica. Además contará con presencia física de personal del CDEC SIC.

El proveedor deberá considerar las horas de soporte para el personal del CDEC, de tal forma que les permita configurar el PDS y realizar los cambios en la configuración y bases de datos en la nueva plataforma del sistema SCADA/EMS de manera de incorporar una instancia adicional de ICCP con la cual se enviarían todo los datos de tiempo real desde el sistema de producción al PDS. Se recomienda realizar esta actividad en la modalidad de taller de trabajo donde participen tanto el proveedor como personal del CDEC SIC.

1.24 Pruebas de aceptación en Sitio – SAT

Haciendo uso de un compendio de las pruebas realizadas en el (los) FAT(s) que a criterio de ABB y con aprobación del CDEC, incluyendo pruebas no estructuradas, deban repetirse, se realizarán pruebas de aceptación en sitio sobre la nueva plataforma que soporta la nueva versión 6X de NM, el cual estará configurado con datos réplicas de los existentes en el sistema de producción (provenientes desde RTU e ICCP) con todas las aplicaciones integradas al SCADA/EMS comprendidas en esta propuesta.

Dado que un elemento primordial para el AGC del CDEC SIC lo constituye la capacidad de almacenar información en la nueva versión del Historiador –UDW, como series de datos relevantes al control secundario de frecuencia a nivel del sistema y de unidades de generación, para las variables indicadas en la sección 1.17. ABB deberá proponer una metodología, con aprobación del CDEC SIC, para verificar que los datos definidos para historiar sean efectivamente almacenados, ya sea en áreas temporales del PDS (si es que se acuerda el uso de ese sistema para estas pruebas) o en el nuevo sistema UDW.

En caso que el upgrade no considere la renovación de los servidores UDW, y en acuerdo con el CDEC, para realizar estas pruebas se podría utilizar el servidor UDW del OTS, el cual se configuraría temporalmente para que se integre al ambiente del PDS durante el SAT. Aprobadas las pruebas, este se reconfiguraría para volverlo integrar al OTS.

En todo caso, siempre se privilegiará el uso del nuevo sistema para efectos de realizar las pruebas SAT, con todas sus funciones y aplicaciones operativas 100%.

Para el inicio del SAT, al menos el 90% del total de los eventos del FAT y originados de pruebas no estructuradas (reportadas hasta 15 días antes del inicio de las pruebas); y un 100% de aquellos eventos considerados críticos, deberán estar resueltos a satisfacción de CDEC SIC.

ABB consolidará un documento con las pruebas de aceptación propuestas para los SAT, excluyendo secciones que por interacción con CDEC SIC se considere innecesario repetir. Este será revisado y aprobado por el CDEC SIC previo a su uso.

Las pruebas de Aceptación en Sitio comprenderán:

- Pruebas de Funcionalidad; a realizar con un compendio de pruebas de FAT que será consolidado en un documento por el proveedor. Estas se realizarán sobre la nueva plataforma que soporta la nueva versión 6X de NM del sistema de producción, apoyándose en el OTS para las pruebas no estructuradas que no se puedan realizar en esta plataforma.

- Pruebas de Desempeño; con las cuales se demostrará sobre la nueva versión de NM que no existe degradación en los tiempos de respuesta del SCADA/EMS en servicio y que el AGC y sus funciones relacionadas se ejecutan dentro de los tiempos especificados. Como referencia para la ejecución de estas pruebas se utilizarán los tiempos de respuestas utilizados en el FAT de la actual versión SCADA-EMS NM5.5.
- Prueba de Disponibilidad (Mínimo 168 horas) – Los tiempos y protocolos de ejecución a seguir se describen en la sección SCADA-EMS. (todos los eventos solucionados y resueltos el 100% de los eventos críticos y al menos 95% de los eventos intermedios y menores.
- Pruebas del AGC en el OTS: El CDEC SIC realizará a su conveniencia pruebas del correcto funcionamiento del AGC y las aplicaciones complementarias sobre el OTS dentro del lapso de tiempo comprendido entre la finalización de las Pruebas de Disponibilidad y la sintonización de las primeras unidades generadoras (en ningún caso, el CDEC SIC debe quedar con la aplicación OTS actual o futura indisponible por más de una semana). Previo al inicio de estas pruebas, y en caso que corresponda, el servidor de UDW del OTS incorporado de manera temporal al PDS será reconfigurado por el proveedor para su uso en su ambiente de diseño. En caso que se apruebe la configuración de doble propósito (uso en OTS y PDS) que se solicita de forma opcional, las pruebas a realizar serán en el ambiente reconfigurado. Para las pruebas del OTS se utilizará una versión simplificada del protocolo SAT que preparará CDEC a su criterio.

1.25 Prueba de Disponibilidad

Se dedicará un periodo de 340 horas a la ejecución de esta prueba sobre el ambiente del Sistema de Producción, soportado en la nueva plataforma del sistema NM que se encontrara corriendo en paralelo con la actual versión del NM. Durante este periodo de tiempo el AGC y las aplicaciones complementarias deberán cumplir con una disponibilidad del 99.95%.

La disponibilidad del sistema será calculada usando la siguiente fórmula:

$$\% \text{ Disponibilidad} = \frac{(\text{Tiempo Total Transcurrido} - \text{Tiempo Total de Parada}) \times 100}{\text{Tiempo Total Transcurrido}}$$

La prueba de Disponibilidad demostrará que todos y cada uno de los equipos expandidos o reemplazados, y las aplicaciones integradas garantizan que el SCADA/EMS con el AGC y aplicaciones complementarias están funcionando en línea, han sido adecuadamente ensayados y cumplen en todos los aspectos, con los requerimientos de esta especificación, a entera satisfacción del CDEC SIC.

A lo largo de toda la prueba de Disponibilidad se deben observar las siguientes condiciones:

- Todo equipo que se observe defectuoso o sus características estén fuera de lo confirmado en la Declaración de Cumplimiento de la Oferta será reemplazado por el Proveedor sin costo para el Comprador.
- No se reemplazarán componentes durante la prueba de disponibilidad, a menos que fallen. Se deberá mantener un registro de todos los componentes fallados, en el que

se indicará, para cada uno, fecha y hora de la falla, descripción y designación del componente fallado, circuito en el que actúa, efecto de la falla sobre el sistema, causa de la falla, acción tomada para eliminarla, fecha y hora en que se eliminó la falla y número de horas de operación del componente antes de la falla. Dicho registro debe estar incluido en el Informe de Prueba correspondiente

- La Prueba de Disponibilidad consistirá en la evaluación durante 360 horas consecutivas de operación, de la disponibilidad de todos los equipos y aplicaciones integradas a la configuración del sistema de producción.
- La acumulación de tiempo fuera de servicio estará sujeta a las siguientes condiciones:
 - Los tiempos normales de re-arranque (re-start) no serán contabilizados como "tiempo fuera de servicio"
 - El tiempo fuera de servicio será contabilizado solo por fallas en los programas integrados dentro del alcance del suministro o en los existentes si se asocian a problemas causados por la integración del AGC y las aplicaciones complementarias.
 - El "tiempo fuera de servicio" debido a fallas de equipos suministrados por ABB será acumulado y consistirá en el tiempo total transcurrido desde la ocurrencia de la falla hasta la restauración de la operación normal de la función interrumpida.
 - Fallas intermitentes, repetibles o recurrentes, causarán la interrupción del período de Pruebas. Solamente será contabilizado el primer "tiempo fuera de servicio". La prueba de disponibilidad solo será reanudada, una vez que la falla haya sido corregida.
 - Si un equipo fallará durante la prueba y no fuera reparado y puesto nuevamente en operación dentro de 3 horas de reparación máximo (incluido tiempo administrativo y tiempo de transporte) contado a partir de la ocurrencia de la falla, implicará la contabilización del tiempo excedente al mencionado como tiempo fuera de servicio, independientemente de que las funciones críticas continúen en operación.

Si no se aprueba la prueba de confiabilidad, ABB deberá realizar las correcciones necesarias y volver a repetir la prueba de 360 horas en un plazo inferior a un mes, contado de la fecha de desaprobación, a fin de demostrar que se cumple con la disponibilidad del 99.95%.

Sólo terminadas las pruebas de disponibilidad se podrá proceder con la actividad de Corte y Transferencia al Sistema de Producción descrito en la sección.1.28.

1.26 Pruebas No Estructuradas

El CDEC SIC durante el lapso comprendido entre el inicio del FAT y el final del SAT podrá realizar pruebas no estructuradas a los fines de corroborar la correcta funcionalidad de las aplicaciones objeto de la integración comprendida en esta especificación.

Estas pruebas podrán proponerse en cualquier fase luego o durante el FAT, sin que por ello se requiera la modificación de los protocolos de prueba que se aprueben para el FAT o se compendien para el SAT.

Los eventos que como consecuencia de las mismas se emitan, deberán ser atendidos por el proveedor y tendrán carácter vinculante a la aprobación de las pruebas de disponibilidad.

CDEC como parte del estudio para la Implementación del AGC hizo una revisión de los protocolos del producto base del NM y propone para su inclusión las siguientes pruebas:

- Capacidad de suspensión y posterior reactivación del AGC ante una variación significativa de la frecuencia, producto de la salida de un bloque de generación o consumo.
- Utilizar el modo Test para probar la respuesta de una unidad asociada a los pulsos o consignas emitidas por el AGC, variando la rampa para subir/bajar generación en forma local. Lo anterior será de utilidad cuando se sintonice el AGC.
- Utilizar la topología actual del SIC para formar dos áreas de control con el objeto de probar los modos de control CNI y TLB.
- Simular re-despachos horarios asumiendo indisponibilidad de unidades consignadas en el pre-despacho, condiciones de los embalses u otras situaciones operativas. Para esto, se deberá actualizar periódicamente el plan de producción junto con los factores de regulación a través de la importación de planillas Excel.
- Cambiar manualmente los límites de regulación o modo de control de las unidades que participen en el AGC para limitar la transferencia en una línea de transmisión y verificar la reserva rodante y la actuación del AGC.
- Almacenaje histórico de la información generada por las unidades que participan en el AGC para la determinación de los índices de desempeño.

1.27 Informes y Documentos de Pruebas

El CDEC SIC recibirá después de la finalización de la prueba respectiva, el correspondiente listado de Eventos categorizados en Mayores, Intermedios, Menores y e Informativos.

Una copia electrónica completa del protocolo de pruebas ejecutado, con las anotaciones de los resultados, registros, curvas, gráficos, etc., de cada prueba, serán incluidos en cada informe.

Al culminar cada prueba un certificado de aceptación o rechazo será firmado por las partes en demostración de la ejecución y conformidad (o disconformidad) con los resultados.

1.28 Corte y Transferencia al Sistema de Producción

Esta actividad debe considerarse como la más crítica y delicada en cuanto a su ejecución e impacto en las labores de supervisión del Sistema Interconectado Chileno.

- Debe tenerse presente que la integración definitiva del AGC y aplicaciones complementarias se realiza sobre un sistema en Producción o CCP.
- Únicamente se realizará una vez aprobadas las Pruebas de Disponibilidad
- El Centro de Control de Contingencia - CCC está a punto y se encuentra funcional y a 100% de su operatividad de diseño.
- Durante el período de integración y pruebas no se contará con un sistema en Espera Activa “Standby” por lo que todos los preparativos utilizados para anticipar el uso del CCC deben haberse realizados.
- La presencia en sitio del integrador de ABB es necesaria para garantizar la efectividad de la coordinación de las actividades a realizar en sitio.
- La coordinación de las actividades que impliquen alguna limitación o indisponibilidad de mediciones o equipos requerirá de un permiso expreso de los despachadores de turno y de las instancias autorizadas por CDEC SIC para permitir las intervenciones.
- Los trabajos deberán realizarse en los horarios y días que especifiquen el Centro de Despacho de Carga.
- Cualquier trabajo irreversible (es decir que impida la restitución de las condiciones operacionales a la situación pre-intervención) deberá contar con la aprobación del gerente del proyecto de AGC del CDEC SIC.
- ABB deberá proponer un plan detallado de cómo realizará esta actividad, indicando la secuencia de actividades, tiempos estimados de ejecución, funciones y sistemas indisponibles y consecuencias de la ejecución de la misma.
- Una vez finalizada la integración en un lado del SCADA/EMS en producción, se establecerá un período de 5 días hábiles en los cuales en horarios nocturnos el sistema con el AGC integrado estará en servicio y el sistema “Stand by” (Original sin AGC) estará indisponible. En este período se verificará que todo opera correctamente y sin inconvenientes para la supervisión. En caso de fallas, éstas deberán corregirse dentro de este lapso de tiempo, prorrogándose las pruebas hasta que se considere que el sistema está estable. En caso que se requiera una prórroga de más de dos

días, el sistema deberá restablecerse a partir de una réplica del sistema en producción y deberá reiniciarse todo el procedimiento de re-instalación previo acuerdo con el CDEC SIC. Este tiempo adicional para pruebas y arreglo de fallas, será por cuenta y a expensas de ABB.

- Un segundo lapso de 5 días de observación, pero en condiciones de horario diurno, se realizará a fin de corroborar el comportamiento estable del SCADA/EMS. Se utilizarán los mismos procedimientos de las Pruebas de Disponibilidad descritos en la sección 1.25, limitándose las horas a 168, sujetas a la aprobación del CDEC SIC. En caso de falla, las condiciones indicadas en el párrafo anterior serán aplicables.
- Finalizado el período de pruebas de confianza de dos semanas calendario sobre el sistema principal, se procederá a realizar la integración del AGC en el sistema SCADA/EMS existente y se colocará en servicio regular, considerándose finalizada la integración.

1.29 Integración del AGC y Aplicaciones complementarias al Centro de Control de Respaldo

Como paso final y luego el que CCP esté controlando de forma regular la red del CDEC SIC y en capacidad de ejecutar el AGC y las aplicaciones complementarias sin problema alguno, se coordinará como última fase la replicación del CCP considerando todos los cambios o ajustes de la programación que pudiesen haber sido requeridos.

Una vez el proveedor notifique la culminación de los trabajos de replicación, el CDEC conducirá pruebas de aceptación basados en los protocolos del SAT y reportará para su arreglo cualquier evento que pudiese identificarse.

Se considerará vinculante para el inicio de la garantía la realización de estas pruebas que comenzarán por parte de CDEC de inmediato al ser notificados y se prolongarán por no más de dos semanas.

1.30 Servicios de Sintonización de los CCAG

Para el CDEC SIC el objetivo final y propósito de estas especificaciones y del proyecto de procura e integración del AGC, es el poder realizar el control secundario de la frecuencia e intercambios mediante acciones de control de potencia activa sobre generadores pertenecientes a un CCAG determinado.

En paralelo al desarrollo del Proyecto del AGC con ABB, Los Coordinados, propietarios de los generadores, ejecutarán proyectos de adecuación de los sistemas de control de sus equipos para que estén en condiciones de recibir consignas de generación de potencia con el propósito de cumplir los objetivos del AGC.

Inicialmente las pruebas de enviar consignas de potencia iniciadas desde el SCADA para probar que todos los sistemas intermedios del coordinado están en capacidad de direccionar la solicitud de potencia hasta el propio generador y que el mismo responde a estas consignas cuando se encuentra habilitado para su control en modo REMOTO. Para estas pruebas no es necesario esperar por la integración del AGC porque pueden ser realizadas anticipadamente.

Una vez realizada la integración y pruebas del AGC por parte del proveedor, se habilitará el interfaz con el sistema de adquisición de datos para enviar los comandos de potencia y recibir

la respuesta resultante en el cambio de la salida del generador dentro de los sub-lazos de control que se establecerán con los mismos.

Para el momento en que se entregan estas especificaciones no se tiene precisión de cuantos generadores estarán en condiciones de ser controlados por el AGC al momento de realizar el corte y transferencia, tal y como se describe en la sección 1.28. Se espera que no menos de 20 unidades estén en condiciones de ser sintonizadas y controladas de forma remota desde el Centro de Control Principal del CDEC SIC.

Para llevar a cabo la sintonización del AGC del CDEC SIC se contará con 200 horas de soporte de especialistas de primer nivel, que de mutuo acuerdo con el CDEC SIC soportarán la sintonización y puesta en servicio de unidades de generación a ser controladas por el AGC. Se estima que serán necesarias al menos 2 visitas o sesiones de trabajo no continuas, con duración promedio de 2 semanas cada una y unas 40 horas de soporte remoto.

En el caso que CDEC SIC no haga uso de estas horas durante el período de garantía, las mismas podrán redefinirse para su uso como cursos o talleres de entrenamiento en sitio, dentro de los 6 meses siguientes. De mutuo acuerdo y si se considera que la totalidad de las horas no serán necesarias de forma anticipada, la redefinición de uso para entrenamiento de las horas indicadas podrá realizarse antes del término de la garantía.

1.31 Documentación

El proveedor suministrará la siguiente documentación:

- a) La documentación funcional completa y diseño detallado de cada uno de los módulos y funciones de programación comprendidas en el alcance de esta especificación.
- b) Juego completo de manuales técnicos, de mantenimiento y de usuario para los diversos componentes de software y hardware que no se encuentren ya en posición del CDEC SIC por haber sido ya entregados dentro del alcance del proyecto SCADA-EMS.
- c) Para todos los programas a integrar se debe incluir como mínimo:
 - Descripción de modelos matemáticos, metodologías y algoritmos de solución.
 - Manuales de usuario orientados al Despachador, en idioma Español.
 - Manual de programación, incluyendo:
 - Descripción de los programas conteniendo como mínimo el funcionamiento del mismo y de las subrutinas que lo integran así como las variables de entrada y salida de cada una de ellas.
 - Diagrama de flujo del programa y de los datos que utiliza.
 - Lista de las tablas y variables que se utilizan y su significado.
- d) Manual de Sintonización del AGC y de cualquier otra aplicación que para su funcionamiento requiera de ser sintonizada.
- e) Toda otra información particular inherente a los programas que pueda ser requerida en las actividades de mantenimiento de rutina.

1.32 Responsabilidades

1.32.1 Responsabilidades de El Proveedor

La propuesta debe ser elaborada tomando en consideración las siguientes responsabilidades de El Proveedor:

- Elaborar el documento final de alcance de trabajo (SOW) que debe ser aprobado por el CDEC SIC.
- Suministrar los equipos y/o expansiones de los mismos especificados de acuerdo con la Lista de Entrega aprobada por el CDEC SIC.
- Suministrar los servicios de ingeniería, diseño, desarrollo y modificación de software, integración e implementación.
- Instalar los equipos y expansiones que recomiende para satisfacer las especificaciones.
- Integrar el AGC y aplicaciones complementarias al sistema NM 6.X.
- Incorporar las modificaciones que sean necesarias al DE400 a fin que permita la carga de los datos y configuraciones requeridas para la puesta en servicio del AGC.
- Ser el único responsable de los productos propios o de terceros que integre para cumplir con las especificaciones.
- Proponer el plan de pruebas de aceptación en fábrica, en sitio y de corte y transferencia.
- Configurar un ambiente de pruebas en fábrica bajo máquinas virtuales que representen la misma configuración de servidores considerados en el upgrade.
- Integrar temporalmente el servidor de UDW del OTS al ambiente del PDS desde donde se realizarán las pruebas de aceptación. Al finalizar las pruebas SAT volver a configurar el servidor dentro del sistema OTS, tal y como se encontraba antes de la pruebas.
- Seguir el procedimiento de Corte y Transferencia que se apruebe.
- Configurar el Centro de Control de Contingencia con las mismas aplicaciones integradas al sistema de producción.
- Proveer e integrar el bloque de control que se requiere para el envío de controles bajo el protocolo ICCP existente con los Coordinados de Generación.
- Proveer el entrenamiento sugerido y acordado entre las partes.
- Recomendar los repuestos, equipos especiales, equipos de prueba y herramientas necesarias para el mantenimiento del AGC y aplicaciones complementarias.
- Proveer la documentación del sistema para su operación, mantenimiento de software y equipos.

- Transportar, nacionalizar y entregar los equipos en la sede del CDEC SIC.
- Suministrar todos los cables, terminales y conexionado para los datos y electricidad entre los equipos suministrados por el proveedor así como las conexiones eléctricas hacia los tomacorrientes dispuestos por el CDEC SIC.
- Después de la instalación y pruebas, brindar soporte a la entonación del AGC y aplicaciones complementarias.
- Dar apoyo en la sintonización y prueba de los generadores a controlarse por el AGC, hasta por el número de horas solicitadas en la especificación.
- Proveer de forma documental todos los procedimientos que evidencian las pruebas exitosas de los diferentes módulos y sistemas.
- Asistir durante las pruebas en sitio y corregir los defectos encontrados durante las pruebas.
- Proveer la Garantía por el período indicado en el contrato.
- Proveer espacio de oficina dotado del mobiliario básico al personal de CDEC SIC durante su permanencia en la fábrica.
- El proveedor deberá garantizar la transferencia de tecnología al personal del proyecto.

1.32.2 Responsabilidades del CDEC SIC

- Suministrar el espacio y servicios de electricidad y ambientación que pudiesen ser requeridos.
- Proveer los datos y modificaciones al documento de alcance de trabajos (SOW) que permitan su aprobación.
- Proveer el equipamiento y los servicios de comunicaciones hasta los RCM / PCU para los casos en que se definan controles por medio de protocolos seriales entre los soportados en la actualidad.
- Proveer la Base de Datos para las pruebas de aceptación en fábrica en la fecha acordada en el cronograma.
- Proveer la documentación, información de interfaces, planos y diagramas esquemáticos de la configuración final como resultado del upgrade sistema NM en servicio en el Despacho del Centro de Control del CDEC SIC.
- Verificar que el trabajo se realice de acuerdo al programa de trabajo que se apruebe, contemplando sanciones al proveedor por retrasos atribuidos a él.
- Revisar y aprobar toda la documentación incluyendo especificaciones de diseño de software y hardware, guías de usuario, manuales para preparación de datos, formatos de despliegues e informes, planos, informes de avance, programa de entrenamiento, planes y procedimientos de las pruebas de aceptación, y documentación final del sistema.
- Participar en las pruebas FAT, SAT y Corte y Transferencia.

- Participar en las pruebas de integración del AGC al Centro de Control de Contingencias.
- Validar y verificar Eventos resultantes de las pruebas de FAT y SAT una vez corregidas por el proveedor.
- Ejecutar, seguir y aprobar las pruebas de disponibilidad.
- Proveer las instalaciones para el entrenamiento en sitio.
- Garantizar que todas las aplicaciones creadas, sean transferidas al proyecto con sus derechos de software, debidamente mediante acuerdos de Condiciones Suplementarias

1.33 Soporte Extendido

El proveedor debe incluir en su propuesta un estimado de 100 horas/año a utilizar durante el primer año subsiguiente a la finalización del período de garantía para el soporte de las aplicaciones que son objeto de esta especificación.

En caso que dichas horas de soporte no sean necesarias, el CDEC dentro de los 6 meses siguiente a la finalización de la garantía podrá utilizar en cursos de capacitación o desarrollo de mejoras o adecuaciones a programas, las horas de soporte extendido.

1.34 Repuestos

En caso que una vez finalizada la etapa de upgrade del sistema NM se haga necesaria la incorporación de equipos (servidores, enrutadores, etc) y/o se necesite la ampliación de equipos existentes mediante ampliaciones de memoria, reemplazo de tarjetas o expansiones en capacidad de almacenaje (discos) para la integración del AGC y las funciones complementarias, se deberán considerar partes de repuesto que a criterio del proveedor sean necesarias por no encontrarse disponible en el inventario provisto al CDEC SIC cuando se integró el SCADA/EMS.

1.35 Garantía

El Proveedor debe estipular la garantía ofrecida para los nuevos subsistemas a integrar, incluyendo equipos y aplicaciones. Esta garantía tendrá el mismo tiempo de duración que el definido por el upgrade del NM, y en ningún caso será inferior a un año.

Las correcciones de las fallas o errores, así como la necesidad de reemplazo de componentes, equipos y/o software que aparezcan durante dicho período serán responsabilidad de El Proveedor, sin costo adicional para el CDEC.

1.36 Certificación técnica de cumplimiento

Dado que la especificación del AGC se fundamentan en el upgrade del sistema SCADA/EMS NM del CDEC SIC se fundamenta en el criterio de "Ser línea base en lo posible y adaptado donde sea estrictamente necesario", se espera que como respuesta a estas especificaciones, la propuesta técnica ABB sea su producto base para el AGC y cálculo de reserva con un

mínimo de adaptaciones, considerando para ello la posibilidad de métodos alternativos que funcionalmente cumplan con las especificaciones.

Por tal motivo y considerando que se trata de una extensión de las funciones y aplicaciones del sistema NM 6.X que será objeto de evaluación y decisión final con base a una propuesta técnico-económica conveniente a los intereses del CDEC SIC, se ha considerado necesario se anexe junto con la propuesta técnico-económica una “Certificación Técnica de Cumplimiento”, donde conste por escrito en un documento que el ofrecimiento de ABB cumple con estas especificaciones técnicas considerando las excepciones y/o métodos alternativos que de manera explícita se incluyan en esta certificación.

De igual forma la certificación técnica de cumplimiento, deberá considerar a las aplicaciones complementarias (ED y Cálculo de Costos de Producción), las cuales como hemos reiterado a lo largo de esta especificación se evaluarán como opcionales y para las cuales, la decisión de procura dependerá del criterio adoptado por el CDEC SIC.

Las excepciones y métodos alternativos declarados serán considerados como las únicas desviaciones o propuestas de implementación que se desvían de las especificación; razón por la cual se recomienda sean descritas en detalle.

ANEXO - A

Tablas de Dimensionado del AGC y Aplicaciones Complementarias

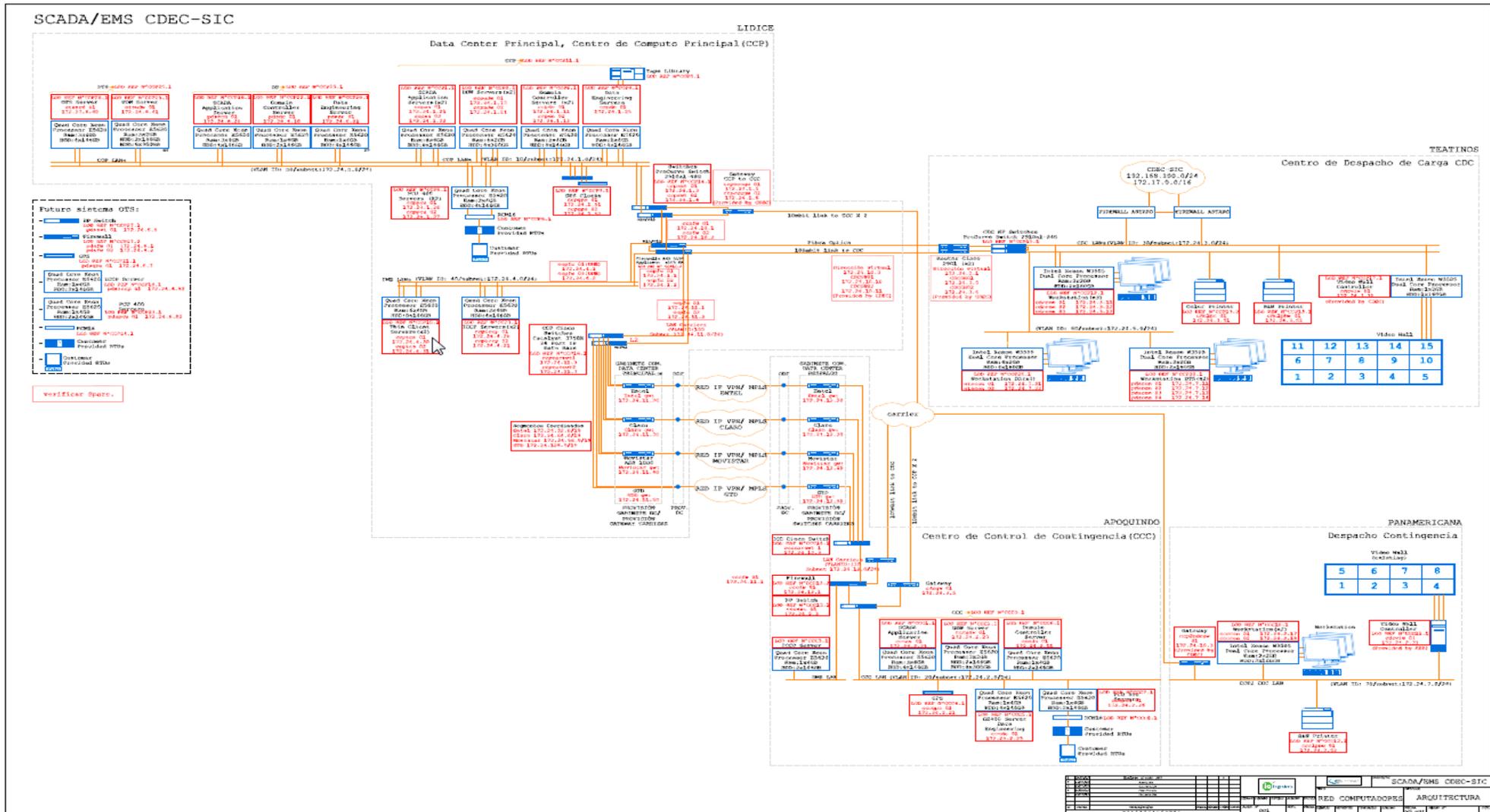
Elemento	Cantidad Mínima Requerida	Comentarios
Archivos para almacenar casos de Sintonización del AGC	10	
Cantidad de variables a Historizar	Según Tabla # 1 – Considerando expansión de un 20% en variables de cada una de las frecuencias de historiado.	
Capacidad máxima de Generación bajo control del AGC (MW instalados) en un momento dado.	1050-1250 MW	
Capacidad Instalada a ser modelada en el AGC a los fines de cálculos de resúmenes de energía y cálculo de costos de producción. (incluye las que estarán bajo control del AGC y las que no regulables)	14000 MW	
Máximo número de Unidades controlables por AGC de manera simultánea	50	
Cantidad máxima de Unidades de Generación a representar en el (SIC-SING) (incluye unidades agregadas)	250	
Cantidad máxima de unidades agregadas (SIC-SING)	120	
Número de Unidades de Ciclo Combinado a Representar a los fines de contabilización de energía y cálculo de costos.	30	
Cantidad máxima de unidades agregadas controlables por el AGC	30	
Centrales de Generación a modelar en el AGC/ED	150	
Máximo de Granjas Eólicas a Representar de forma Agregada con posibilidad de	50	

Elemento	Cantidad Mínima Requerida	Comentarios
regulación a la baja		
Cambios de costo de combustible por unidad por día	1 por hora	
Resolución máxima del plan semana de producción	Configurable a intervalos de 15 y 60 minutos	
Máximo de horas del plan de producción	2 días a la resolución del plan. (15 minutos o 1 hora)	
Cantidad de escalones de potencia en despacho secuencial	1	
Cantidad de tipos de tecnología de generación a los fines de totalización de reservas, costos, etc.	15	
Tipos de Combustibles	100	150

ANEXO - B

Diagrama de Equipos y Esquema de Redes del Sistema de Supervisión del CDEC SIC

(Para mayor calidad de contenido, una versión en formato .pdf está disponible)



ANEXO - C

Reportes de Desempeño de las Unidades de Generación

El CDEC SIC monitorea y verifica el rendimiento de cada unidad de generación en el Control de Frecuencia Secundaria (CFS) a través de las señales correspondientes al AGC u otros sistemas que realizan tal control que estén disponibles en el sistema SCADA.

Estas señales serán al menos las siguientes:

- a) Consigna de potencia hacia unidades de generación
- b) Modo de control de cada unidad de generación
- c) Potencia activa generada por cada unidad de generación
- d) Factores de participación en el CFS
- e) Potencia activa máxima y mínima de cada unidad de generación
- f) Otras a ser determinadas

A continuación un ejemplo de reporte para una hora:

Hora de Reporte	0:00	1:00								
Unidad	Hora Inicial	Hora Final	Estado de Control	Modo de Control	Consigna	Índice de Rendimiento de Generación por Unidad	Rendimiento de Control de Subida	Rendimiento de Control de Bajada	Rampa de Subida (MW/min) Actual / Rampa de Subida (MW/min) Solicitada	Rampa de Bajada (MW/min) Actual / Rampa de Bajada (MW/min) Solicitada
El Toro U1	0:00	0:25	Remoto	BASE	50	90%	95%		95%	99%
El Toro U1	0:26	1:00	Remoto	BASE REG	90	100%	100%		99%	100%
El Toro U2	0:00	1:00	Remoto	REG	75	95%		94%	91%	100%
Antuco U1	0:00	0:10	Remoto	SCH	75	100%	100%		91%	100%
Antuco U1	0:11	0:25	Local	manualmente retirado del AGC (por el operador)	0	0%		100%	0%	0%
Antuco U1	0:26	0:35	Remoto	SCH	75	94%	95%		100%	94%
Antuco U1	0:36	0:40	Local/Remoto ¹⁸	automáticamente retirado del AGC (por el control AGC)	75	15%	5%		10%	25%
Antuco U1	0:41	1:00	Remoto	REG	75	100%	95%		100%	94%
Antuco U2	0:00	1:00	Remoto	SCH REG	100	100%		99%	100%	93%

Reporte de Ejemplo para parámetros de Desempeño de las Unidades Bajo AGC

¹⁸ El modo de control de la unidad de generación cuando el AGC la desconecta del control AGC debido a su pobre rendimiento

CAPITULO II

EVALUACIÓN DEL PARQUE DE GENERACION PARA SU INTEGRACION AL AGC

2.1 Evaluación del Parque de Generación del SIC para su Integración al AGC

2.1.1 Introducción

Con el propósito de evaluar las centrales y unidades de generación con potencial de participar en el Control Secundario de Generación que se implementará en el SIC, se preparó un cuestionario que se remitió a los coordinados propietarios de los equipos con potencial de participar y que representen el mayor monto de generación disponible; AES GENER, COLBUN, ENDESA e IC-Power.

Éste tenía como fin recabar información relacionada con la infraestructura disponible para el control remoto de la potencia activa y el potencial que tienen sus respectivos sistemas de control de incorporar elementos de instrumentación, supervisión y telecomunicaciones que permitan viabilizar un control secundario de la generación desde el Centro de Control del CDEC SIC.

El conocimiento del grado de complejidad de las adecuaciones requeridas para incorporar los generadores de estas empresas al control secundario permitirá la preparación de un plan

maestro de puesta en servicio del AGC, que considere los lapsos de tiempo necesarios para las adecuaciones tecnológicas tanto en el CDEC SIC como en los Coordinados.

2.1.2 Objetivo

La presente sección tiene por objetivo:

- Analizar la información provista por las empresas de generación en la forma de respuesta al cuestionario.
- Caracterizar a las centrales y unidades generadoras evaluadas, con base a características que son relevantes para el objetivo de implantar el AGC en el SIC.
- Identificar la información faltante, a fin de volver a solicitarla, con las aclaratorias pertinentes a cada caso, de manera de elaborar las especificaciones de conexión de las centrales generadoras al AGC.
- Realizar un análisis del potencial que tienen las centrales propiedad de las empresas de contribuir al control secundario de la generación.
- Identificar los generadores que podrían, con un mínimo de adecuaciones tecnológicas, incorporarse al control secundario de frecuencia con el AGC en la primera fase de implantación. De manera análoga, reconocer aquellos que deberán participar en una segunda fase y aquellos que requieren de ensayos, pruebas o análisis adicionales para poder determinar su efectiva participación en el AGC.

2.1.3 Tecnologías candidatas para realizar el control secundario de la generación.

La selección de las tecnologías más favorables para su incorporación al control automático de generación depende, entre otros factores, de la matriz de producción energética por tipo de tecnología que se requiera para satisfacer la demanda. En el caso del SIC, esta composición puede variar según las condiciones hidro-meteorológicas que producen años secos, donde se requiere del apoyo de generación térmica, y años húmedos donde la predominancia en la generación es de tipo hidráulica.

Para este estudio, se definieron dos condiciones de operación consideradas representativas de condiciones climatológicas vinculadas con las precipitaciones:

- Caso de predominancia térmica representativo de la época de menos pluviosidad en que las centrales térmicas potencialmente regulables producen cerca 54% del requerimiento de energía, las hidráulicas regulables el 18% y las no regulables el 28%.
- Caso de predominancia hidráulica que ocurren cuando las hidrologías son favorables, en la cuales la participación de las centrales hidroeléctricas regulables representan cerca el 40%, las térmicas potencialmente regulables el 34% y las no regulables el 26%.

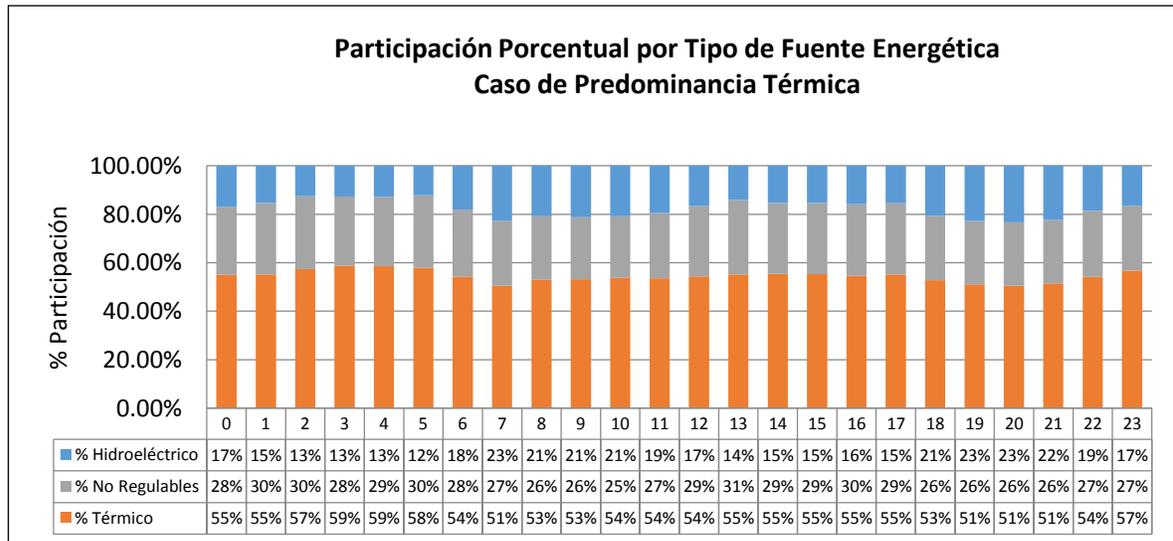
Los casos antes mencionados han sido utilizados a lo largo del estudio para desarrollar los escenarios de aplicación de los CCGA utilizados para propósitos del presente estudio.

En las situaciones de dominancia de la generación térmica, las candidatas para ejercer el control automático de la generación deben ser unidades que utilicen combustible fósiles pero

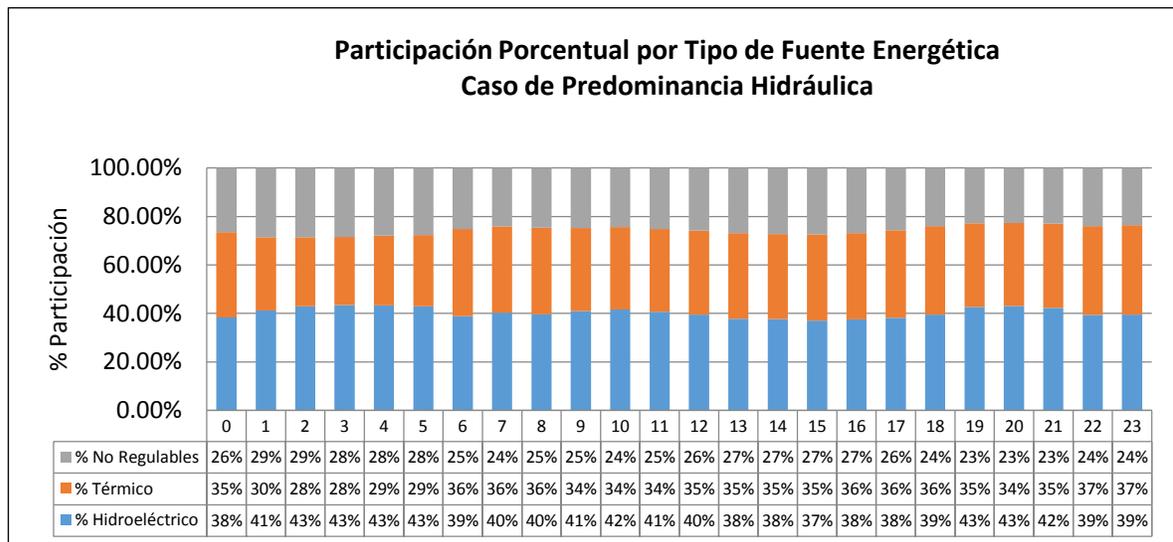
con capacidad de cambiar su potencia de salida de manera frecuente sin que por ello se deterioren sus parámetros de eficiencia y costo de manera significativa.

Por otro lado, cuando es predominante la generación de origen hidráulico, las unidades hidráulicas de embalse son las candidatas más convenientes.

En las gráficas a continuación presentamos despachos representativos de la participación porcentual por tipo de generación en los escenarios de referencia.



Gráfica 1 - Distribución de Generación Predominancia Térmica - SIC



Gráfica 2 - Distribución de Generación Predominancia Hidráulica - SIC

Las gráficas anteriores evidencian que en condiciones con dominancia de la generación térmica, la participación de las hidráulicas en el control de frecuencia puede ser limitado, y por tal motivo a pesar que los índices de regulación secundaria favorezcan a las hidráulica en una evaluación global y se concentren predominantemente en ENDESA, el soporte en la regulación secundaria de las térmicas debe considerarse para la adecuada implementación del AGC en el SIC.

2.1.4 Análisis del potencial de Regulación Secundaria de empresas participantes en cuestionario

Tomando en consideración las condiciones hidrológicas de la sección, la selección y evaluación de los generadores que deben integrarse al AGC, puede ser realizada evaluando el potencial para realizar el control secundario que dispone cada tipo de central en función de su tecnología.

Es importante conocer el potencial de regulación existente considerando varios criterios de agrupación:

- Potencial de Regulación Secundaria por Coordinado.
- Potencial de Regulación Secundaria por Tipo de Generación y Empresa
- Potencia de Regulación Secundaria por Tecnología de Generación

Con base a este conocimiento, los resultados de los cuestionarios y simulaciones es que se puede exigir la participación de algún tipo de central en las distintas fases en que se deba estructurar el plan maestro de integración del AGC al CDEC SIC.

Para medir el potencial consolidado de regulación proponemos el uso de un Índice de Regulación Secundaria que definimos como:

$$IRS\%_i = \frac{\text{Lim Sup Reg}_{(i)} - \text{Lim Inf Reg}_{(i)} * \text{Rampa}_i}{\sum_1^n (\text{Lim Sup Reg}_{(i)} - \text{Lim Inf Reg}_{(i)} * \text{Rampa}_i)} \times 100\%$$

Donde:

IRS = Índice de Regulación Secundaria

i = Generador i

n=Número de Generadores

Lim Sup Reg : Límite Superior de Regulación de la unidad

Lim Inf Reg : Límite Inferior de Regulación de la unidad

Rampa: : Rampa media de toma/reducción de carga de la unidad

Este índice puede ser aplicado a distintos criterios de tipificación de la generación como bien puede ser: por tipo, por coordinado, por tipo y coordinado, etc.

2.1.5 Potencial de Regulación por Coordinados

En el cuestionario, se invitó a participar a un total de 4 empresas coordinadas, propietarias en conjunto de 29 centrales que agrupan a 60 unidades de generación. En total estas empresas representan una capacidad instalada de 9.653,7 MW, siendo el rango de regulación de 5.673,5 MW. No se consideraron las granjas eólicas las cuales en situaciones muy específicas de operación, como podría ser de sobrecarga de vínculos o sobre frecuencia podrían prestar regulación a través de disminuciones de su generación.

En la Tabla 3 se presenta el resumen del potencial de regulación secundaria por empresa participante.

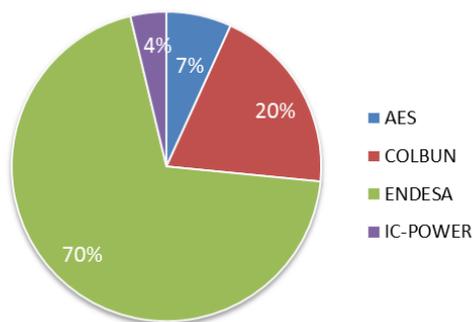
Empresa Propietaria	Numero de Plantas	Num. Generadores	Lim Inferior de Regulación (MW)	Lim Superior de Regulación (MW)	Rango de Regulación (MW)	Rampa media (MW/Min)	% de Regulación	Indice de Regulación Secundaria %
AES	7	11	980	2001.5	1022	3.3	18%	7%
Colbun	8	17	1271.4	2547.7	1276	7.6	22%	20%
Endesa	12	30	1608.8	4851.5	3243	10.6	57%	70%
IC-POWER	2	2	120	253	133	13.9	2%	4%
Totales	29	60	3980.2	9653.7	5673.5		100%	100%

Tabla 3– Resumen de Potencial de Regulación por Empresa Participante

De la misma resalta que el hecho que una sola empresa – ENDESA tiene un potencial de participación en la regulación secundaria del 57% con una rampa media de 10,6 MW/min, seguida de COLBUN, con el 22% y 7,6 MW/min; AES GENER con el 18% y 3,3 MW/min y finalmente IC-Power con el 2% y una rampa media de 13,9 MW/min.

Con Base al IRS - se llega a la conclusión que ENDESA acopia el 70% del potencial de regulación secundaria del SIC, seguido de COLBUN con un 20%, AES con 7% y IC-POWER con el 4%.

Indice de Regulación Secundaria por Coordinado



Gráfica 3 - Índice de Regulación Secundaria por Coordinado

2.1.6 Potencial de Regulación por Tipo de Generación

En el SIC se dispone de generación, para los propósitos del control secundario de frecuencia, de las siguientes tecnologías:

- Hidro Embalse
- Hidro Serie
- Ciclo Combinado TG
- Ciclo Combinado TV
- Térmica Ciclo Abierto
- Térmica Vapor

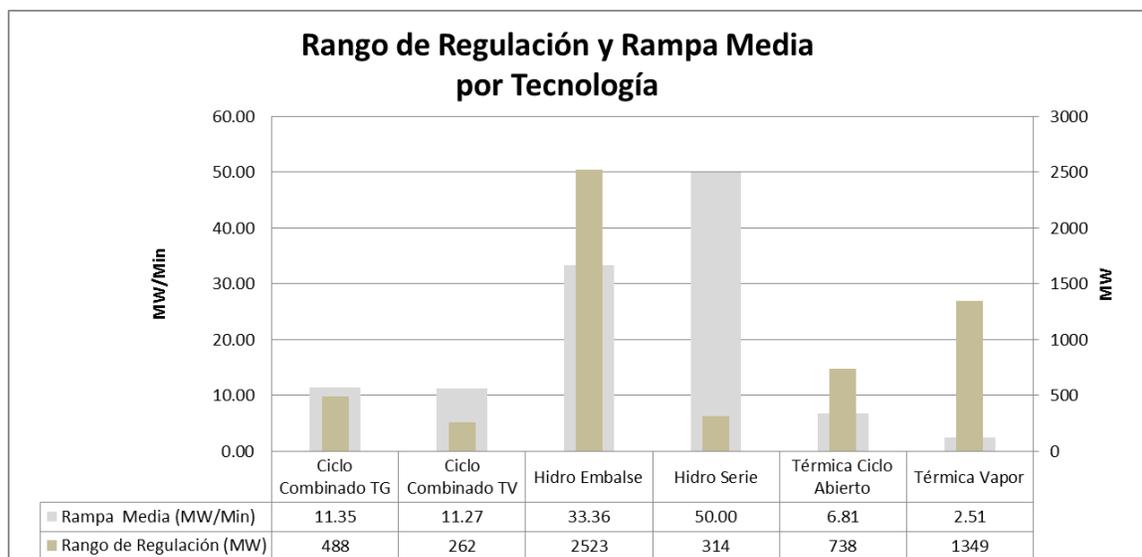
De manera expresa se separan las centrales de ciclo combinados en dos tecnologías anticipando que el AGC como aplicación, reconoce la operación de los complejos de ciclo

combinado cuando operan sus turbinas de gas en ciclo abierto, pudiendo estar en servicio una o todas las unidades de gas que conforman el complejo; o en ciclo combinado, cuando la potencia neta asignada por el AGC debe considerar la contribución en potencia que realiza la turbina de vapor como consecuencia de la potencia generada por las turbinas de gas.

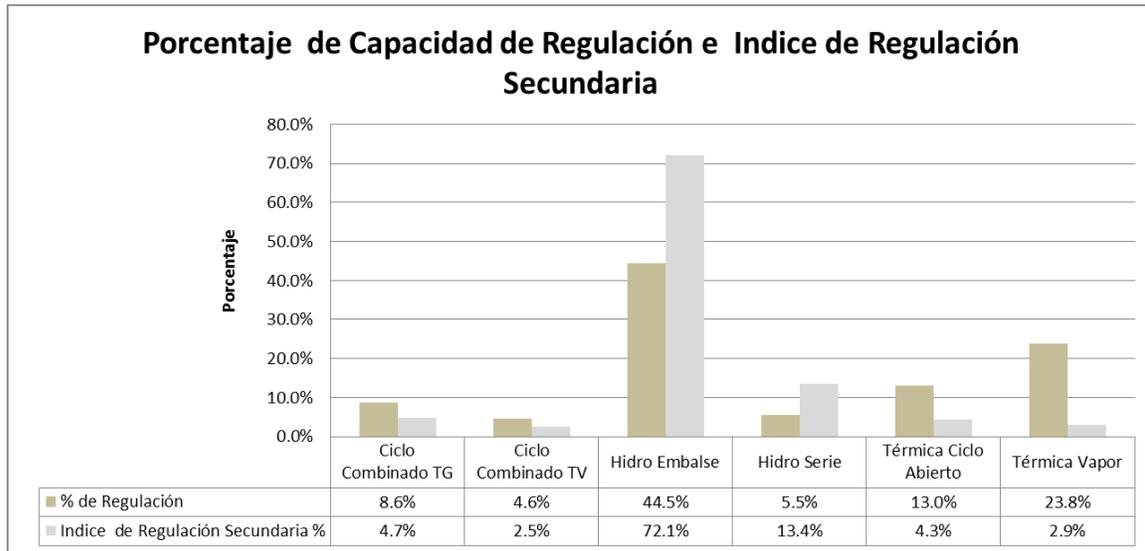
En la Tabla 4, se presenta un resumen por tecnología para todos los generadores con potencial de regulación del SIC. Es importante destacar que, el potencial en términos de la capacidad de regulación de las hidro con embalse representa un 44,5% del total, y que las térmicas de vapor y de ciclo abierto representan el 36,8%. Esta capacidad analizada desde la perspectiva de la eficiencia para realizar regulación, que medimos a través del Índice de Regulación secundaria se concentra en 85,5% en las hidráulicas y el resto de las térmicas juntas representan un 16,5%. En la Gráfica 4, se presenta la rampa media en MW/min y los MW de regulación por tecnología. Adicionalmente, en la Gráfica 5 se muestra la distribución porcentual de la capacidad de la regulación y el correspondiente índice de regulación secundaria de frecuencia.

	Numero de Plantas	Num. Generadores	Lim Inferior de Regulación (MW)	Lim Superior de Regulación (MW)	Rango de Regulación (MW)	Rampa Media (MW/Min)	% de Regulación	Indice de Regulación Secundaria %
Ciclo Combinado TG	3	5	720	1208.1	488	11.35	8.6%	4.7%
Ciclo Combinado TV	*(asociada a CC- TG)	5	438.8	700.4	262	11.27	4.6%	2.5%
Hidro Embalse	9	25	1161.4	3683.9	2523	33.36	44.5%	72.1%
Hidro Serie	1	2	10	324	314	50.00	5.5%	13.4%
Térmica Ciclo Abierto	8	12	630	1368	738	6.81	13.0%	4.3%
Térmica Vapor	8	11	1020	2369.3	1349	2.51	23.8%	2.9%
Totales	29	60	3980.2	9653.7	5674		100.0%	100.0%

Tabla 4 – Resumen de Potencial de Regulación por Tipo de Generación



Gráfica 4 - Rango de Regulación y Rampa Media por Tecnología



Gráfica 5 - Porcentaje de Capacidad de Regulación e Índice de Regulación Secundaria por Tecnología

2.1.7 Potencial de Regulación por Tipo de Generación y Empresa

En la Tabla 5 se presenta un resumen de los parámetros que evalúan el potencial de regulación por tipo de tecnología de cada empresa.

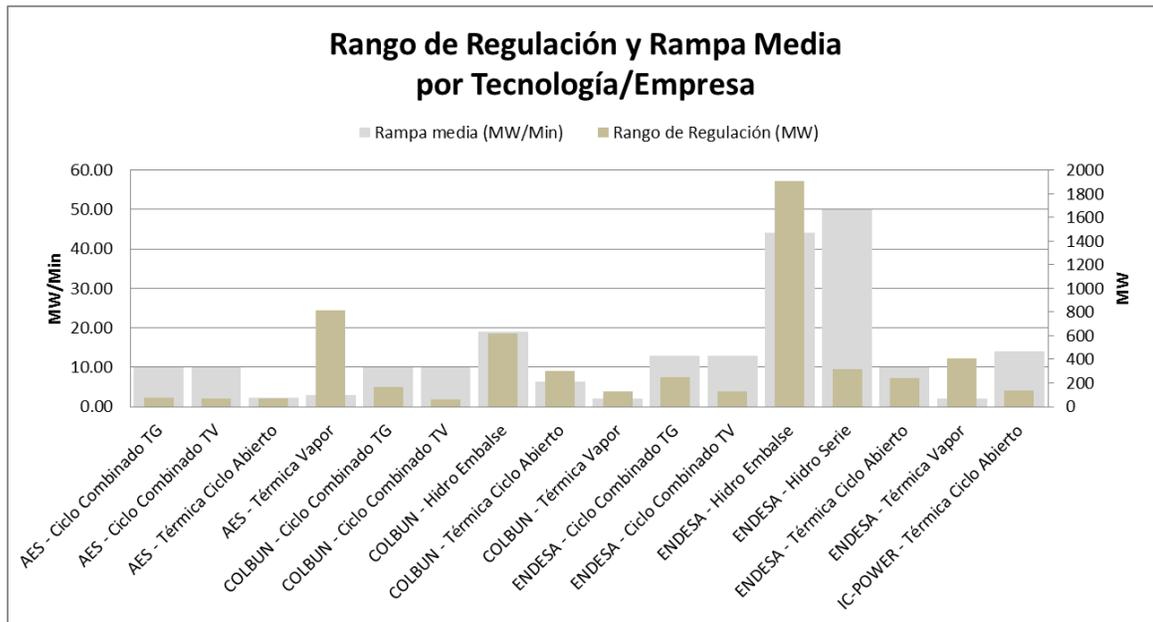
Tecnología	Empresa Propietaria	Número de Plantas	Numero de Generadores	Lim Inferior de Regulación (MW)	Lim Superior de Regulación (MW)	Rango de Regulación (MW)	Rampa media (MW/Min)	% de Capacidad de Regulación	Índice de Regulación Secundaria %
Ciclo Combinado TG	AES	1	1	140	213	73	10.00	1.3%	0.6%
Ciclo Combinado TV	AES	1	1	100	170	70	10.00	1.2%	0.5%
Térmica Ciclo Abierto	AES	1	1	60	125	65	2.34	1.1%	0.1%
Térmica Vapor	AES	5	8	680	1493.5	814	3.03	14.3%	1.9%
Ciclo Combinado TG	COLBUN	1	2	320	483.7	164	10.00	2.9%	1.3%
Ciclo Combinado TV	COLBUN	1	2	190	253.7	64	10.00	1.1%	0.5%
Hidro Embalse	COLBUN	3	7	361.4	980.1	619	19.09	10.9%	9.1%
Térmica Ciclo Abierto	COLBUN	3	5	160	460.2	300	6.39	5.3%	1.5%
Térmica Vapor	COLBUN	1	1	240	370	130	2.00	2.3%	0.2%
Ciclo Combinado TG	ENDESA	1	2	260	511.4	251	13.00	4.4%	2.5%
Ciclo Combinado TV	ENDESA	1	2	148.8	276.7	128	13.00	2.3%	1.3%
Hidro Embalse	ENDESA	6	18	800	2703.8	1904	44.07	33.6%	64.6%
Hidro Serie	ENDESA	1	2	10	324	314	50.00	5.5%	12.1%
Térmica Ciclo Abierto	ENDESA	2	4	290	529.8	240	9.95	4.2%	1.8%
Térmica Vapor	ENDESA	2	2	100	505.8	406	2.00	7.2%	0.6%
Térmica Ciclo Abierto	IC-POWER	2	2	120	253	133	13.93	2.3%	1.4%
Totales		29	60	3980.2	9653.7	5674		100%	100%

Tabla 5 - Parámetros de Regulación Secundaria por Tecnología-Empresa

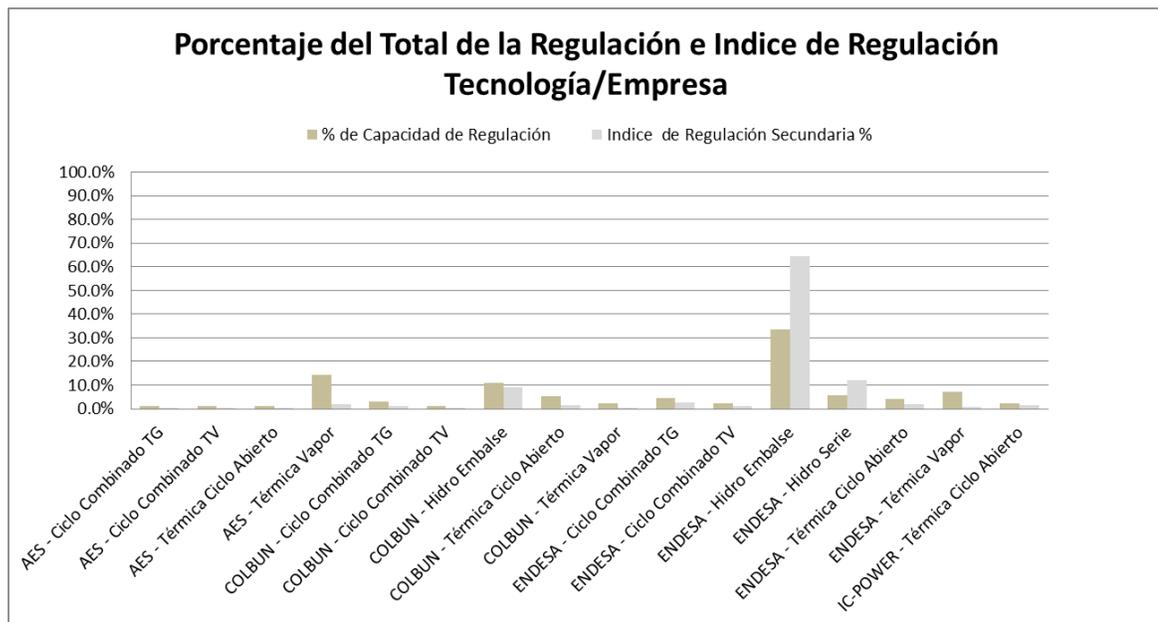
Del análisis de la misma, se observa como las centrales hidro con embalse (64,6%) e hidro serie (12,1%) de ENDESA reúnen en su conjunto el 76,7% de los índices de regulación secundaria.

Analizando el porcentaje de participación en la capacidad de la regulación, tenemos que las hidro con embalse representan un 33,6%, seguidas por las centrales térmicas a vapor propiedad de AES GENER con 14,3% y las hidro con embalse de COLBUN con 10,9%.

En las Gráfica 6 se presenta, por cada tipo de tecnología y empresa, la rampa equivalente del grupos de generadores del tipo y la reserva de regulación presente en los mismos. Mientras que en la Gráfica 7 se muestra el Índice de Regulación Secundaria.



Gráfica 6 - Rango de Regulación y Rampa Media por Tecnología y Empresa



Gráfica 7 - Porcentaje del Total de la Regulación e Índice de Regulación - Tecnología/Empresa

2.2 Criterios Generales para la Selección de Generadores para Regulación Secundaria

La selección de cuales unidades que son más idóneas para realizar control secundario de frecuencia es el resultado de aplicar múltiples criterios y no existe una única regla que pueda aplicarse de manera generalizada.

Es indudable que hay tecnologías que son más adecuadas y atractivas para realizar regulación secundaria de frecuencia que otras. Las condiciones geográficas propias de cada región definen la disponibilidad o necesidad de importar combustibles primarios, facilidad para el transporte de combustibles, disponibilidad de agua para el enfriamiento, cercanía a los sistemas troncales de transmisión, temperatura ambiente, restricciones de emisión de gases contaminantes, recursos hidrológicos y topográficos que permiten la instalación y explotación de aprovechamientos hidroeléctricos conducen al desarrollo de una oferta de generación que en la mayoría de las oportunidades obedece a más de uno de los factores antes mencionados.

Además de factores estacionales, que condicionan la temperatura y por ende la demanda de electricidad, y de elementos climáticos que se asocian a la pluviosidad y por ende el recurso hídrico, obligan a que el parque de generación requiera que se complemente la generación hidráulica y térmica en intervalos de tiempo donde cambia la proporción de la participación del tipo de recurso que participa en la generación.

El SIC, supervisado desde el CDEC SIC es claramente un sistema de potencia donde la diversidad antes mencionada es una caracteriza fundamental y define la forma de operar el sistema de potencia.

En el caso del control de la frecuencia de la red del SIC, donde el control sobre la regulación primaria y secundaria restablece el balance entre la carga y la generación de manera recurrente en cada instante de operación de la red; la normativa vigente reconoce dos condiciones de operación, una en donde existe predominancia de la generación térmica y otra en la cual los recursos predominantes son de tipo hidráulicos.

Para ello ha definido dos rangos de frecuencias, cada uno aplicable en función del tipo de generación que predomine. Estos rango reconocen de forma implícita las ventajas que para el control secundario pueda tener una tener una tecnología de generación como la hidráulica sobre la térmica.

Adicionalmente, en la selección de generadores para realizar el control secundario de frecuencia deben analizarse factores como la posibilidad de operación en islas, condiciones de generación extremas y localizadas geográficamente, como vaguadas estacionarias que pudiesen llevar a pluviosidades extremas o el caso contrario, sequías localizadas en cuencas de importancia para la generación hidroeléctrica.

Este cúmulo de consideraciones hace necesario que ningún tipo de tecnología de generación sea excluido a priori de participar en la regulación secundaria de frecuencia a través del AGC. Sin embargo, debe tenerse presente que la cantidad de reserva para regulación secundaria requerida y de rampa medias debe permanecer por encima de un valor deseado, lo cual es cuantificable a priori y permite definir en el caso a caso a las centrales que participarán en la regulación por razones de optimización de la producción, necesidad de controlar emisiones, costos asociados a la operación en potencias no eficientes o a la no utilización de contratos de suministro del tipo 'consumir o pagar', entre otros.

En la Tabla 6, se presenta una clasificación aceptada, pero no generalizada de la aplicabilidad de las distintas tecnologías de generación al control primario y secundario de frecuencia en una red. La misma es una versión adaptada de la utilizada en el área de control de la WEEC19 de los Estados Unidos, que opera por delegación de la NERC y FERC²⁰, el área de control de generación de los Estados Unidos de mayor cobertura geografía y diversa en cuanto a tipos de generación, abarcando desde Canadá hasta el estado de Nuevo México.

Despacho	Atributos	Tipo de Generador
Despachada siempre	Depende de la variabilidad de la energía primaria. Requiere de soporte de reserva por no estar en condiciones de proveerla. No participan en Control Secundario de la Generación.	Solar – Fotovoltaica o Térmica Eólica
Demanda Pico	Produce en las horas de demanda punta. Su rampa de subir y bajar es elevada. Se despacha por AGC para el control de carga/frecuencia o manual por el operador.	Turbinas de gas - Aero derivativas. Hidráulicas con almacenaje de re- bombeo o serie. Motores de combustión Interna (Gas-Petróleo) Bancos de baterías. (futura)
Seguimiento de Demanda	Varía la producción para seguir la demanda. Se despachan por AGC. Contribuyen en el control primario de frecuencia.	Turbinas de Gas (>50 MW de ciclo simple) Hidráulicas convencionales Hidráulicas con almacenaje de re- bombeo o serie.
Carga Base	Bajos consumos de combustible y costos de operación. Tasa constante de producción. Sus beneficios y rentabilidad son por economía de escala. Su participación en el AGC no es recomendada por razones de pérdida de eficiencia vinculada a la tecnología. Nota del consultor: En caso de requerirse debe ser en modo de banda de regulación y no en rango de regulación. (Rango se refiere a regulación entre límites máximo y mínimo) – Quedan excluidas Vapor - Nuclear, Biomasa y Geotérmicas.	Ciclos combinados (Gas) Motores de combustión interna (Gas y Petróleo). Hidráulicas convencionales Vapor - (Carbón, Nuclear, Gas, Biomasa, Geotérmica)

Tabla 6 - Aplicabilidad de Tecnologías de Generación al Control Secundario

¹⁹ WECC -Western Electricity Coordinating Council

²⁰ North American Electric Reliability Corporation (NERC) y Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

2.2.1 Evaluación por Subsistema del Cuestionario

El cuestionario respondido por las empresas participantes fue estructurado en secciones en las cuales se solicitó la información necesaria para estimar el real potencial y las adecuaciones que serían necesarias para integrar los generadores, propiedad de estas empresas al AGC del CDEC SIC.

Las respuestas, a pesar que en algunos casos, no fueron suficientemente explícitas como para identificar detalles que serán necesarios en fases posteriores del proyecto, han permitido caracterizar elementos de tecnología y de factibilidad técnica suficientes para una estructuración en fases de incorporación de los distintos generadores al control secundario de frecuencia.

2.2.2 Estructuración de la Encuesta

La encuesta se estructuró en las secciones y objetivos que se resumen a continuación:

Ficha de construcción: En esta sección se solicitó información relacionada con la construcción de la central, fecha de entrada en servicio, empresas integradoras de los distintos componentes, fabricantes e integradores de subsistemas asociado al control de la potencia activa. Con esta información es posible identificar si centrales similares en el mundo están integradas a sistemas AGC y el tipo de implementación que disponen. Además que, se averigua si la central fue concebida e integrada para una futura implementación a un control secundario de la generación.

Control de Potencia Activa: Destinada a recabar datos relevantes a la forma como se controla la potencia activa a nivel de los generadores. Se acopia información que permita identificar el grado de supervisión y automatización que se tiene desde el UCS²¹ y su potencial para recibir consignas o comandos desde el PMS²².

Supervisión y Control de Central: Orientada a disponer de información sobre la infraestructura tecnológica existente para el control y monitoreo de la información, protocolos de comunicaciones, disponibilidad de un Centro de Control para la Central - PMS funcionalidades del mismo, etc. son solicitados.

Datos de Operación: Se requiere información de tipo operativo y técnico que permitan conocer el real potencial del generador con base a la tecnología que dispone y sus características operativas a fin de permitir integrarlo de manera efectiva en la prestación de servicios de control secundario de generación.

Control Supervisorio: En esta sección, se solicita información relacionada con la configuración del sistema de supervisión de la central y su integración al sistema jerárquico al que se subordina. Además, se solicita datos como los tiempos de barrido de mediciones e indicaciones.

Contactos: Donde se pide información de contacto de las personas responsables por los cuestionarios en caso que se requieran más detalles en las respuestas obtenidas.

²¹ UCS – Unit Control System o Sistema de control individual de cada unidad.

²² PMS – Plant Management System - Centro de Control de Planta

2.2.3 Sumario de Resultados

La encuesta permitió determinar cuatro elementos claves requeridos para el diagnóstico de la potencialidad de incorporación de un control secundario en los distintos generadores:

- Potencial Declarado Para Integración a un AGC.
- Tiempo desde última Actualización.
- Tecnología de Integración Sugerida.
- Limitaciones dentro del Rango de Regulación.

2.2.4 Potencial Declarado para Integración al AGC CDEC SIC

Sobre el potencial declarado para integración de una central al AGC, se concluye que se cuenta con 17 centrales de generación que podrían integrarse de manera directa o que se encuentran bajo una modernización que le permitiría y las hace candidatas para su incorporación en una primera fase de implementación del AGC. Estas centrales aportan un potencial disponible de 2.464,00 MW de regulación en centrales hidráulicas y 1.104,9 MW en centrales térmicas. En forma consolidada, representan el 53% de la capacidad de regulación existente, siendo las rampas medias de 21 y 14,1 MW/min respectivamente.

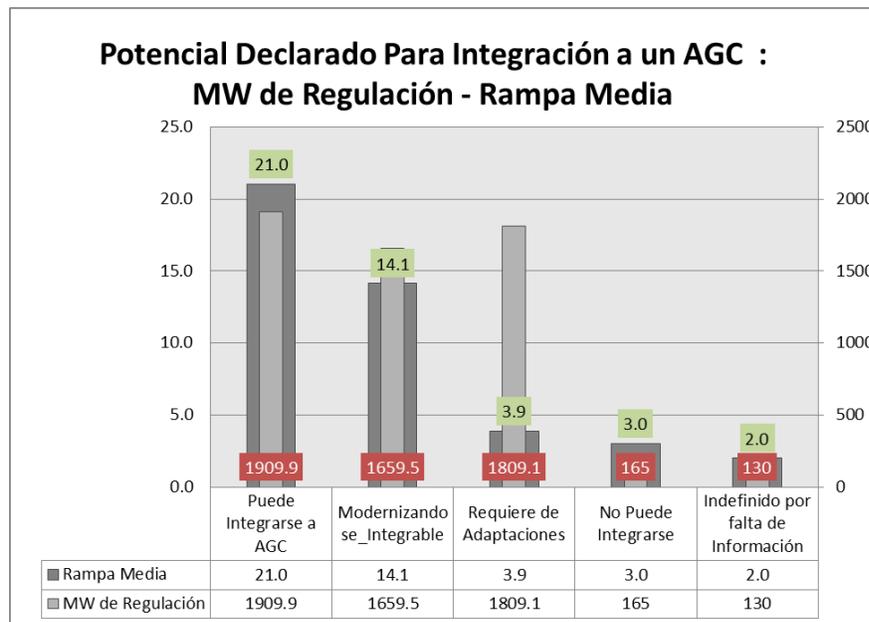
Un total de 11 centrales se clasificaron dentro de la categoría de “Requiere de Adaptaciones” y representan un total de 1.437,1 MW de potencial de regulación disponible en centrales térmicas y 372 MW de origen hidráulico. La rampa media del grupo es de 3,9 MW/min. Este grupo deberá ser evaluado con mayor análisis y/o pruebas efectivas para determinar la factibilidad de que sean integradas en una fase posterior al servicio de regulación secundaria a través de AGC.

Solo dos unidades de generación, correspondientes a central Campiche, se presumen sin potencial de integración al AGC las cuales representan apenas el 5% de la capacidad de regulación del SIC. Lo anterior, debido a la información que diera el coordinado AES en el cuestionario.

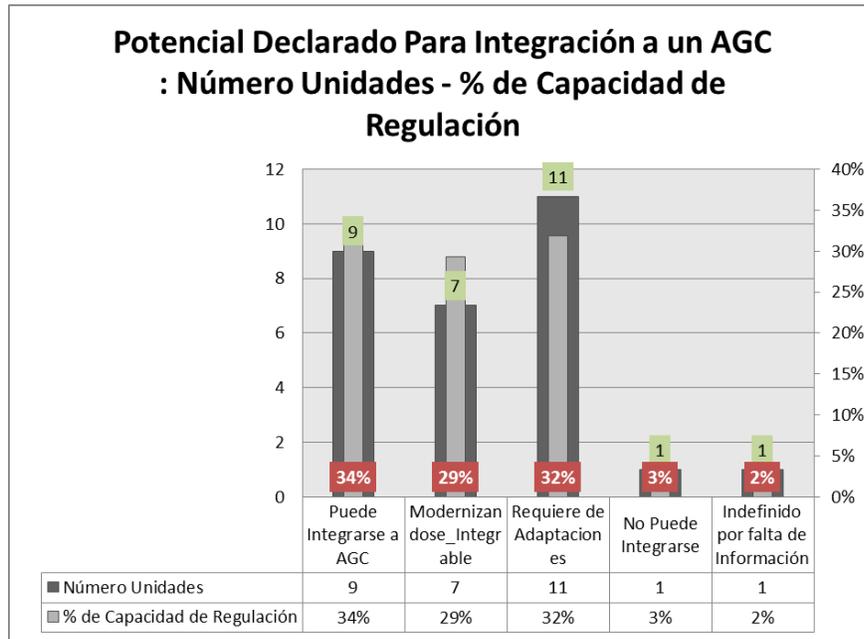
En la Tabla 7, se presenta un resumen que caracteriza e identifica a las centrales según su potencial para integración al AGC. Adicionalmente, se presentan la Gráfica 8 y la Gráfica 9, con las cuales de manera gráfica se comparan los atributos evaluados.

	Puede Integrarse a AGC	Modernizandose_In tegrable	Requiere de Adaptaciones	No Puede Integrarse	Indefinido por falta de Información
Número Unidades	9	7	11	1	1
MW de Regulación	1909.9	1659.5	1809.1	165	130
Rampa Media	21.0	14.1	3.9	3.0	2.0
% de Capacidad de Regulación	34%	29%	32%	3%	2%
Hidroeléctrico	1604.7	859.8	372.0	0.0	0.0
Térmico	305.2	799.7	1437.1	165.0	130.0
Total	1909.9	1659.5	1809.1	165.0	130.0
Plantas X Categoría	Angostura	Central Los Vientos	Bocamina I	Central Campiche	Santa María I
	Antilhue	Nehuenco III	Bocamina II		
	Antuco	Pangue	Canutillar		
	Candelaria	Ralco	Central Nueva Renca		
	Central Cardones	San Isidro I	Central Nueva Ventanas		
	Cipreses	San Isidro II	Central Ventanas 1.		
	El Toro	Termoelectrica Colmito Ltda	Central Ventanas 2.		
	Pehuenche		Colbun		
	Rapel		Empresa Eléctrica Guacolda S.A		
			Quintero		
		Tal-Tal			

Tabla 7 - Potencial Declarado Para Integración a un AGC



Gráfica 8 - Potencial Declarado Para Integración a un AGC : MW de Regulación - Rampa Media



Gráfica 9 -Potencial Declarado Para Integración a un AGC : Número Unidades - % de Capacidad de Regulación

2.2.5 Tiempo desde Última Actualización

Otro elemento clave obtenido del cuestionario se relaciona con conocer el tiempo transcurrido desde la última actualización tecnológica de sus sistemas de control y en el caso de centrales nuevas, el número de años que tienen construidas. En las centrales de los Coordinados del SIC encontramos que 69% de la capacidad de regulación se encuentra en la categoría de menos de 5 años. Siendo la capacidad de regulación térmica de 1.359,9 MW y la hidráulicas de 2.556,5MW.

En un alto grado de certidumbre, como ratifica el atributo de Tecnología de Integración Sugerida – Sección Tecnología de Integración Sugerida, todos los equipos de supervisión y control soportan o disponen de opciones de parte de su proveedor para intercambio de información por medio de protocolos normalizados en la industria y disponibles en el CDEC como IEC-870-5-104, DNP 3.0 o protocolos para el intercambio de información (datos y control) entre centros de control como el ICCP (IEC 60870-6/TASE.2). Esto facilita de forma significativa la integración de estos generadores al control de la generación de CDEC SIC.

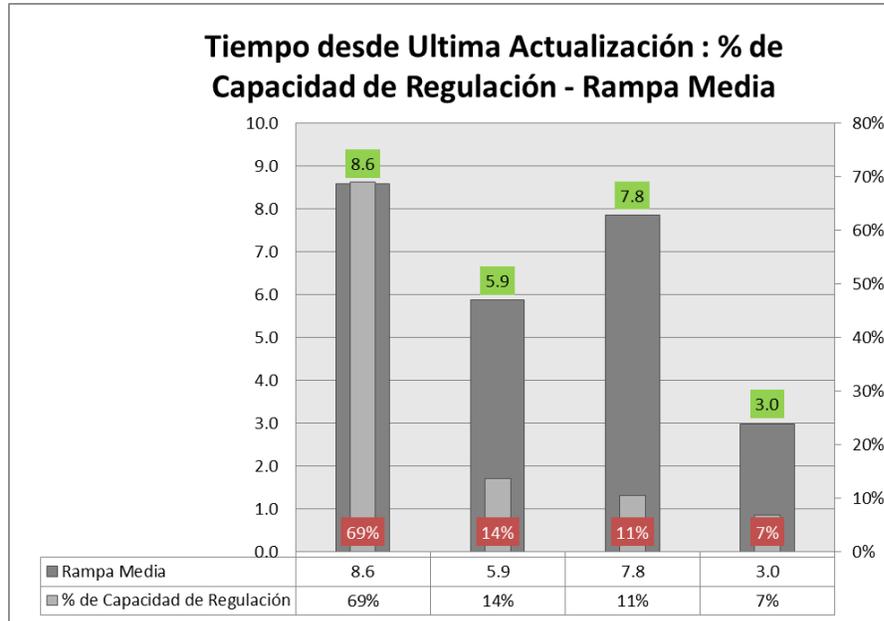
Considerando este criterio, un total de 17 centrales de generación deben ser consideradas candidatas a los fines de integración en la primera etapa de implementación al AGC del CDEC SIC.

A continuación, Tabla 8, resume las respuestas de los coordinados para sus centrales e incorpora elementos cuantitativos para el análisis de este atributo.

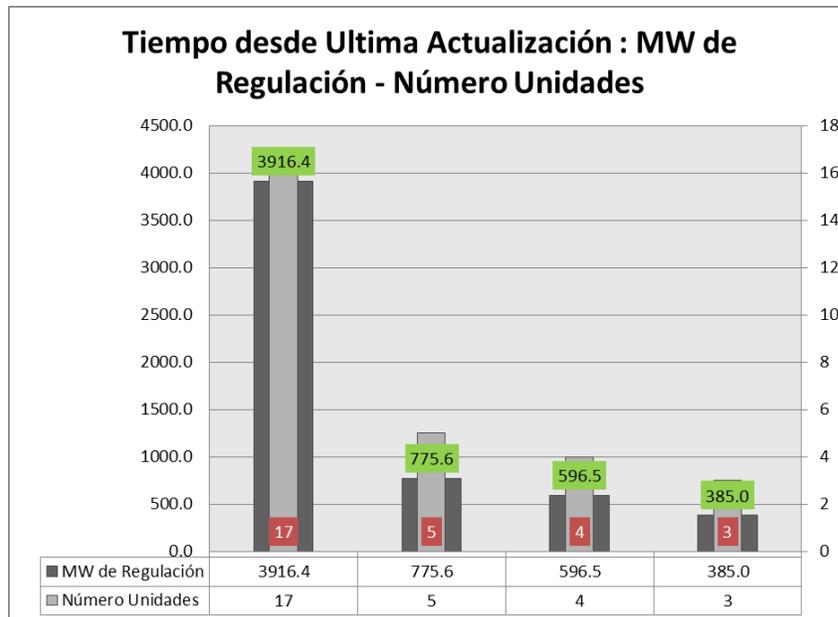
	<5 años	Entre 6 y 10 años	> 11 años	No suministró información
Número Unidades	17	5	4	3
MW de Regulación	3916.4	775.6	596.5	385.0
Rampa Media	8.6	5.9	7.8	3.0
% de Capacidad de Regulación	69%	14%	11%	7%
Hidroeléctrico	2556.5	0.0	280.0	0.0
Térmico	1359.9	775.6	316.5	385.0
Total	3916.4	775.6	596.5	385.0
Plantas X Categoría	Pehuenche	Central Nueva Ventanas	Colbun	Central Campiche
	Angostura	Antihue	Central Nueva Renca	Santa María I
	Antuco	Candelaria	Central Ventanas 1.	Tal-Tal
	Bocamina I	Central Cardones S.A.	Central Ventanas 2.	
	Bocamina II	Nehuenco III		
	Canutillar			
	Central Los Vientos			
	Cipreses			
	El Toro			
	Empresa Eléctrica Guacolda S.A			
	Pangue			
	Quintero			
	Ralco			
	Rapel			
	San Isidro I			
	San Isidro II			
Termoelectrica Colmito Ltda				

Tabla 8 - Tiempo desde Última Actualización

La Gráfica 10 muestra la potencia de regulación y la rampa media de las unidades en los distintos grupos etarios utilizados para el análisis. Como complemento a la anterior, la Gráfica 11, presenta el número de unidades y la capacidad de regulación que representan.



Gráfica 10 -Tiempo desde Última Actualización : % de Capacidad de Regulación - Rampa Media



Gráfica 11 - Tiempo desde Última Actualización: Hidroeléctrico - Número Unidades

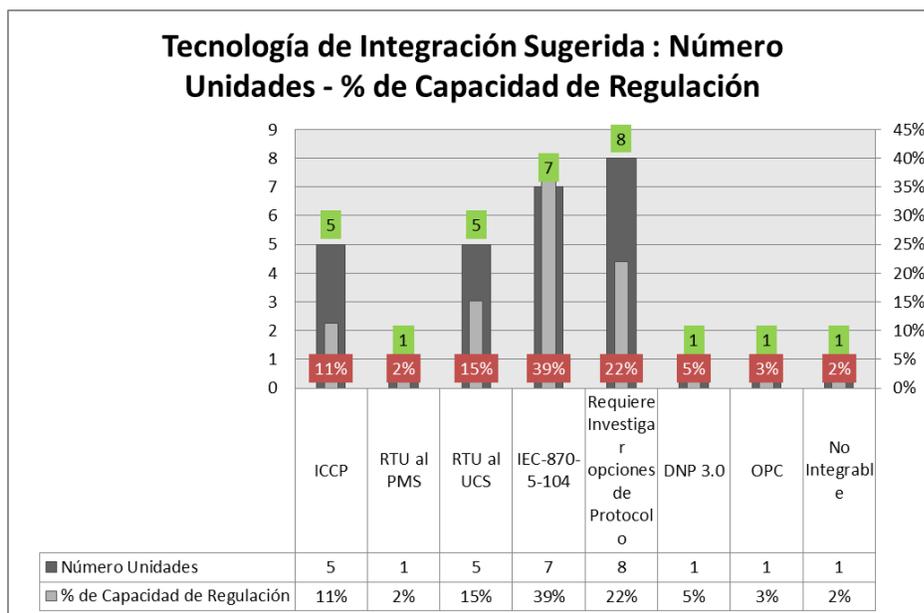
2.2.6 Tecnología de Integración Sugerida

Otro elemento importante a considerar y que se complementa con la sección anterior, es el que se relaciona con el protocolo de comunicaciones existente en la actualidad y que utiliza la central para el intercambio de información con su centro de subordinación o en casos directamente con el CDEC.

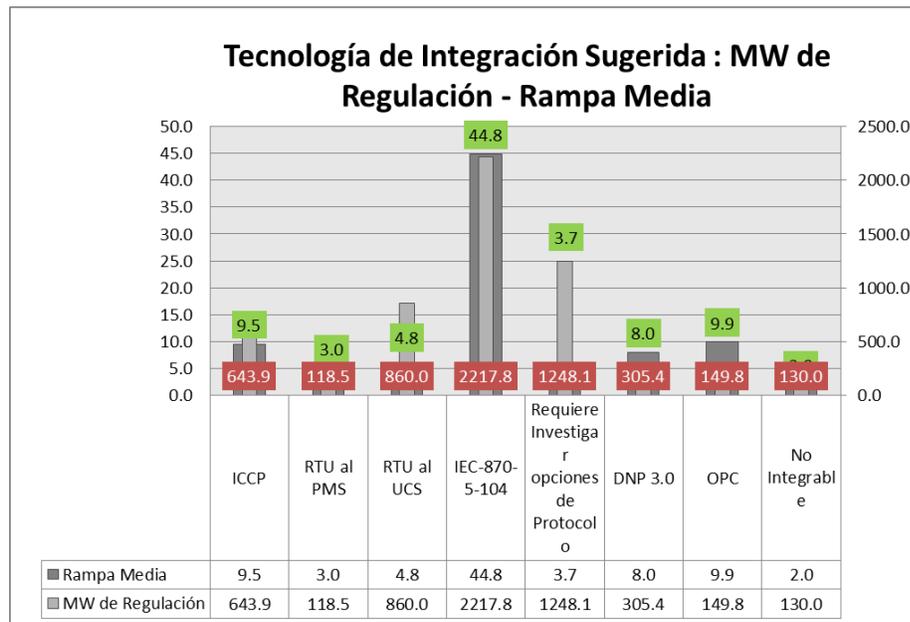
Tenemos que de la muestra, el 39% de la capacidad de regulación de las centrales utilizan IEC-870-5-104 y otro 16% se distribuye entre ICCP y DNP 3.0, para un total de 55% de la capacidad o 3.167,1 MW, entre térmicos (610,3MW) e hidráulicos (2.556,5MW). Este potencial de uso de protocolos se encuentra en 13 centrales, las cuales deben tener prioridad dentro del plan de incorporación de centrales al AGC del SIC.

	ICCP	RTU al PMS	RTU al UCS	IEC-870-5-104	Requiere Investigar opciones de Protocolo	DNP 3.0	OPC	No Integrable
Número Unidades	5	1	5	7	8	1	1	1
MW de Regulación	643.9	118.5	860.0	2217.8	1248.1	305.4	149.8	130.0
Rampa Media	9.5	3.0	4.8	44.8	3.7	8.0	9.9	2.0
% de Capacidad de Regulación	11%	2%	15%	39%	22%	5%	3%	2%
Hidroeléctrico	338.7	0.0	280.0	2217.8	0.0	0.0	0.0	0.0
Térmico	305.2	118.5	580.0	0.0	1248.1	305.4	149.8	130.0
Total	643.9	118.5	860.0	2217.8	1248.1	305.4	149.8	130.0
Plantas X Categoría	Angostura	Central Ventanas 2.	Central Nueva Ventanas	Antuco	Bocamina I	Nehuenco III	Quintero	Santa María I
	Antihue		Central Ventanas 1.	Cipreses	Bocamina II			
	Candelaria		Colbun	El Toro	Central Campiche			
	Canutillar		Empresa Eléctrica Guacolda S.A	Pangue	Central Los Vientos			
	Central Cardones S.A.		Termoelectrica Colmito Ltda	Pehuenche	Central Nueva Renca			
				Ralco	San Isidro I			
				Rapel	San Isidro II			
					Tal-Tal			

Tabla 9 -Tecnología de Integración Sugerida



Gráfica 12 -Tecnología de Integración Sugerida: MW de Regulación - Rampa Media



Gráfica 13 -Tecnología de Integración Sugerida : Número Unidades - % de Capacidad de Regulación

2.2.7 Limitaciones dentro del Rango de Regulación

Dado que la tecnología de generación puede tener ventajas o representar limitaciones para la implementación de un control secundario de generación, que requiere de cambios del punto base de generación como mecanismo de regulación, en el cuestionario se solicitó mencionar las limitaciones o condicionantes al rango de regulación, que pueden constituir impedimentos o conllevar a exigencias especiales de control por parte del AGC.

Como indicamos en la sección 2.1.4, existen ventajas que son intrínsecas para las unidades hidráulicas las cuales en el SIC representan 2.836,5 MW de capacidad de regulación. En contraposición, las térmicas que son representativas del otro 50% de capacidad, tienen limitaciones asociadas a la temperatura y presión ambiental, temperatura del agua para refrigeración y control de emisiones entre otros. Además, existen criterios para la optimización del combustible que pueden estar reñidos con los cambios de potencia de salida necesarios como consecuencia de un control secundario. Estas limitaciones en su mayoría pueden ser tomadas en consideración por la aplicación AGC, ya sea adaptando las exigencias de regulación para respetar las restricciones o limitando la participación de las unidades rango limitados de operación, que puedan representar aportes que pueden ser necesarios para la regulación secundaria.

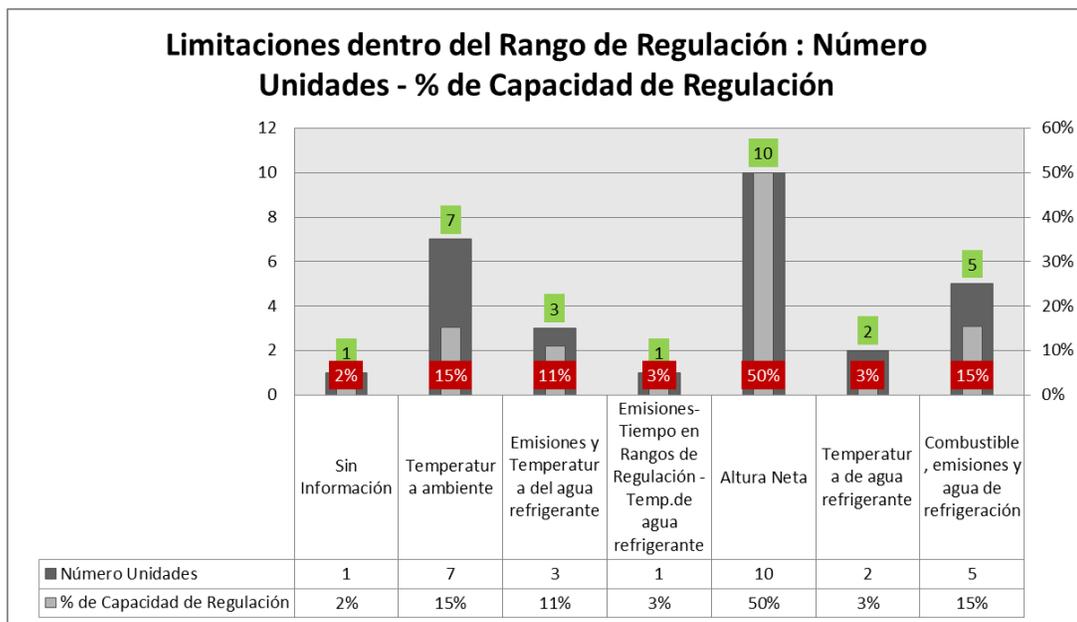
De manera específica, las limitaciones que impone la temperatura ambiente al despacho de una turbina de gas pueden ser modeladas en el AGC y tomadas en cuenta a la hora de cambiar el punto base de la generación. Para ello, en las especificaciones se han tomado en consideración la temperatura y presión como variables de entrada y se ha exigido modelar su impacto en el rango de regulación de la misma.

En la Tabla 10 - Limitaciones dentro del Rango de Regulación, se presentan en forma resumida las respuestas obtenidas de la encuesta, junto con variables de interés utilizadas en el presente análisis.

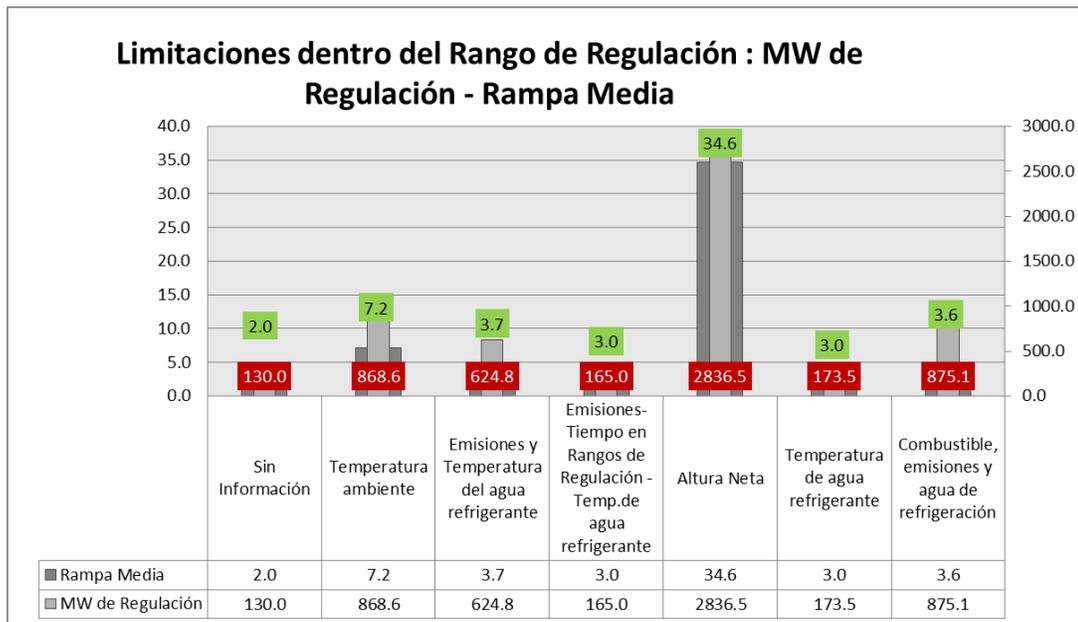
En la Gráfica 14 y la Gráfica 15 se presentan, a los fines de facilitar comparaciones, los elementos más relevantes del análisis por limitaciones asociadas a la tecnología.

	Sin Información	Temperatura ambiente	Emisiones y Temperatura del agua refrigerante	Emisiones-Tiempo de Permanencia en Rangos de Potencia de Regulación Temperatura de agua refrigerante	Altura Neta	Temperatura de agua refrigerante	Combustible, emisiones y agua de refrigeración
Número Unidades	1	7	3	1	10	2	5
MW de Regulación	130.0	868.6	624.8	165.0	2836.5	173.5	875.1
Rampa Media	2.0	7.2	3.7	3.0	34.6	3.0	3.6
% de Capacidad de Regulación	2%	15%	11%	3%	50%	3%	15%
Hidroeléctrico	0.0	0.0	0.0	0.0	2836.5	0.0	0.0
Térmico	130.0	868.6	624.8	165.0	0.0	173.5	875.1
Total	130.0	868.6	624.8	165.0	2836.5	173.5	875.1
Plantas X Categoría	Santa María I	Nehuenco III	Quintero	Central Nueva Ventanas	Pehuente	Central Ventanas 1.	San Isidro I
		Antihue	Empresa Eléctrica Cuacolda S.A		Colbun	Central Ventanas 2.	San Isidro II
		Candelaria	Central Campiche		Pangué		Tal-Tal
		Central Cardones S.A			Raico		Bocamina I
		Central Nueva Renca			El Toro		Bocamina II
		Central Los Vientos Termoeléctrica Colmito Ltda			Antuco		
					Rapel		
					Canutillar		
				Angostura			
				Cipreses			

Tabla 10 - Limitaciones dentro del Rango de Regulación



Gráfica 14 - Limitaciones dentro del Rango de Regulación: MW de Regulación - Rampa Media



Gráfica 15- Limitaciones dentro del Rango de Regulación: Número Unidades - % de Capacidad de Regulación

2.3 Conclusiones

La existencia en el SIC de dos condiciones operacionales claramente diferenciadas entre el período de sequía e hidrología húmeda, obliga a tener preparado un parque de generación para el AGC que permita la realización del control secundario de frecuencia en todas las condiciones hidrológicas.

Lo anterior, implica que la selección de las candidatas a participar no se rija por criterios técnicos asociados a la facilidad de implementar el control secundario de frecuencia, sino que considere las limitaciones propias de cada tecnología a los fines de cumplir el objetivo de regulación que es mantener la frecuencia dentro de los límites aceptados.

Con base al análisis presentado en las secciones precedentes y considerando que la proporción de generación no regulable del tipo no convencional seguirá transformando la matriz de generación del SIC, al incrementarse proporcionalmente más que la térmica e hidro, se hace necesario disponer de un potencial para regulación secundaria que sea suficiente para cumplir con la demanda de este servicio en las condiciones cíclicas de pluviosidad que condicionan planes de producción de predominancia hidro o térmica.

Por estos motivos, y con base a los resultados del cuestionario, se puede concluir que no se puede excluir a priori ninguna de las centrales de generación de prestar este servicio complementario.

Reconociendo que algunos generadores tendrán que ser despachados bajo restricciones ambientales de temperatura ambiente o de agua de refrigeración, de emisiones atmosféricas y mecánicas intrínsecas a su tecnología, se recomienda el despacho de su generación en dos modos; AUTO y BREG.

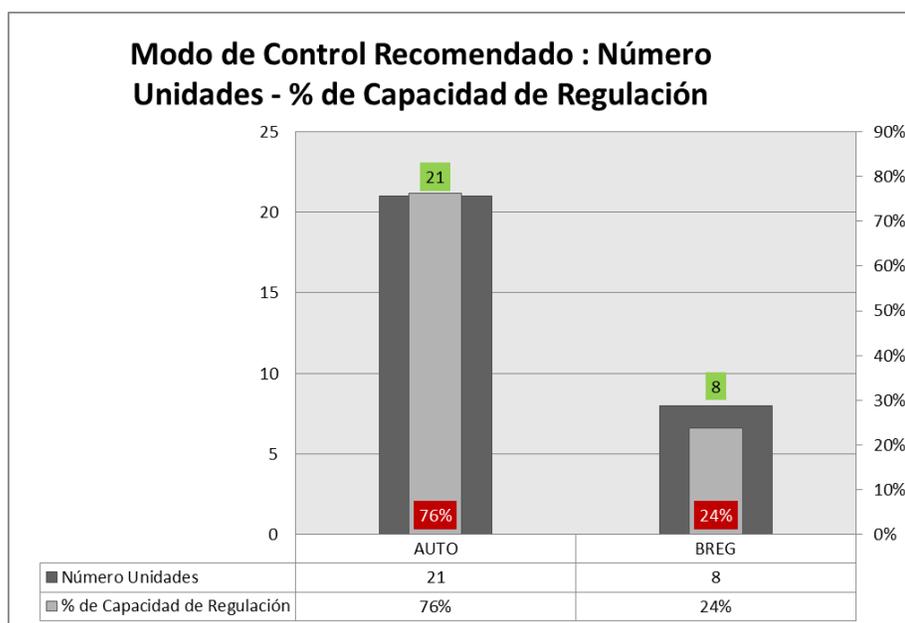
En el modo AUTO la unidad se despacharía desde el CDEC SIC en todo su rango de regulación para el soporte del control secundario y del despacho económico de cortísimo plazo.

Por su parte las centrales que se encuentren en modo BREG serán despachadas considerando una banda de regulación en torno a un valor de potencia base que se establecerá según el plan semanal de despacho o decisión del operador. Esta banda de regulación constituirá el rango de contribución de este tipo de unidades al control secundario de frecuencia. La determinación del ancho en MW de la banda será objeto de análisis para que su participación pueda tener efectividad en la minimización del error de control de área deseado.

Es oportuno mencionar que existen otros modos de operación que son variantes de AUTO y BREG que pueden ser seleccionadas dentro de los sub-lazos de control para cada generador, pudiendo ser de varios tipos de manera simultánea para cada central.

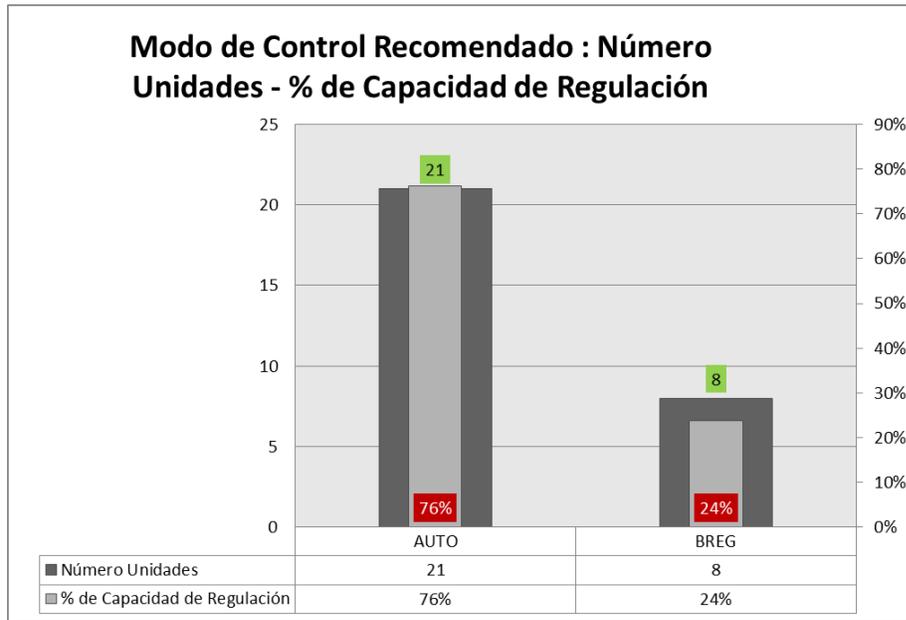
En la Tabla 11, se presenta el modo de control en que se recomienda operar cada uno de los generadores candidatos a participar en el control secundario de frecuencia. Esta clasificación de modo de operación no es excluyente, porque una vez que un generador es incorporado al control secundario al permitir al CDEC SIC fijar de forma remota el punto base de generación, la selección del modo puede modificarse si las condiciones de operación así lo permiten y se requiere.

Del análisis por modo de operación recomendado tenemos que de un total de 29 Centrales, 21 (76%) se han identificado con potencial de operar sus unidades en modo AUTO. Estas representan en total 4.324 MW de regulación distribuidos entre 2.836 MW de Hidro y 1.487 MW térmicos. La rampa media de las unidades en AUTO es de 16,9 MW/min, mientras que las que se clasifican en BREG tienen una rampa de 2,5 MW/min.



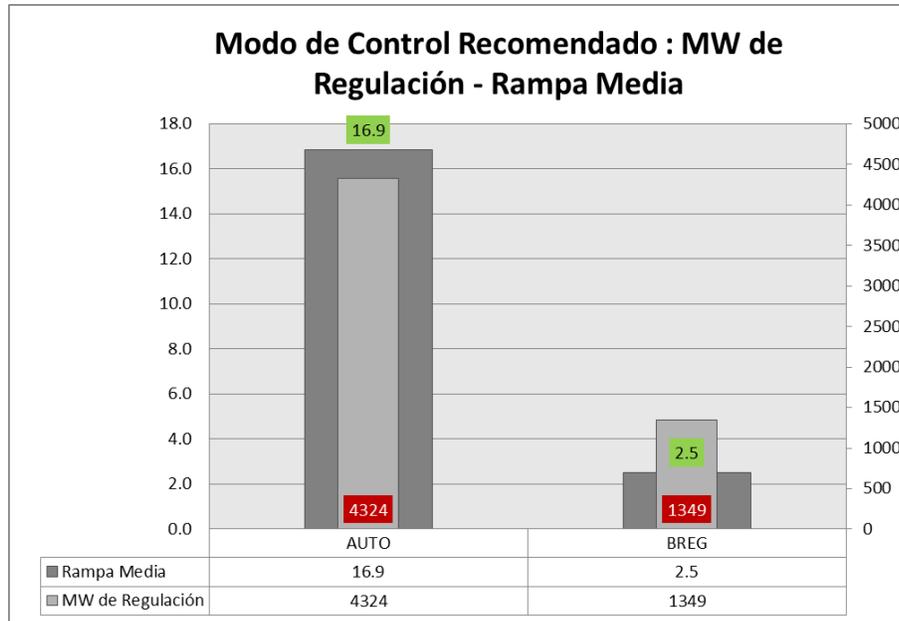
En la Gráfica 16 y

Gráfica 17 se presentan a manera comparativa los indicadores relevantes a la capacidad de regulación evaluada.

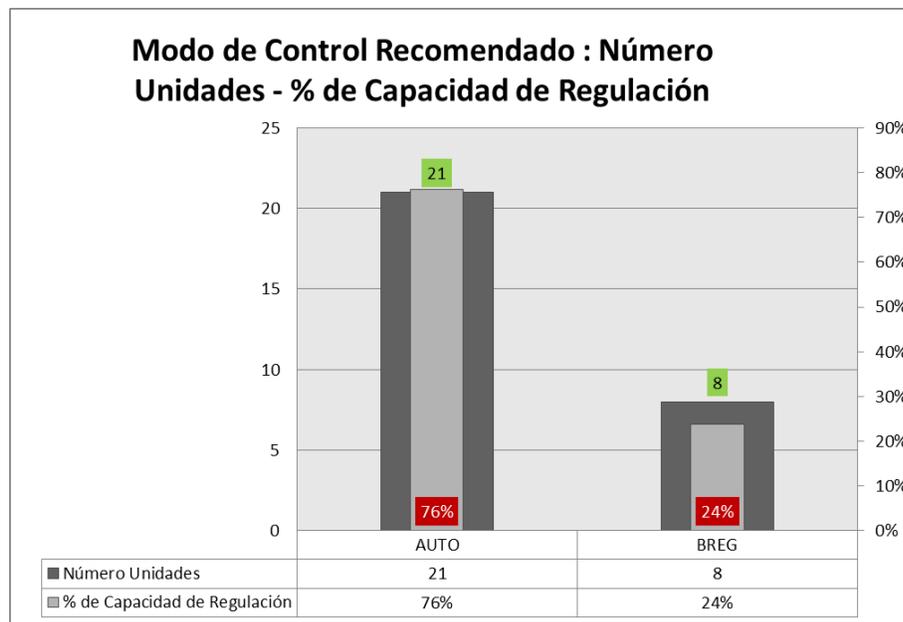


	AUTO	BREG
Número Unidades	21	8
MW de Regulación	4324	1349
Rampa Media	16.9	2.5
% de Capacidad de Regulación	76%	24%
Hidroeléctrico	2836.5	0.0
Térmico	1487.7	1349.3
Total	4324.2	1349.3
Plantas X Categoría	Pehuenche	Central Nueva Ventanas
	Colbun	Central Ventanas 1.
	Pangue	Central Ventanas 2.
	Ralco	Empresa Eléctrica Guacolda S.A
	El Toro	Central Campiche
	Antuco	Bocamina I
	Rapel	Bocamina II
	Canutillar	Santa María I
	Nehuenco III	
	Quintero	
	San Isidro I	
	San Isidro II	
	Angostura	
	Cipreses	
	Antilhue	
	Candelaria	
	Tal-Tal	
	Central Cardones S.A.	
	Central Nueva Renca	
Central Los Vientos		
Termoelectrica		
Colmito Ltda		

Tabla 11 - Modo de Control Recomendado



Gráfica 16- Modo de Control Recomendado - MW de Regulación - Rampa Media



Gráfica 17 - Modo de Control Recomendado: Número Unidades - % de Capacidad de Regulación

CAPITULO III

SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS GRUPOS DE GENERACIÓN – CCAG PARA IMPLEMENTACIÓN DEL AGC CDEC SIC

3.1 Introducción

En el presente informe se presentan los resultados y análisis de las simulaciones del desempeño de los Grupos de Control de Generación CCAG propuestos sólo para propósitos de este estudio, controlados por un AGC.

Las simulaciones han sido realizadas por un modelo similar al que se especificó para el CDEC-SIC bajo dos escenarios de despachos de referencia; el de predominancia hidro y térmica.

Con los análisis se pretende validar y comprobar la factibilidad de uso de los generadores que conforman los distintos CCAG en control secundario de frecuencia desde un AGC.

3.2 Objetivo

La presente sección satisface múltiples requerimientos de análisis que fueron especificados por CDEC como alcances del presente estudio. Entre estos quedan cubiertos con esta sección los siguientes objetivos:

- Análisis de la regulación de frecuencia del SIC a los fines validar la conformación de los CCAG propuestos como candidatos para realizar control secundario de frecuencia controlados por un AGC.
- Evaluación a través de indicadores de calidad de frecuencia el desempeño de cada uno de los CCAG.
- Propuesta de indicadores de desempeño operacional de las unidades generadoras de un CCAG cuando es controlado en potencia por el AGC.
- Cuantificación del efecto en costos de implementar un algoritmo de Despacho Económico para las unidades dentro de un CCGA, a los fines de evaluar la conveniencia de disponer de esta aplicación complementaria.

Los escenarios considerados tienen por propósito evaluar el desempeño de los CCAG bajo casos representativos del tipo de generación dominante en el despacho de la demanda; En el SIC, el plan de producción varía entre los períodos de mayor pluviosidad, cuando es dominado por las unidades hidráulicas y los lapsos de mayor sequía, cuando las unidades térmicas son las que tienen una mayor participación en la generación.

Detalles de cómo es la proporción de la participación de la generación en cada condición climática se presenta en el Capítulo II de este informe - Evaluación del Parque de Generación del SIC para su Integración al AGC.

Siendo necesario caracterizar la frecuencia a partir de situaciones reales de mediciones obtenidas de condiciones de operación representativas de escenarios de despacho de predominancia térmica e hidráulica bajo el esquema actual de control secundario de frecuencia basado en el de una unidad piloto; CDEC SIC suministró el comportamiento de la frecuencia en dos fechas elegidas como representativas de cada condición de operación. El 7 de Agosto de 2014, como referencia a una condición con predominancia de generación hidráulica y 8 de Julio de 2014, como representativo de la dominancia térmica. Es oportuno mencionar que estas fechas y sus correspondientes planes de producción de generación definieron el perfil del despacho que se programó para esos días con el propósito de satisfacer la demanda real.

Estas condiciones de demanda y de plan de producción constituyeron las bases de las simulaciones realizadas para los distintos CCAG bajo el simulador del AGC utilizado.

Siendo el objetivo principal la implementación de un control secundario de la generación desde el CDEC SIC por medio de un AGC, para el despacho de la demanda de la Sistema Interconectado Chileno, el análisis se centró en la frecuencia, el desempeño operacional de los CCAG y los costos relacionados con las unidades bajo el control del AGC.

3.3 Frecuencia

Es la variable de control con que se evalúa el control secundario de frecuencia. La naturaleza cambiante e instantánea del despacho de la generación hace que de forma permanente se requieran acciones de control con el fin de hacer que la potencia eléctrica demandada coincida con la potencia mecánica en los ejes de los generadores. El equilibrio de la frecuencia además depende de otros factores como la inercia, que representan la masa en giro de todos los rotores de los generadores en línea y del impacto que tiene la propia frecuencia en la velocidad de rotación de las cargas motrices que condicionan la potencia total consumida. Por este motivo no hay un mecanismo que permita mantener la frecuencia en un valor constante así sea por períodos limitados de tiempo.

Por esta variabilidad es que los indicadores del desempeño de la frecuencia se evalúan de manera indirecta por formulaciones basadas en métodos estadísticos.

En nuestros análisis de la frecuencia:

- Observaremos el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT de SyCS).
- Calcularemos el Factor de Eficiencia del Control de Frecuencia (FECF) que permite evaluar el desempeño del Control de Frecuencia del SIC
- Analizaremos el valor rms de la desviación de la frecuencia con respecto al valor nominal, *llamado ruido de frecuencia o Épsilon de frecuencia*.

Consideramos que en conjunto las tres referencias de desempeño antes mencionadas nos permitirán evaluar el comportamiento de la frecuencia de los distintos CCAG. A continuación describimos la definición y aspectos metodológicos básicos asociados a éstos parámetros.

3.4 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT de SyCS) con relación a la frecuencia de la red

Esta define para el SIC la normativa para medición del cumplimiento de la frecuencia evaluada en rangos dentro de los cuales debe permanecer en porcentajes de tiempo para períodos de control de 7 días, considerando promedios calculados en intervalos de 10 segundos. En nuestro caso para efectos de la simulación del AGC nos limitaremos a un período de control de 24 horas (1 día) y el promedio de las muestras lo realizaremos cada 6 segundos, que corresponde al período simulado de ciclos de AGC.

A continuación transcribimos el artículo de la NT y CS:

“Artículo 5-30”

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

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

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

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

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

3.5 Factor de Eficiencia del Control de la Frecuencia

CDEC utiliza como indicador del desempeño de frecuencia el Factor de Eficiencia del Control de la Frecuencia (FECF). Este indicador refleja la calidad de la frecuencia y es calculado con base a la siguiente formulación que se transcribe desde el Anexo Técnico Desempeño del Control de Frecuencia.

“El factor FECF para cada hora “k” se define a través de la siguiente expresión de acuerdo con lo estipulado en el Artículo 5-67 de la presente Norma:

$$FECF(k) = 1 - \left[\frac{\Delta f_{m\acute{a}x}^*(k)}{\Delta f_{M\acute{A}X}(k)} \right]$$

Donde,

$\Delta f_{m\acute{a}x}^*(k)$: Corresponde a la desviación máxima instantánea del valor filtrado de medición de la frecuencia.

$\Delta f_{M\acute{A}X}(k)$: Corresponde a la desviación máxima de frecuencia que agota la totalidad de la reserva asociada al CPF”.

Cuando se agota la reserva asociada al CPF, la desviación máxima instantánea del valor filtrado de medición de la frecuencia iguala la desviación máxima de frecuencia en estado permanente que agota la totalidad de la reserva asociada al CPF por lo tanto, el FECF será igual a nulo”.

Para los detalles de cálculo de $\Delta f_{m\acute{a}x}^*(k)$ y de $\Delta f_{M\acute{A}X}(k)$ se recomienda revisar el Anexo Técnico de Desempeño del Control de Frecuencia.

Utilizaremos este indicador para valorar el grado de cumplimiento del mismo como resultado de operación bajo AGC de los distintos CCAG.

En la Gráfica 18 se presentan los FECF calculado para los distintos CCAG simulados en los dos días considerados como representativos de las condiciones de predominancia de generación térmica e hidráulica.

3.6 Épsilon de frecuencia

El Épsilon o el ruido de la frecuencia, es el fundamento de la mayoría de los indicadores de desempeño del AGC y lo utilizaremos en los análisis del desempeño de los CCAG en los escenarios de hidrología húmeda y seca. Este indicador goza de mucha aceptación por su simplicidad de cálculo y universalidad.

Este es por definición el valor rms de la desviación de frecuencia con respecto al valor programado. El mismo se calcula en distintos intervalos de tiempo.

En el análisis se adopta el uso del Épsilon minuto a minuto (ε -1) y en intervalos de 10 minutos (ε -10).

Para el estudio hemos calculado el Épsilon 1 y 10 para los días de referencia (7/8 y 8/7 -2014). El valor medio del día de estas series de referencia es de 265 y 269 mili Hertz respectivamente.

Los Épsilon de 1 y 10 minutos, son una referencia indicativa del valor deseado que por lo general define el Ente Regulador de cada Área de Control de Generación, sin embargo no existe crédito alguno por cumplir con excedencia el mismo. Para que el operador del sistema pueda garantizar que no se exceda el Épsilon en más de un valor límite por período de control, se debe contar con suficiente reserva de regulación primaria y secundaria en línea, lo cual en la mayoría de las ocasiones tiene como implicación un costo adicional en el sistema como consecuencia de la necesidad de sincronizar unidades adicionales para mantener estas reservas.

Estos valores son altos comparados con países con sistemas interconectados de gran porte, 25 GW o más en los cuales el $\varepsilon -1$ oscilan entre 25 y 100 mHz, mientras que el $\varepsilon -10$ están entre 5 y 30 mHz. Sin embargo, no existen criterios uniformes sobre cuál es el valor de referencia a utilizar para medir la calidad del desempeño de la frecuencia.

Como criterio para evaluar el desempeño de la frecuencia de los CCAG del SIC hemos adoptado un valor de referencia y objetivo de 90 mHz. (0.090 Hz) para $\varepsilon -1$ y de 75 mHz (0.075 Hz) para $\varepsilon -10$.

Esto significa que para en la evaluación de CCAG valores de $\varepsilon -1$ y de $\varepsilon -10$ por debajo de sus valores de referencia se considerarán como aceptables.

Por esta razón es que el AGC trabajando integrado con un ED hace uso de una banda de “Límites de Control Permisivo”, que permiten al control ejercido por el AGC moverse dentro de bandas o valores de Épsilon más flexibles de forma de permitir acomodar el despacho económico de las unidades en los modos AUTO o ECON y el seguimiento del plan óptimo en los casos de unidades despachadas en modo programado (SCHD, o SREG).

En la Gráfica 19, se presenta el valor de $\varepsilon -1$ y de $\varepsilon -10$ como referencia de los valores actuales del comportamiento de este indicador.

3.7 Gráficas a Utilizar para el Análisis de Frecuencia bajo distintos CCAG

Las gráficas a continuación serán utilizadas para los análisis del comportamiento de los CCAG evaluados para los escenarios de con predominancia hidráulica y térmica.

Gráfica 18 - Factor de Eficiencia del Control de la Frecuencia - Día Dominancia Hidro y Térmica.

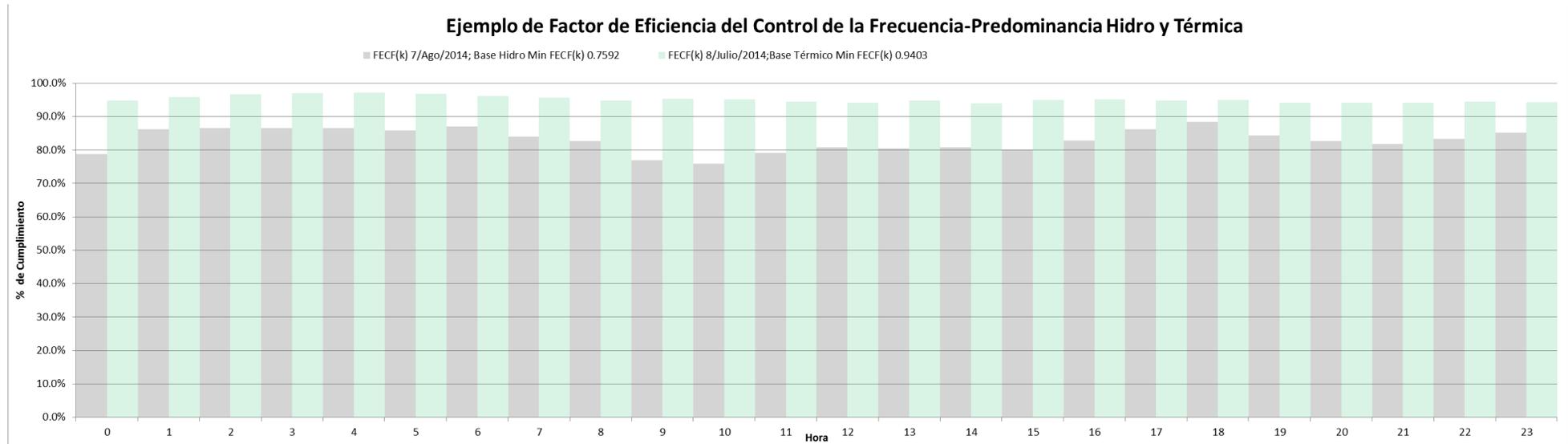
Gráfica 19 - Comparación Épsilon de Frecuencia E-1, E-10 - Días Representativos - Dominancia Hidro y Térmica.

Gráfica 20 - Frecuencia del SIC para un CCAG

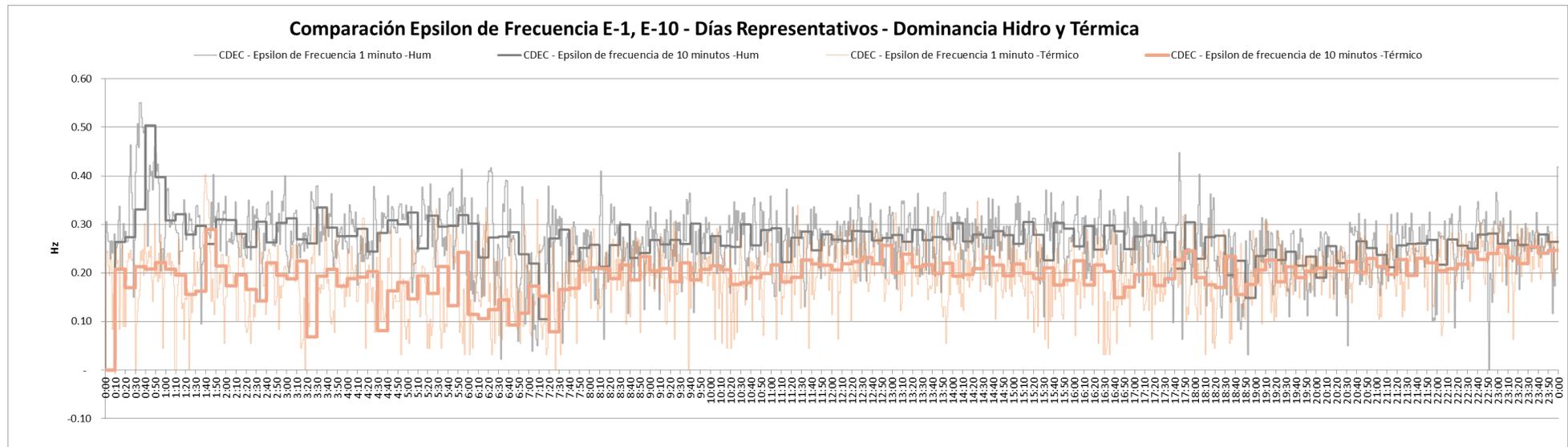
Gráfica 21 - Distribución de Frecuencias para un CCAG

Gráfica 22 – Factor de Eficiencia de un CCAG

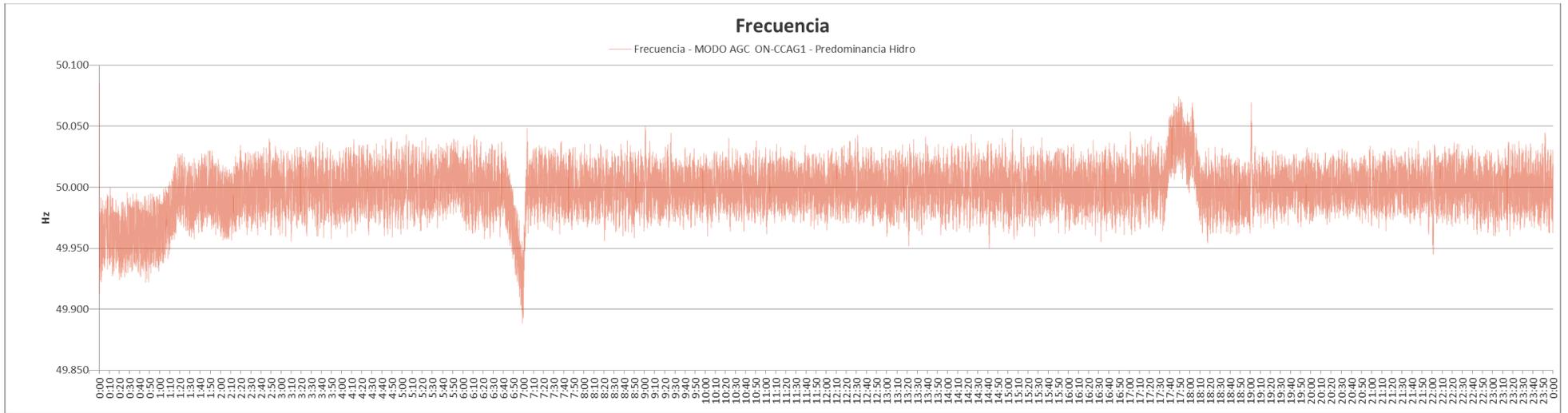
Gráfica 23 - Épsilon 1-10' para CCAG



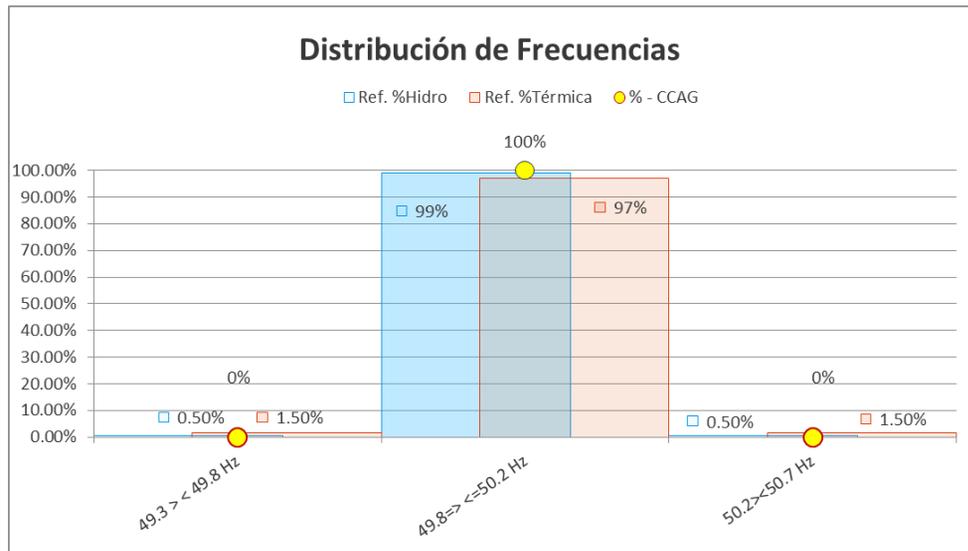
Gráfica 18 - Factor de Eficiencia del Control de la Frecuencia - Día Dominancia Hidro y Térmica



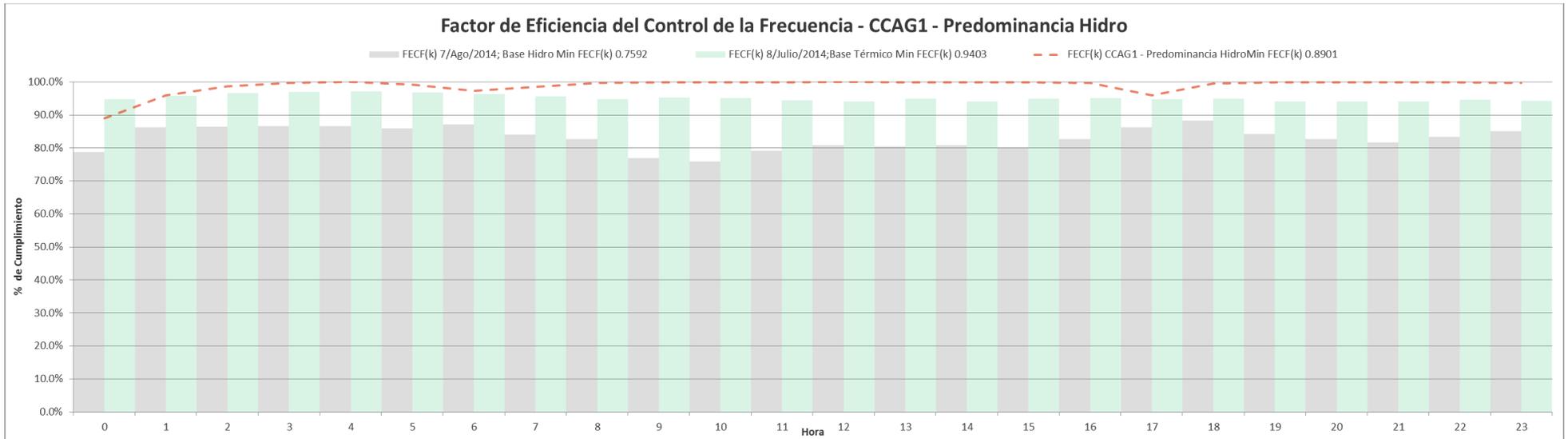
Gráfica 19 - Comparación Épsilon de Frecuencia E-1, E-10 - Días Representativos - Dominancia Hidro y Térmica



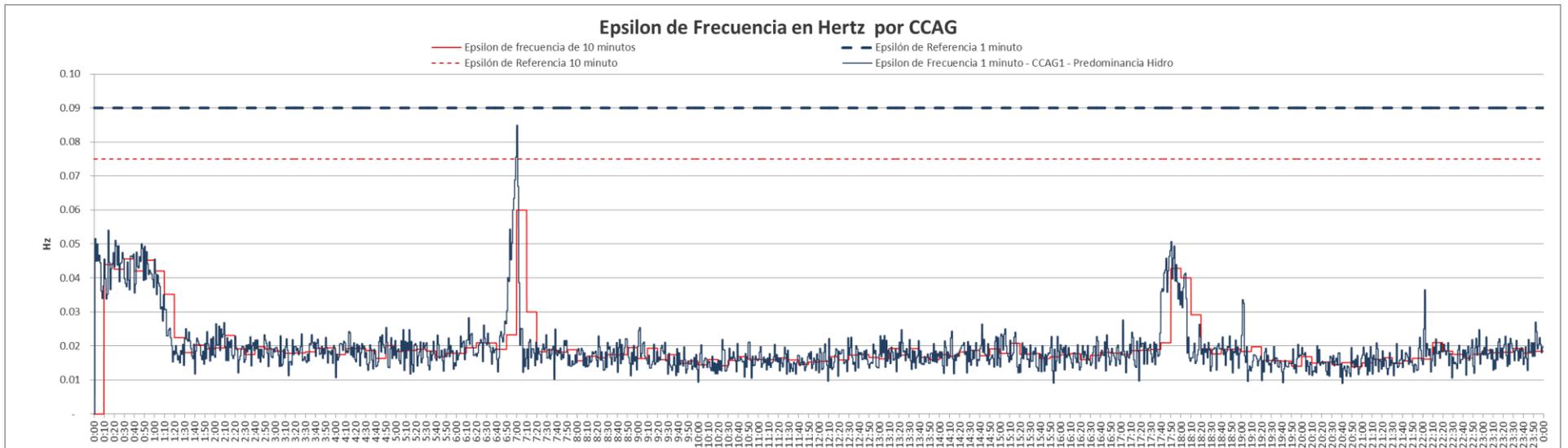
Gráfica 20 - Frecuencia del SIC para un CCAG



Gráfica 21 - Distribución de Frecuencias para un CCAG



Gráfica 22 – Factor de Eficiencia de un CCAG



Gráfica 23 - Épsilon 1-10' para CCAG

3.8 Reserva para Regulación

La reserva para la regulación es un parámetro fundamental que se determina en cada ciclo de ejecución del AGC. Esta reserva se calcula por unidad generadora y como el total del área de generación (SIC) de todas las unidades que están prestando el servicio de AGC, la cual se divide en dos tipos o categorías; Reserva de Regulación para Subir y Reserva de Regulación para Bajar.

La reserva para regulación se define como la capacidad máxima de cambio de potencia disponible en cada ciclo de control para el control secundario de frecuencia. Esta reserva es el menor valor que resulta entre el rango comprendido entre la potencia actual y el límite de regulación superior o inferior (según el caso) y la rampa de toma/reducción de carga de la unidad en MW/minuto.

Las ecuaciones a continuación definen estas variables por generador:

$$\text{Reserva de Regulación a Subir} = \text{Min}(\text{Lim. Reg. Superior} | \text{Rampa a Subir} \times \text{ciclo})$$

$$\text{Reserva de Regulación a Bajar} = \text{Min}(\text{Lim. Reg. Inferior} | \text{Rampa a Bajar} \times \text{ciclo})$$

Cuando en un ciclo determinado la reserva para regulación se agota en cualquiera de sus tipos (se hace cero), la capacidad de la unidad para control secundario es nula para corregir frecuencia. En otras palabras si se agota la reserva de regulación a subir, la unidad no podrá participar en la corrección del Error de Control de Área Negativo (Frecuencia nominal superior a la frecuencia nominal) – De manera inversa, si se agota la reserva de regulación a bajar, la unidad no podrá participar en la corrección de ACE positivos (Frecuencia nominal inferior a la frecuencia nominal).

A partir de la cantidad de reserva de regulación de las unidades se calculan para el AGC los factores de participación en la regulación con los cuales se calcula el UCE o error de control de la unidad.

La reserva de regulación o Margen de Regulación del Sistema a subir o bajar se determina como la suma de las reservas individuales por tipo de cada uno de los generadores bajo control de AGC.

La disponibilidad de adecuados márgenes de regulación a subir y bajar es responsabilidad del Despachador y para apoyarle el AGC genera alarmas de cruce de niveles mínimos de reserva de regulación en cada uno de los sentidos.

Estas se definen como:

$$\text{Margen de Regulación Subir} = \sum_1^N \text{Reserva de Regulación Subir de Generador}(i)$$

$$\text{Margen de Regulación Bajar} = \sum_1^N \text{Reserva de Regulación Bajar de Generador}(i)$$

Dónde:

i – representa una unidad en modo Auto o con capacidad de regulación (BASE-Regulante, Programada-Regulante).

N – El número de generadores en alguno de los modos de regulación en línea.

Los generadores en servicio dentro de cada CCAG definen el número de unidades de generación que participarán en modo AUTO en el AGC del CDEC SIC, los mismos definen de también la cantidad máxima de reserva de regulación.

A manera de ejemplo en la Gráfica 24 - Reservas de Regulación, presentamos un ejemplo del comportamiento de la reserva de regulación del sistema para un CCAG bajo el AGC.

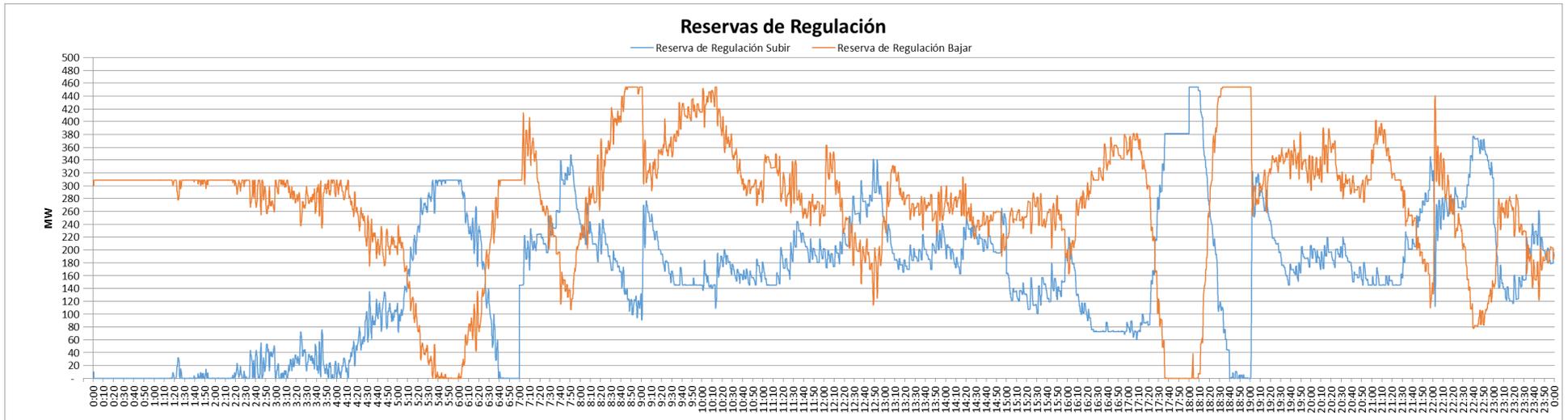
3.9 Minutos Sin Reserva de Regulación

Una variable complementaria que puede ser utilizada cuando se evalúa el desempeño de un CCAG son los minutos sin reserva de regulación por hora. Estos ocurren por la falta de capacidad de regulación secundaria temporal que pueda ocurrir como consecuencia de insuficiencia del rango de regulación provisto por las unidades del CCAG en servicio o por falta de soporte del lado de la generación en incremento o disminución de la generación en otras unidades por parte del Despachador.

Cuando existen minutos sin reserva de regulación a subir, se debe investigar por qué no se programó en el sistema un incremento de su generación base o de la puesta en servicio de un generador. En caso opuesto, donde hay falta de reserva de regulación a la baja, está puede haberse debido al no retiro del servicio de un generador o de la reducción de la potencia programada de un generador en línea.

Como referencia utilizaremos un tiempo de 10 minutos como umbral de tiempo aceptable sin reserva de generación. Con este tiempo podemos asumir que el Despachador recibió una alarma de advertencia de baja reserva de regulación con anticipación razonable y de cero reservas para su acción inmediata, dentro de los próximos 10 minutos.

En la Gráfica 25 - Minutos sin Reserva de Regulación, se presentan un ejemplo del comportamiento de esta variable por Hora para un CCAG.



Gráfica 24 - Reservas de Regulación



Gráfica 25 - Minutos sin Reserva de Regulación

3.10 ACE - Error de Control de Área (ECA)

Corresponde a la señal de referencia o de error en MW a corregir en control secundario de generación. La misma es calculada a partir de la desviación de la frecuencia con respecto a su valor programado, al que se incorporan términos adicionales derivados de los errores de intercambio y tiempo. El ECA será presentado para cada CCGA para los escenarios seco y húmedo.

Se debe tener presente, que esta variable tiene un componente de ruido de demanda que es característica de cada sistema, éste es aleatorio en intervalos de tiempo y amplitud debiendo ser filtrada como señal de error de control para evitar controles innecesarios sobre los generadores que solo deben, en lo posible, seguir los movimientos persistentes de la demanda. Por tal motivo es que se utiliza el FACE o ECAF descrito a continuación.

3.11 FACE - Error de Control de Área Filtrado (ECAF)

Corresponde al valor filtrado de ECA que se utiliza como error de referencia a corregir por medio del AGC. El ECA en su forma natural, contiene una componente de ruido que se asocia a la variabilidad de la carga que para el CDEC SIC es de ± 48 MW. El valor integrado del ruido sobre un período razonablemente largo (por ejemplo 1 hora) es muy cercano a cero.

Como el objetivo del control secundario es responder a cambios persistentes de la demanda e intercambios que requieren acciones de control en la potencia activa de los generadores que permitan corregir el ECA, a fin de minimizar solicitudes de variación de generación innecesarias como respuestas al ruido, se hace necesario excluir el mismo.

Para ello, se aplican filtros que para el caso de las simulaciones del presente estudio se ha configurado iguales a los que se utilizan en la aplicación de AGC que se integra al NM® de ABB.

El filtro en referencia se define como:

$$FACE = GMov * \frac{\sum_1^n ACE}{n} + GExp * ACE * (1 - e^{-\frac{1}{T}})$$

Donde:

GMov - Ganancia del término del promedio móvil (≤ 1) – Valor utilizado: 0,6

GExp - Ganancia del término exponencial (≤ 1) – Valor utilizado: 0,4

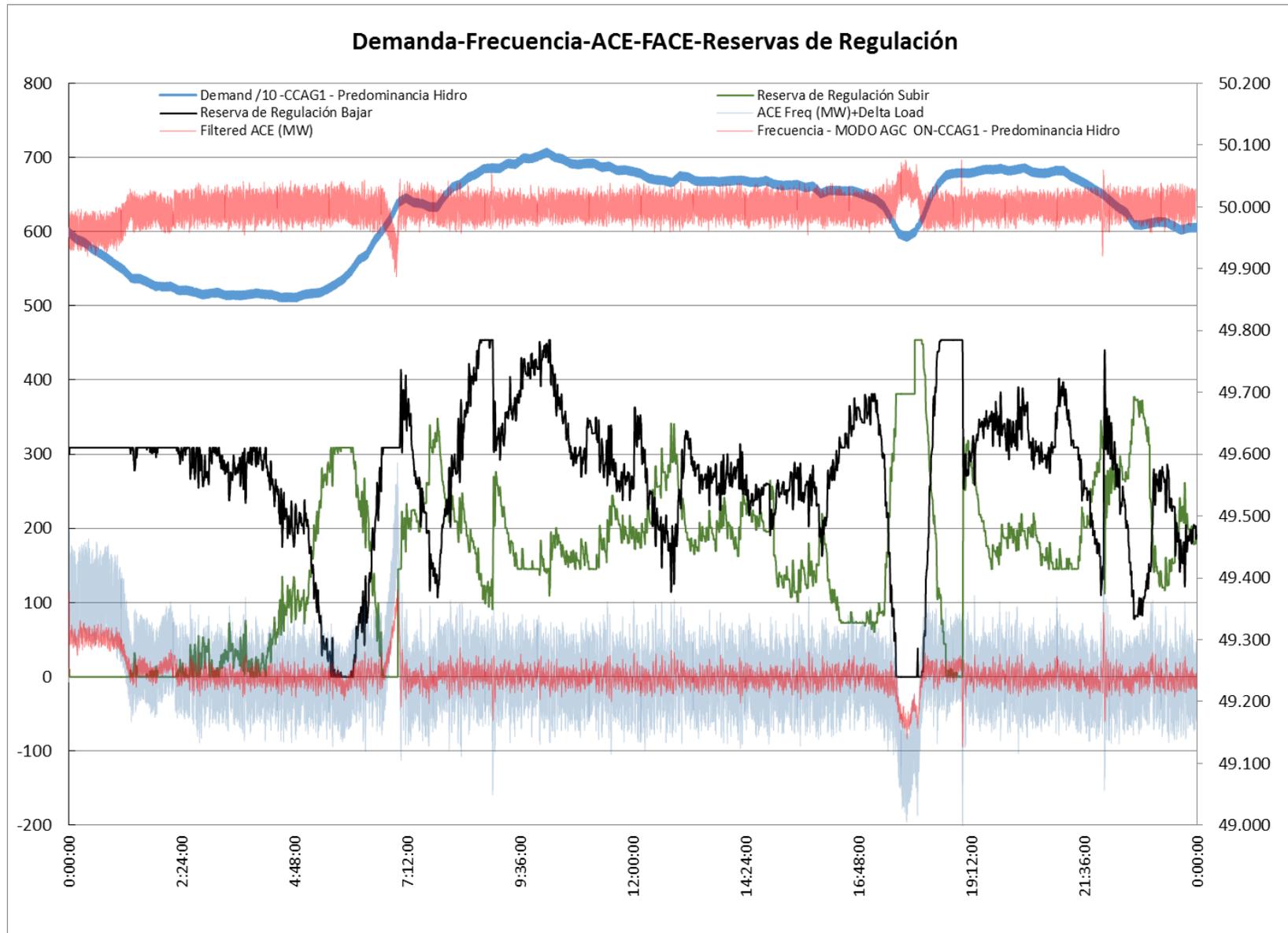
Nota: La suma de *Gmov* + *Gexp* debe ser igual a 1.

n - Número de muestras de ECA en ciclos consecutivos para el cálculo del promedio móvil – Valor Utilizado: 6

T – Tiempo en segundos del filtro exponencial – Valor de tiempo seleccionado: 6 segundos.

Los ECA y ECAF para cada escenario simulado para los fines de evaluar los CCAG se presenta en una gráfica en la cual de manera conjunta se representa la demanda (escalada en 1/10), el ACE, ECAF, la frecuencia resultante y el comportamiento de las reservas de regulación.

Esta es una representación sinóptica de las variables de interés para el sistema. Un ejemplo de la misma se incluye como Gráfica 26 a continuación.



Gráfica 26 - Demanda-Frecuencia-ACE-FACE-Reservas de Regulación

3.12 Generación por Unidad en CCAG – Modo Control Secundario

Una variable de análisis para evaluar el desempeño del CCAG, es la generación de potencia activa de las Unidades que participan en el AGC en modo AUTO.

En este modo, las unidades de generación, además de los objetivos de control secundario atienden consignas de despacho económico. Sin embargo, en nuestro modelo podemos excluir el impacto del despacho económico para los fines de focalizar en el comportamiento en un modo de regulación puro de los CCAG.

Para estas unidades se presentará la potencia de salida en la condición que el CCAG solo controla el ECA, ignorando el despacho económico que el AGC realiza de las unidades en modo AUTO. En la Gráfica 27 - Despacho de Generación de Unidades en AUTO - Solo Regulación Secundaria, se muestra un ejemplo de despacho de unidades en el modo indicado.

3.13 Generación por Unidad en CCGA – Modo Control Secundario con Despacho Económico

Para permitir analizar las diferencias entre los despachos resultante para cada unidad generadora en servicio perteneciente a un determinado CCAG cuando se realiza control secundario de frecuencia con y sin despacho económico, se incorporan a las gráficas de análisis los resultados del despacho de unidades en modo AUTO habilitadas para el despacho económico.

La forma como el AGC controla la potencia deseada con base a regulación para moverla hacia la potencia sugerida por el despacho económico se realiza en dos prioridades;

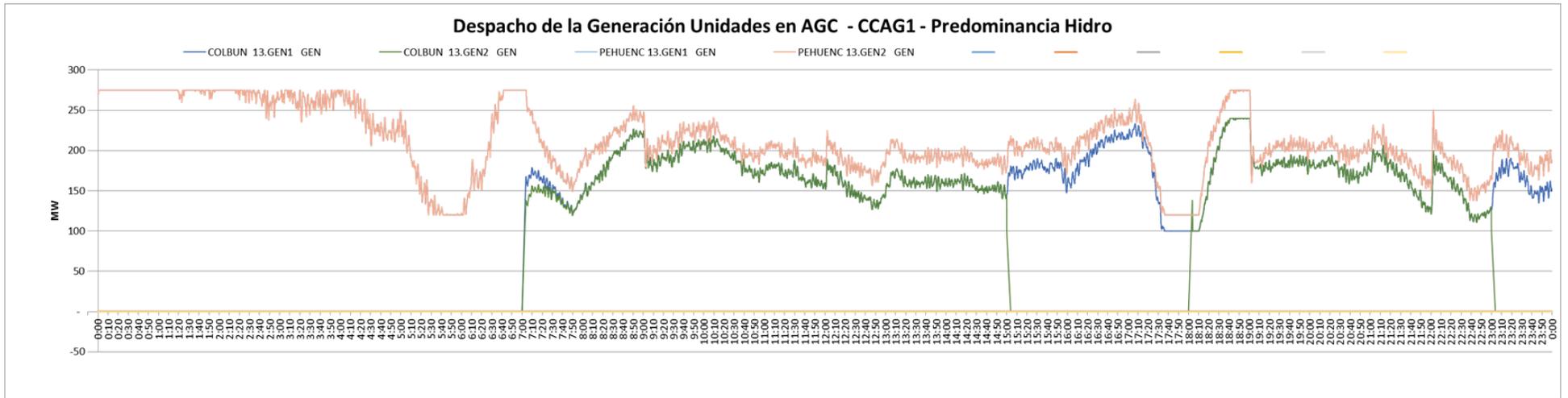
- La primera es realizando el despacho de la generación únicamente con el fin de minimizar el ECA en el menor tiempo posible y para ello se utilizan los factores de participación de regulación que maximizan la corrección del mismo.
- La segunda se habilita una vez que el ECA su ubica dentro de una banda definida para cada sistema de generación. Dentro de esta franja, en torno al ECA de valor cero, se toleran valores por encima del Mínimo ACE del sistema. Esta banda de límites se denomina “Límite de Control Permisivo (LCP)” y se definen en MW.

Al disponer de esta tolerancia en el control del ECA, dentro de una banda específica, se permite al AGC coordinar acciones de control en los sub-lazos de las unidades en modo controlable (AUTO, BREG, SCHR, ECON) con el fin de traspasar en términos netos la potencia de un generador menos económico a otro más económico. Como las rampas pueden ser distintas entre los generadores objeto de redistribución económica de la potencia, se pueden producir diferencias entre la potencia despachada y la requerida que se traducen en desviaciones tolerables del ECA, siempre manteniéndose dentro de la banda de control permisivo.

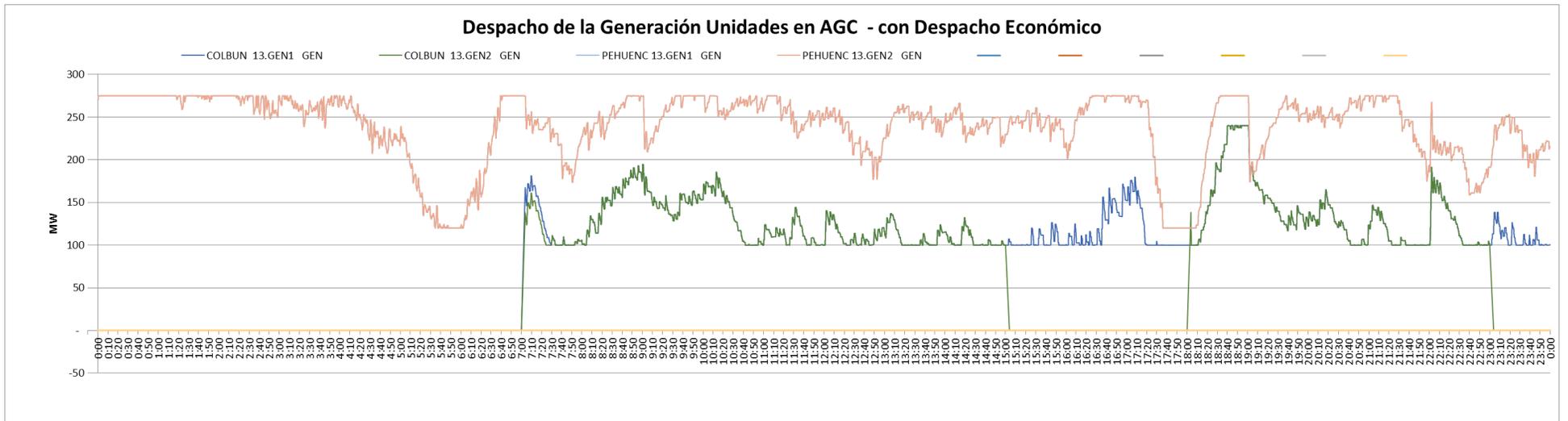
Mediante este tipo de despacho se desmejora en parte la calidad de regulación del ECA, sin embargo, en la mayor parte del tiempo el cumplimiento de los estándares de calidad de frecuencia e intercambio es excedido y no existe recompensa o beneficio económico por el sobre cumplimiento en la regulación secundaria.

Es importante destacar, que el Límite de Control Permisivo no solo se aplica para los re-despachos económicos, sino cuando una unidad en modo base (BASE o SCHED) es ajustada en su potencia de salida desde el AGC. El sub-lazo de control que se establece, asegura el

envío de los comandos respectivos distribuidos en el tiempo, de manera que no se viole en ningún momento el límite antes mencionado. Otro uso menos común de este límite, es cuando se permite al AGC realizar arranques/paradas remotos de la unidad y su carga/descarga en zona de rampa. En las simulaciones hemos considerado un valor para el Límite de Control Permisivo de 15 MW. En la Gráfica 28 - Despacho de la Unidades de CCAG - Regulando y Despacho Económico se presenta un ejemplo del CCAG anterior pero despachado de manera económica.



Gráfica 27 - Despacho de Generación de Unidades en AUTO - Solo Regulación Secundaria



Gráfica 28 - Despacho de la Unidades de CCAG - Regulando y Despacho Económico

3.14 Reservas de Generación

Otra variable analizada al evaluar el desempeño de los CCAG son las magnitudes de reserva. Las reservas en sus distintos tipos garantizan que frente variaciones regulares de la demanda, contingencias simples de unidades generadoras o en líneas de intercambio, el sistema sea lo suficientemente robusto para tolerar los cambios antes descritos.

Para el estudio hemos tomado en consideración los siguientes tipos de reservas:

3.15 RG - Reserva en Giro para los próximos 10 minutos en unidades en línea.

Esta reserva es de uso generalizado y se encuentra embebida en la aplicación de cálculos de reserva en línea del NM. La misma refleja la potencia real en MW con que cuenta el sistema objeto de despacho de la generación en un intervalo de tiempo ajustable. Por lo general se utiliza un intervalo de 10 minutos, sin embargo hay áreas de control que utilizan 5' y en ocasiones 15'.

Para las simulaciones para evaluación de los CCAG, hemos seleccionado un intervalo de tiempo de 10'.

La fórmula aplicada es la siguiente:

$$RG = \{ \text{Min}(\text{Límite Superior de Regulación} - \text{Potencia Generada}) \mid \text{Rampa} \times 10 \text{ Minutos} \}$$

Dónde:

Rampa: Tasa de incremento de potencia a subir en MW/Min.

Límite Superior de Regulación: Es el límite superior asignado a la unidad, el mismo por lo general está por debajo del límite máximo de la unidad. La diferencia entre el Máximo de la unidad y este límite representa una reserva rígida para respuesta por estatismo.

Potencia Generada: Corresponde a la potencia generada por la unidad al momento de la evaluación.

3.16 RL - Reserva en Unidades en Línea

La misma también se encuentra disponible para su cálculo en la versión estándar de la aplicación.

En muchos países se conoce como reserva rodante o en giro. La misma se calcula como:

$$RL = [(\text{Límite Superior de Regulación} - \text{Potencia Generada})]$$

Los términos utilizados en la fórmula están descritos en la definición de la reserva en giro para los próximos 10 minutos.

3.17 RP_G^{CSF} – Reserva para Regulación Secundaria de la Generación CDEC SIC

El informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios CDEC-SIC (versión 2015), define a esta magnitud de reserva como:

$$RP_G^{CSF} = \frac{\text{Min}[V_G, V_{G_AGC}]}{V_{G_AGC}} * (P_G^{Max} - P_G^{Min})$$

Dónde:

RP_G^{CSF} : Reserva de potencia disponible de una unidad de generación para la acción de CSF [MW].

V_G : Tasa de toma de carga de unidad de generación [MW/min].

V_{G_AGC} : Tasa de toma de carga por acción conjunta AGC de 4 [MW/min] de acuerdo al Art 3-17 c) de la NT de S y CS.

3.18 RP_G^{CPF} – Reserva para Regulación Primaria de la Generación CDEC

El informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios CDEC-SIC (versión 2015), define a esta magnitud de reserva como:

$$RP_G^{CPF} = \frac{\Delta f / 50}{E_g} * P_{G_n} \quad (MW)$$

$$\Delta f = -0.7 \text{ Hz} \quad \text{Según el Art. 5-30 NT de S y CS}$$

$$RP_G^{CPF} = \frac{0.014}{E_G} * P_{G_n} \quad (MW)$$

$$\text{Tal que } RP_G^{CPF} \leq P_G^{Max} - P_G^{Min}$$

Donde:

E_G : Estatismo permanente, en p.u. base P_{G_n} .

P_{G_n} : Potencia activa nominal del generador, en MW.

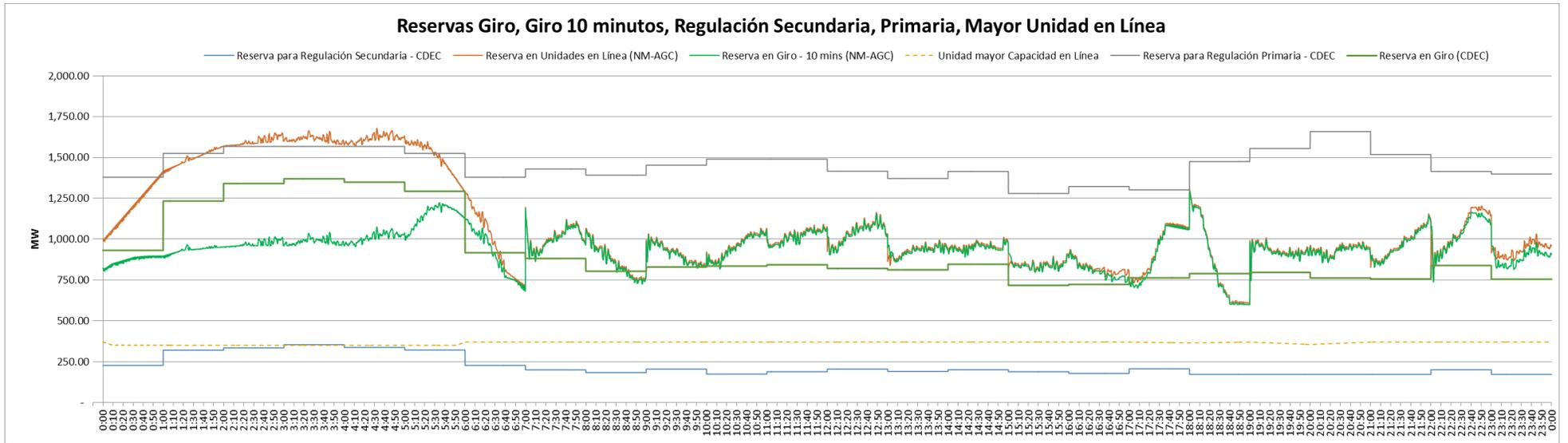
Δf : Desviación de frecuencia respecto de frecuencia nominal, en Hz.

RP_G^{CPF} : Reserva de potencia disponible de una unidad de generación para la acción de CPF

Si no está disponible el dato estadístico “EG” en las unidades de generación, se emplea el estadístico más conservador establecido en el Art- 3-16 a) de la NT de S y CS, esto es, 8% (0.08 p.u. base de P_{G_n}).

En complemento a los tipos de reserva indicados y a fines de referencia, en la gráfica de resultados se incluye la capacidad de generación de la unidad más grande en línea.

En la Gráfica 29 - Reservas Giro, Giro 10 minutos, Regulación Secundaria, Primaria, Mayor Unidad en Línea se presentan las magnitudes de reserva mencionadas.



Gráfica 29 - Reservas Giro, Giro 10 minutos, Regulación Secundaria, Primaria, Mayor Unidad en Línea

3.19 Petición de Comandos

En la evaluación de CCAG, el uso físico que el AGC hace de las unidades se cuantifica en la práctica a través de los siguientes parámetros:

- Cantidad de cambios de Dirección de la Consigna de Potencia.
- Cantidad de solicitudes de Incremento de Potencia a Subir
- Cantidad de solicitudes de Decremento de Potencia a Bajar
- Promedio de MW de las solicitudes a subir
- Promedio de MW de las solicitudes a bajar

En la sintonización del AGC en función de las capacidades del conjunto gobernador/turbina de recibir y procesar consignas de ajuste de potencia se deben calibrar los sub-lazos de control a fin que las unidades sean comandadas dentro de rangos que no se encuentren próximos o excedan el número de consignas de potencia recomendadas y se produzcan efectos que perjudiquen la vida útil del generador por desgastes por encima de lo esperado, que deterioren de manera significativa su eficiencia o puedan causar desperfectos recurrentes en piezas y partes que intervienen en el control.

Los tiempos entre acciones de control pueden ajustarse en un AGC, pudiendo definirse por separado, tiempos mínimos de espera entre acciones de control en el mismo sentido o para las inversiones del sentido de la potencia. Además se puede ajustar los valores de mínimo error de control de unidad a corregir para evitar peticiones de ajuste de MW innecesarias.

En las simulaciones realizadas para evaluar los CCAG se ha utilizado un tiempo entre peticiones de 3 ciclos de AGC (18 segundos), sin limitación en inversiones de potencia y un MinUCE de 1% de la capacidad máxima del generador (valor redondeado al MW más próximo) y un valor mínimo de 0,5 MW.

En las siguientes gráficas se presentan en forma gráfica un ejemplo de cada una de los parámetros de análisis antes indicado:

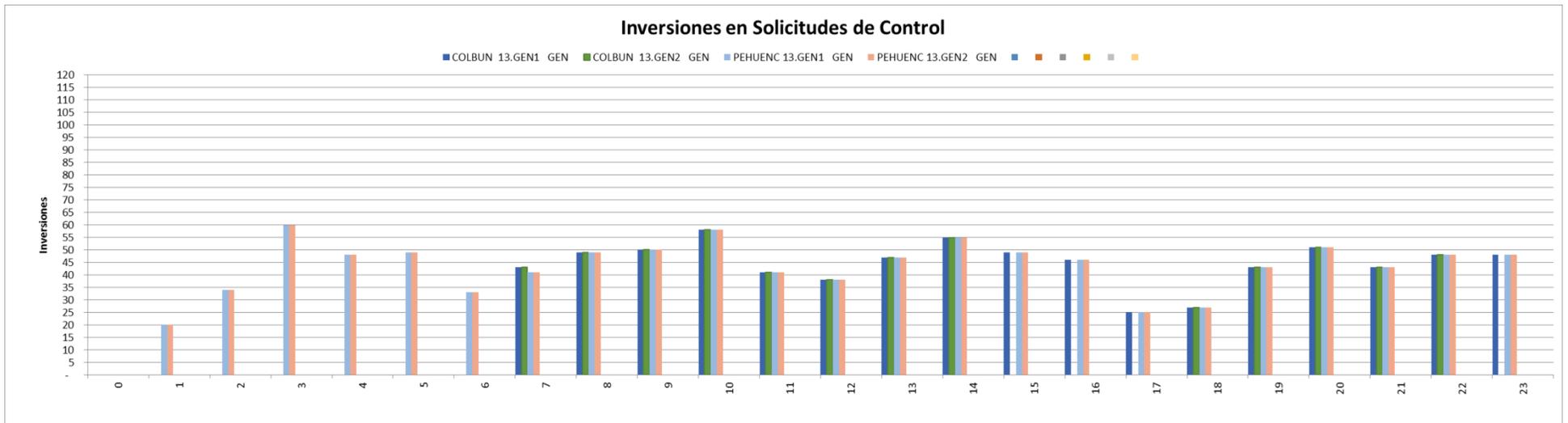
Gráfica 30 - Inversiones en Solicitudes de Control

Gráfica 31 - Solicitudes de Control a Incremento

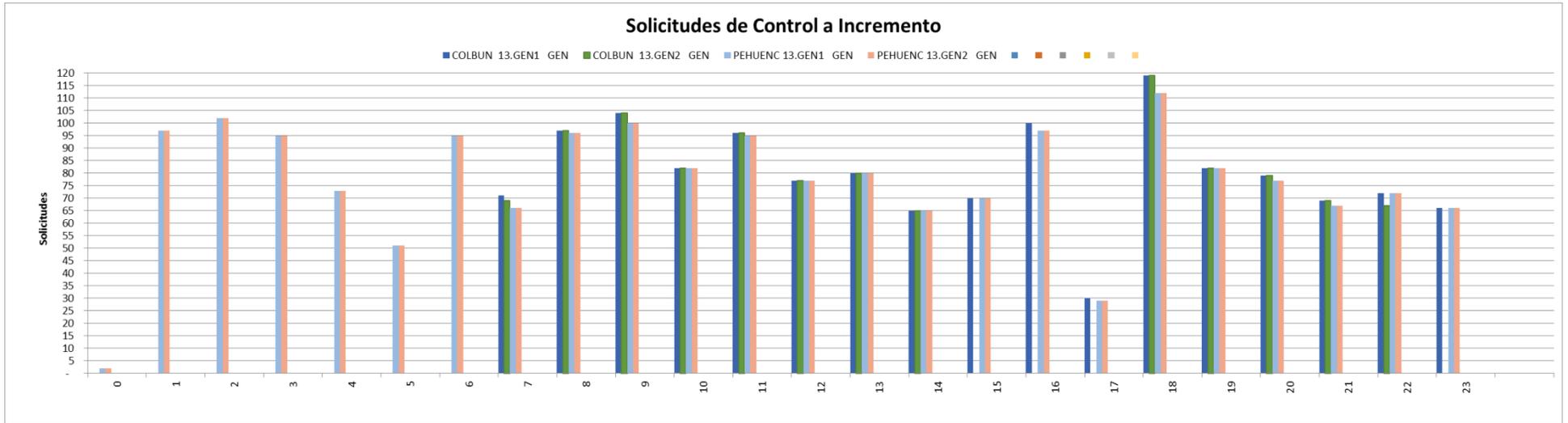
Gráfica 32 - Solicitudes de Control a Reducción

Gráfica 33 - Promedio de Peticiones a Subir - MW

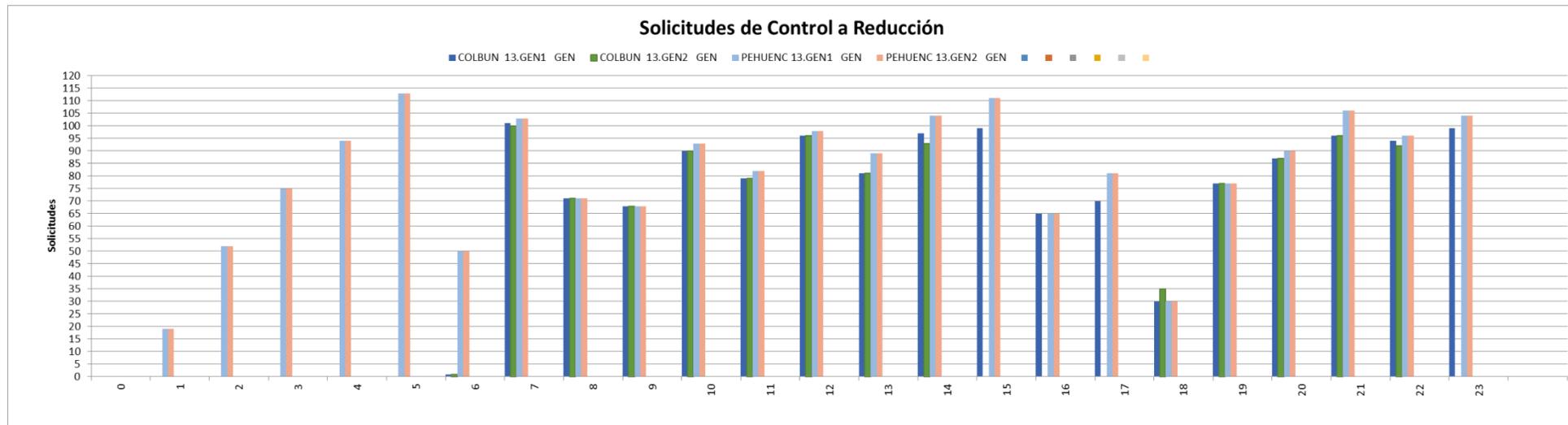
Gráfica 34 - Promedio de Peticiones a Bajar - MW



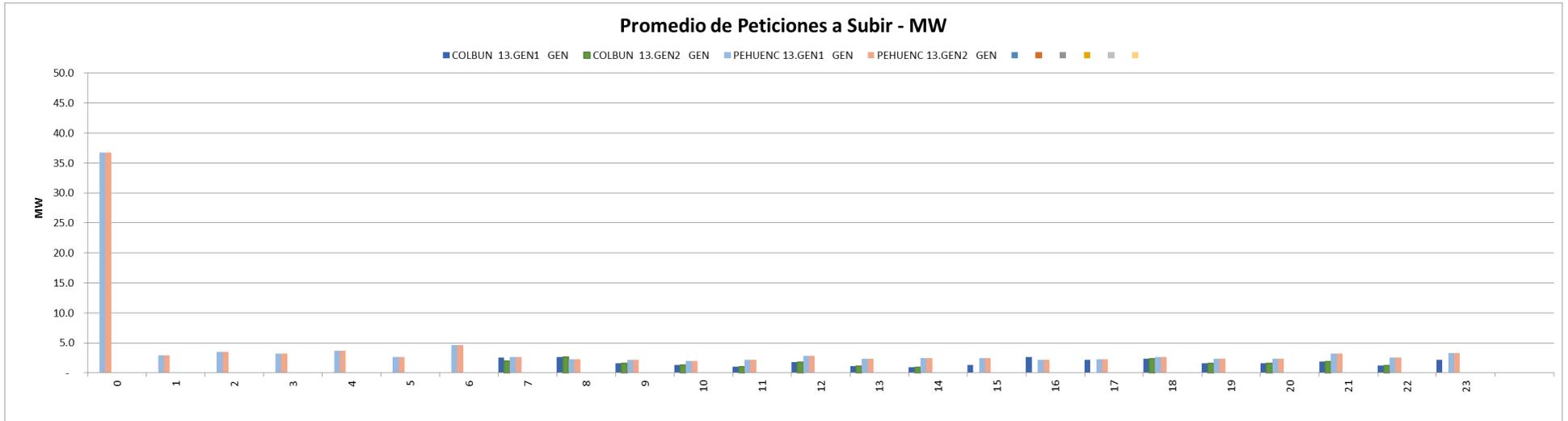
Gráfica 30 - Inversiones en Solicitudes de Control



Gráfica 31 - Solicitudes de Control a Incremento



Gráfica 32 - Solicitudes de Control a Reducción



Gráfica 33 - Promedio de Peticiones a Subir - MW



Gráfica 34 - Promedio de Peticiones a Bajar - MW

3.20 Costo de la Regulación

Un parámetro referencial que no es vinculante a la pertinencia del desempeño de los CCAG lo constituye el Costo de la Regulación Secundaria de Frecuencia.

Se define por Costo de Regulación, el costo en que incurre un área de control de generación por operar fuera del despacho económico ideal producto del seguimiento de una demanda que varía de manera continua a los largo del día.

El mismo, puede interpretarse como el costo de oportunidad en que incurre un sistema como consecuencia de la regulación secundaria de frecuencia necesaria para mantener el ECA dentro de límites aceptables y por la falta seguimiento de las recomendaciones de mínimo costo de generación.

En sistemas EMS con aplicaciones de producción, el Costo de Regulación se determina como la diferencia entre el costo del despacho al momento (actualizado cada 5 minutos), calculado como la suma de los costos de producción individuales de cada generador considerando la potencia que genera (tele-medida) al momento; y el costo del despacho calculado por la aplicación de despacho económico que determina la potencia sugerida para cada generador que minimiza el costo total de producción del sistema. En la determinación del despacho óptimo ideal, se despachan todas las unidades en línea por encima de su mínimo técnico de generación, en cualquiera de los modos; AUTO, MANL, MAND y ECON, partiendo de la premisa que solo las unidades en modo BASE, BREG y SCHD, SCHR, se despachan a valores pre-establecidos por restricciones operacionales vinculadas a desadaptaciones de la red o al mismo generador o central donde se encuentra instalado.

Otra interpretación de este parámetro, es que representa el costo adicional en que se incurre en el despacho total de la generación, por no poder regular y despachar todas las unidades del sistema de manera centralizada y controlada por un AGC.

Dado que para las simulaciones de los CCAG disponemos como entrada de los valores de potencia a generar por unidad en un día tipo, según un Plan Operativo semanal (COP), en el cual la demanda se expresa valores promedio y costos constantes en la hora (despachándose toda la energía requerida), sin considerar que el despacho intra-horario que puede producir desviaciones en la potencia requerida de las unidades en control secundario y los desvíos resultantes de la potencia programada como consecuencia de la regulación primaria. Podemos de manera aproximada evaluar el impacto, visto como variaciones de costo, que tiene la regulación (secundaria y primaria) y la variación que se produce sobre el costo de ésta, cuando las unidades que ejercen esa regulación se despachan de manera económica.

El Costo de Regulación a los fines de los análisis y comparaciones a realizar entre los distintos CCAG y escenarios de producción se calculará para cada hora como:

$$\text{Costo de Regulación } (h) = \sum_{i=1}^m \left[\int_{t=1}^{600} P(t,i) dt * \text{CosKWhr}(i,h) - \text{CosKWhr}(i,h) * \text{Pot. DespCOP}(i,h) \right]$$

Dónde:

t = Ciclo de AGC (6 segundos cada uno) – 600 ciclos en una hora.

h – hora del día (entre 0 y 23)

i - Generador en línea

m - Total de Generadores en servicio

$CosKWhr(i, h)$ – Costo por MWhr según Plan Operativo (COP) para el generador i, hora h

$Pot. DespCOP(i, h)$ – Potencia Media Despachada según el COP para el generador i, hora h

$P(i, t)$ - Potencia Despachada en el ciclo t, generador i, calculada por el AGC

Aunque este costo es inevitable si se realiza un control secundario de la generación, será distinto en función del costo del generador utilizado para el control de la frecuencia.

Es importante considerar que este costo se minimiza al permitir despachar económicamente los generadores en el CCAG, sin embargo requiere un valor de Límite de Control Permisivo mayor que cero (15 MW) a fin de acomodar la estrategia económica a cambio de permitir un deterioro controlado de la frecuencia.

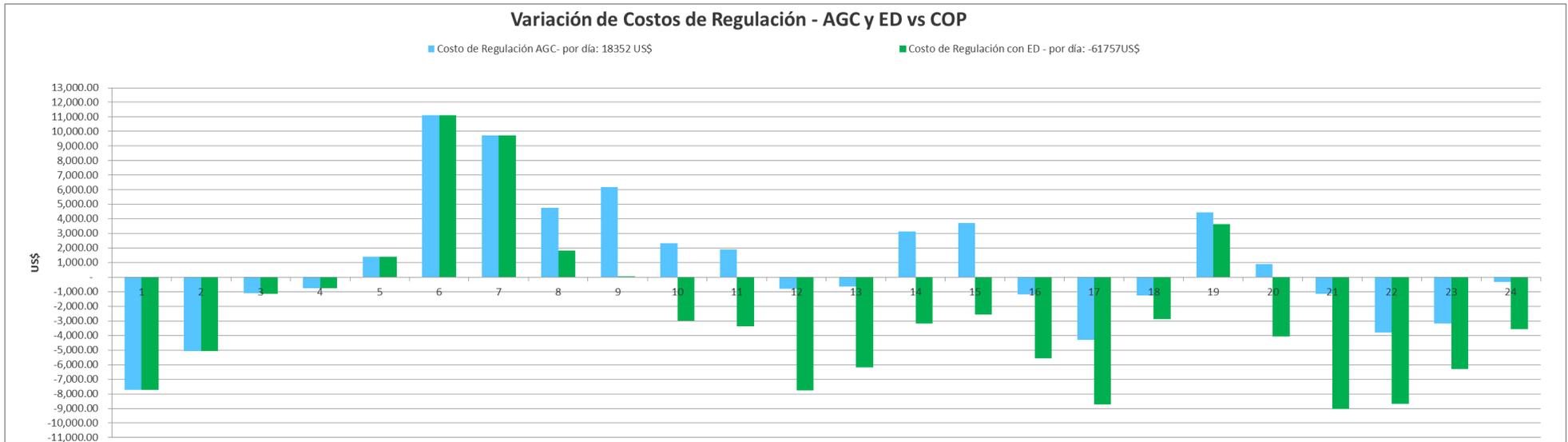
Recordemos que no existe beneficio ninguno de tener una frecuencia con menores niveles de ruido de los que tolera el regulador, por eso el análisis el costo de la regulación con y sin despacho económico es una variable a considerar en los análisis de los CCAG en los distintos escenarios de despacho de la generación.

Al repetir la simulación considerando que las unidades bajo CCAG serán despachadas económicamente y volviendo a aplicar la fórmula del cálculo del Costo de la Regulación, podemos establecer el ahorro que se obtiene en el costo de regulación al aplicar el Despacho Económico.

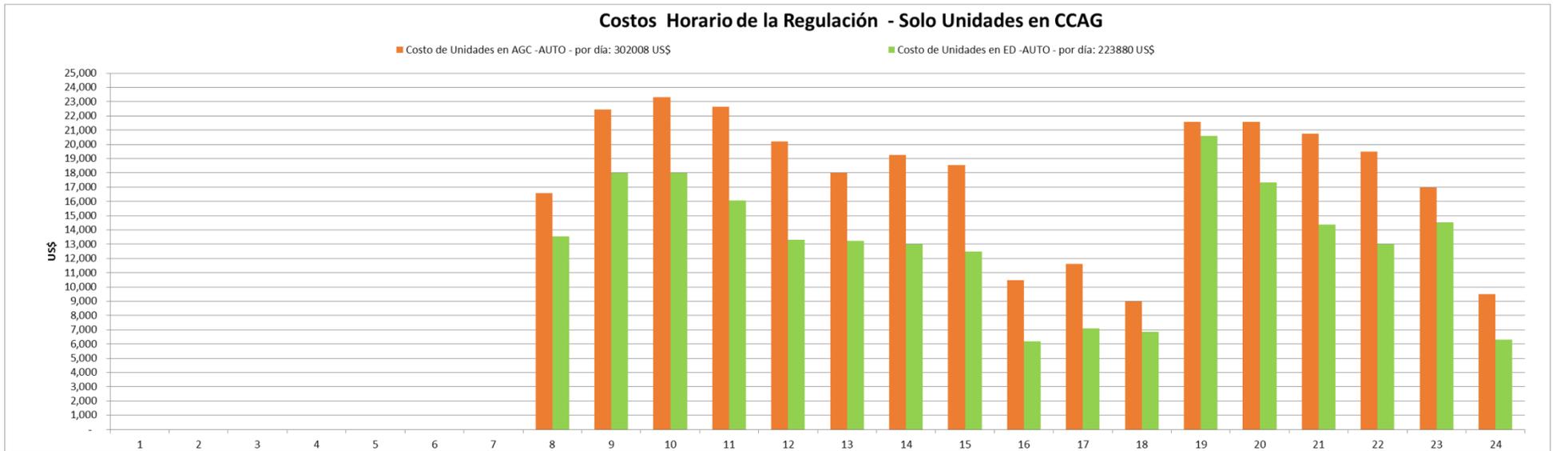
A manera de resumen tenemos los siguientes corolarios:

- El Costo de Operación por día al considerar el despacho intra-horario es distinto que el costo del COP para el mismo período y cantidad de energía, como consecuencia de la regulación requerida para satisfacer las variaciones intra-horarias de la demanda que obligan al desvío de la potencia del valor ideal de mínimo costo del COP. Las variaciones del costo total podrán ser positivas o negativas; pero siempre más favorables en el caso del ED. (o más negativas o menos positivas).
- La diferencia de costos o Costo de la Regulación asociado a las unidades en el CCAG en servicio es mayor cuando se despacha por criterios de regulación (solo AGC) que cuando se despacha según un Despacho Económico que considere la regulación dentro de bandas de Control Permisivo.

Para demostrar los mismos y analizarlos con fines de comparación, para cada CCAG presentamos las Gráfica 35 - Variación de Costos de Regulación AGC-ED vs COP y la Gráfica 36 - Costos de la Regulación Unidades de CCAG: AGC-ED.



Gráfica 35 - Variación de Costos de Regulación AGC-ED vs COP



Gráfica 36 - Costos de la Regulación Unidades de CCAG: AGC-ED

3.21 Análisis del Desempeño en AGC de los Distintos CCAG

La factibilidad de uso de los generadores del CCAG como prestadores de servicio de regulación secundaria controlados desde un AGC se evalúa con base a los criterios expuestos en la sección anterior. Las gráficas que presentan los resultados, así como el detalle de las salidas y simulaciones se incluyen como parte del Anexo “D”.

En las subsecciones siguientes se presentan gráficas de resumen que permiten comparar el desempeño de los CCAG, considerando variables de control propuestas con base en el uso generalizado que hacen de las mismas las empresas, órganos reguladores y las centrales.

Es importante resaltar que el objetivo es determinar si los generadores que conforman los CCAG pueden satisfacer adecuadamente los requerimientos de control secundario cuando sus generadores son controlados por el AGC.

Algunas comparaciones en cuanto a los desempeños se realizan con el objetivo de destacar condiciones particulares de interés para un CCAG determinado.

Con el fin de facilitar la correlación de los distintos CCAG con las centrales en las cuales uno o más de sus generadores estarán bajo control del AGC en un momento determinado, a continuación insertamos la Tabla 12 - Grupos de CCAG y Centrales Asociadas.

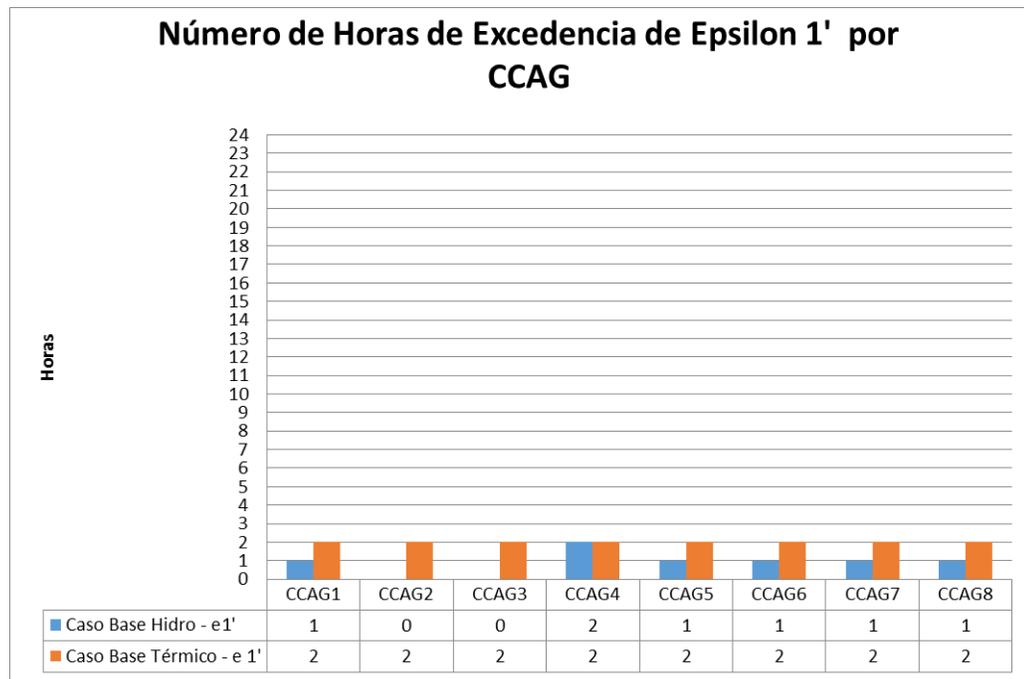
Grupo de Generación	Central	Empresa	Número de Generadores
CCAG1	Colbun	COLBUN	2
CCAG1	Pehuenche	ENDESA	2
CCAG2	Pangué	ENDESA	2
CCAG2	Ralco	ENDESA	2
CCAG3	El Toro	ENDESA	4
CCAG3	Antuco	ENDESA	2
CCAG4	Rapel	ENDESA	5
CCAG5	Canutillar	COLBUN	2
CCAG6	Central Nueva Ventanas	AES	1
CCAG6	Central Ventanas 1.	AES	1
CCAG6	Central Ventanas 2.	AES	1
CCAG7	Nehuenco III	COLBUN	1
CCAG7	San Isidro I	ENDESA	2
CCAG7	San Isidro II	ENDESA	2
CCAG7	Quintero	ENDESA	2
CCAG7	Central Campiche	AES	1
CCAG8	Empresa Eléctrica Guacolda S.A	AES	4

Tabla 12 - Grupos de CCAG y Centrales Asociadas

3.22 Desempeño en Frecuencia de Frecuencia

Para establecer si los CCAG bajo el control de AGC permiten valores de error de frecuencia aceptables, se computan las horas en que al menos en un ciclo de control hubo excedencia del valor de referencia adoptado para el Épsilon -1' que es de 75 milisegundos.

Esto se realiza independientemente del tiempo de permanencia en esa condición bajo una valoración del tipo Cumple /No Cumple para reconocer si las unidades bajo AGC para una hora determinada pudieron o no evitar la excedencia del error de frecuencia límite.

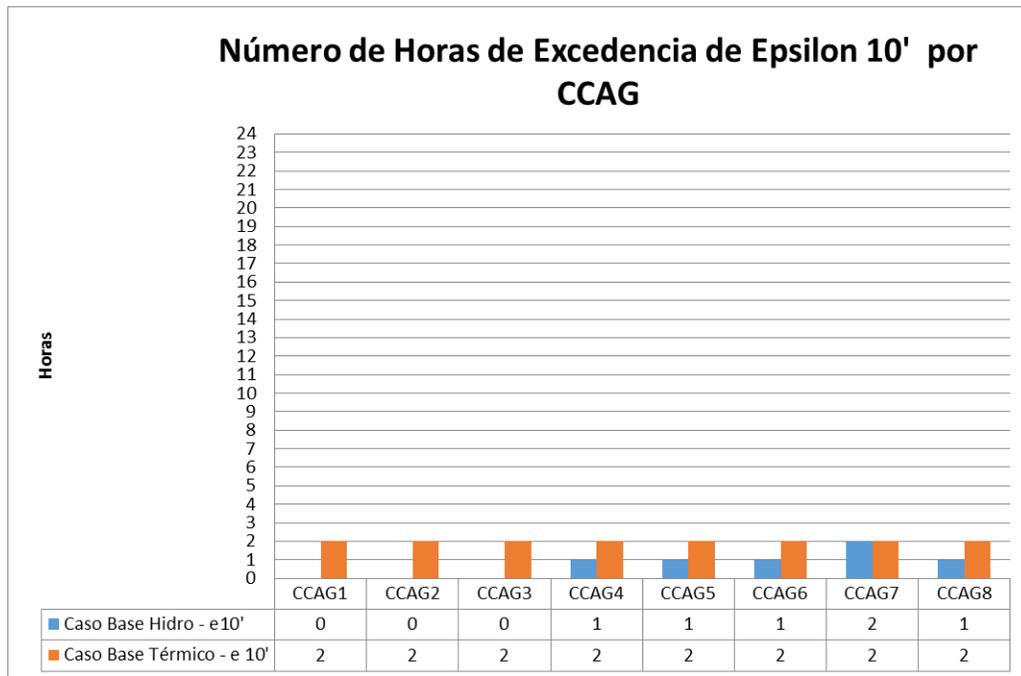


Gráfica 37 - Número de Horas de Excedencia de Epsilon 1' por CCAG

En la Gráfica 37 se observa que en escenario de predominancia de generación hidráulica, los CCAG 2 y 3 tienen un valor de cero violaciones, mientras que el resto a excepción del CCAG4, presentan una hora de violación al criterio.

Para el caso de predominancia térmica todos los CCAG presentaron 2 horas de no cumplimiento del criterio adoptado.

Extendiendo la evaluación para considerar el comportamiento del Épsilon de 10' en condiciones similares, encontramos que para el escenario de predominancia hidro los CCAG1 al 3 cumplen en todas las horas con el criterio de no exceder en ningún momento de 90 milisegundos. Mientras que los CCAG 4, 5, 6 y 8 presentan una excedencia y únicamente el CCAG7 arrojó como resultado 2 violaciones. En la Gráfica 38 se presentan las violaciones a los Épsilon 10'.

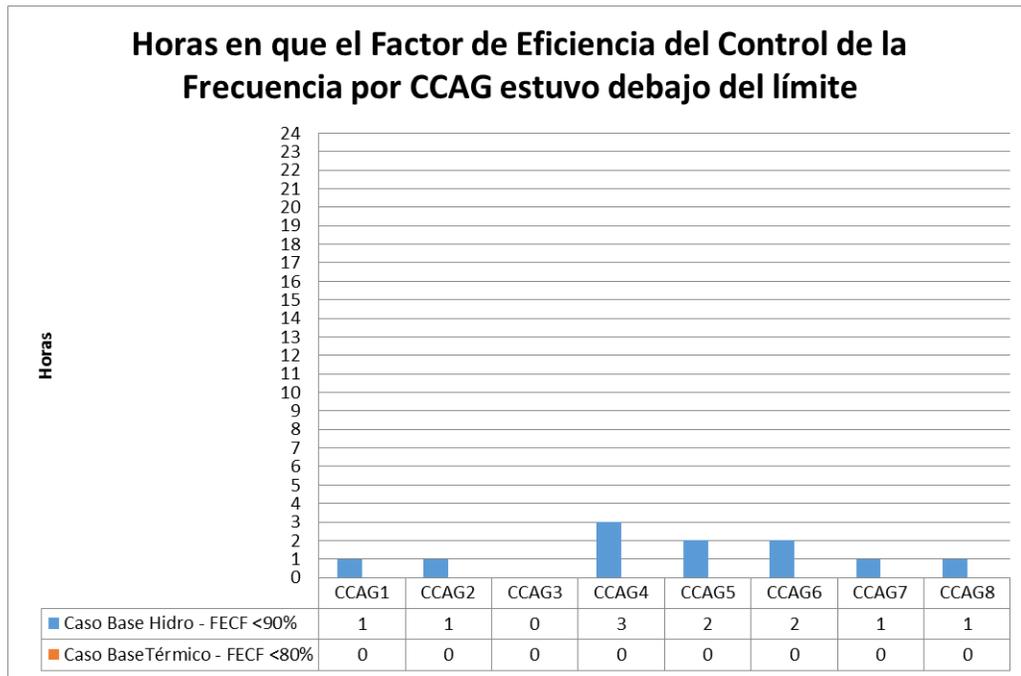


Gráfica 38 - Número de Horas de Excedencia de Epsilon 10' por CCAG

Es oportuno mencionar que las violaciones al criterio establecido ocurren de forma sistemática en aquellas horas del día (6 y 7 am; 5 y 7 pm) en que la demanda tiene su mayor tasa de variación horaria y por ende cuando las mayores exigencias por regulación tienen lugar, pudiendo encontrar agotadas las reservas de regulación a subir o bajar. El perfil de demanda utilizado en la simulación de los escenarios puede verse en la correspondiente a cada simulación. (En la gráfica 26 se presenta la misma)

Como complemento al análisis anterior, la Gráfica 39 - Horas en que el Factor de Eficiencia del Control de la Frecuencia por CCAG estuvo debajo del límite, contabiliza como falta que no se cumpla el mismo en cualquier ciclo de la hora. Dado que existen criterios de evaluación que difieren en función de la predominancia de la generación (hidro o térmico) adoptamos un valor de 90% de índice mínimo para la aprobación en el caso hidro y de 80% para el caso térmico. En ambos casos, el presentar un valor por debajo del límite aunque sea en un ciclo de control del AGC constituye la violación o falta al criterio.

Observamos que el CCAG3 cumple con el criterio en los dos escenarios durante las 24 horas. Se destaca el hecho que todos los CCAG cumplen para el límite establecido para el escenario de predominancia térmico con el criterio establecido para el FECF, mientras que en el escenario hidro los CCAG 4,5 y 6 arrojaron dos o más horas en los cuales el criterio no fue satisfecho.



Gráfica 39 - Horas en que el Factor de Eficiencia del Control de la Frecuencia por CCAG estuvo debajo del límite

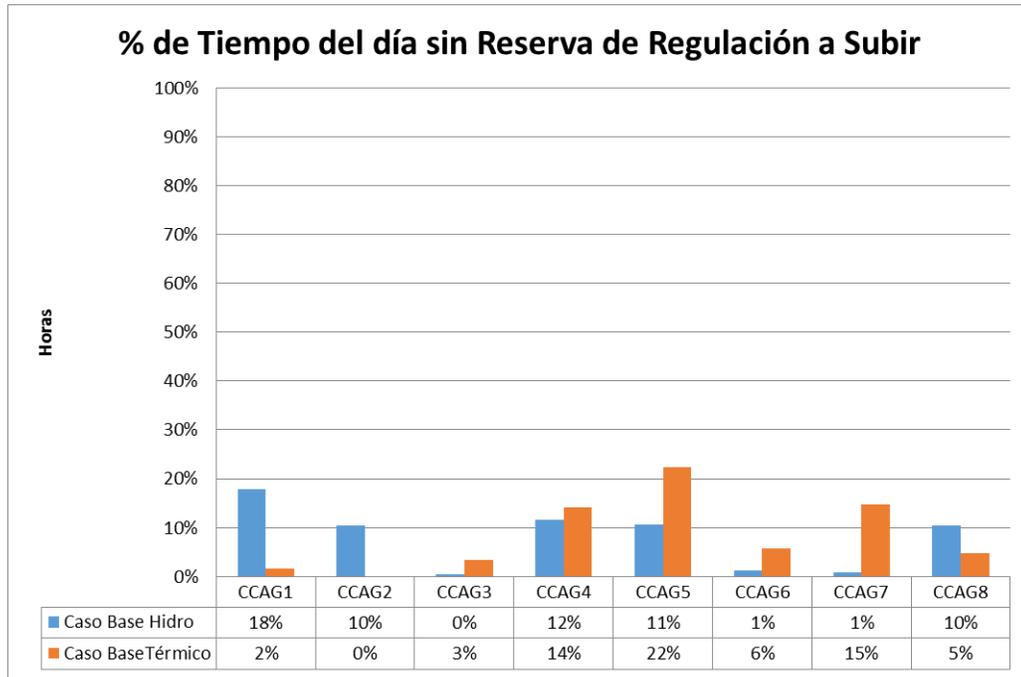
3.23 Comportamiento de las Reservas de Regulación

El comportamiento de la reserva de regulación en los distintos CCAG evaluados para los dos escenarios de referencia permite explicar las faltas encontradas en los indicadores de desempeño de la frecuencia de la sección anterior.

La no disponibilidad de reserva de regulación no es atribuible a la incapacidad del CCAG bajo AGC de poder seguir la demanda de forma adecuada a los fines de mantener el valor de frecuencia en el valor programado, sino más bien se asocia a un déficit de generación en el despacho intra-horario para garantizar suficiente reserva de regulación, ya sea a la baja o en incremento.

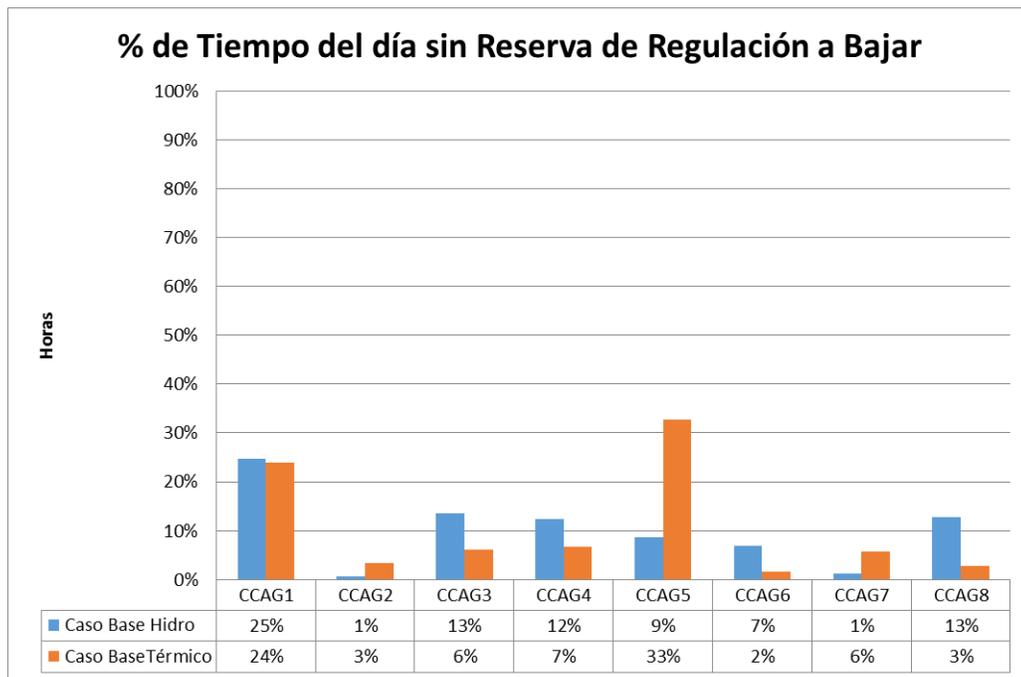
El % de tiempo sin reserva en cualquiera de los sentidos es indicativo de que se requirieron decisiones de arranque o parada de otros generadores dentro de las horas del plan de producción.

En la Gráfica 40, se presenta el % del día en que el CCAG estuvo sin regulación a subir en cada escenario. Vemos como en el caso de predominancia hidro los CCAG 1, 2, 4, 5 y 8 presentan en más de 10% del día agotamiento de la reserva a subir. Por su parte, en los escenarios térmicos los CCAG 4,5 y 7 son los que están en esta condición.



Gráfica 40 - % de Tiempo del día sin Reserva de Regulación a Subir

En el comportamiento de la reserva de regulación hacia la baja, que se presenta en la Gráfica 41 se observan similitudes con el comportamiento de los CCAG, al compararlos con la reserva de regulación a subir. En este caso, en los escenarios de predominancia hidro los CCAG1, 3, 4 y 8 se sobrepasa el límite de más de 10% del tiempo de un día sin regulación (más de 2,5 horas), mientras que en el escenario de predominancia térmica los CCAG1 y CCAG5, son los que presentan índices mayores al 10% del tiempo de un día de simulación.



Gráfica 41 - % de Tiempo del día sin Reserva de Regulación a Bajar

Una evaluación conjunta del desempeño de los CCAG en cuanto al comportamiento de la reserva de regulación a subir y a bajar nos permite establecer que los CCAG 2, 3, 6 y 7 son los que muestran para ambos escenarios los menores tiempos totales sin regulación. Obsérvese también que estos grupos son los que de forma consistente presentaron menor cantidad de faltas en los indicadores de frecuencia.

3.24 Resumen Operacional de los CCAG bajo AGC

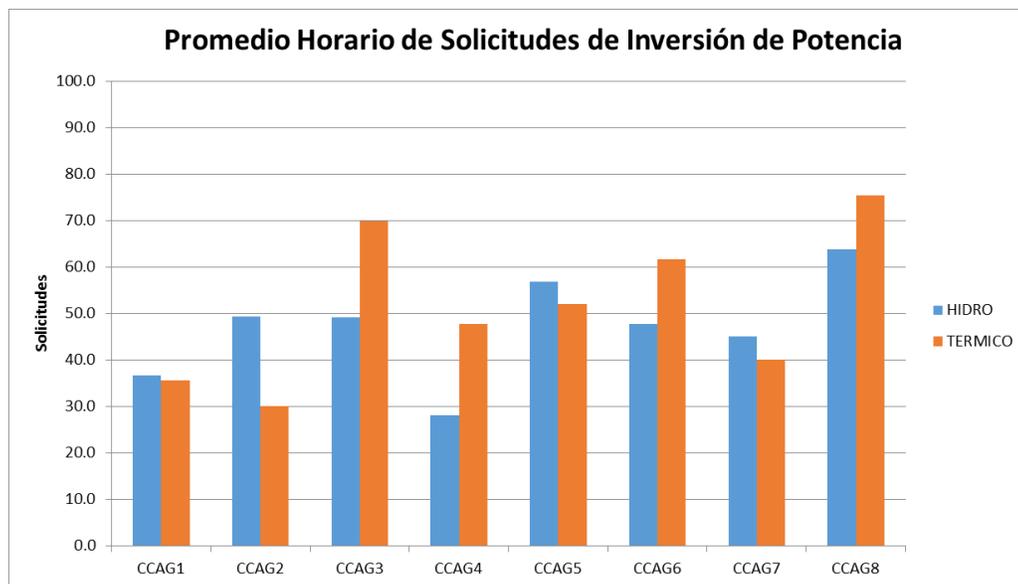
El comportamiento de los distintos CCAG con relación a las exigencias de solicitudes de operación se miden en función de la cantidad de inversiones (o cambios de dirección), incrementos y reducciones de potencia y la frecuencia promedio con que se realizan los mismo.

Los resultados obtenidos en simulaciones de operación de los CCAG se analizan con el propósito de identificar condiciones de operación que puedan resultar inadecuadas para los sistemas de regulación de potencia de los generadores al conducir a desgastes excesivos y/u operaciones en potencias de salida que resulten anti-económicas.

Al igual que para los análisis de las secciones anteriores se presentan resultados para escenarios de predominancia térmica e hidráulica para los CCAG agregados para un día de operación de los mismos bajo el control del AGC. El detalle hora a hora y por generador se presenta en el Anexo “D”.

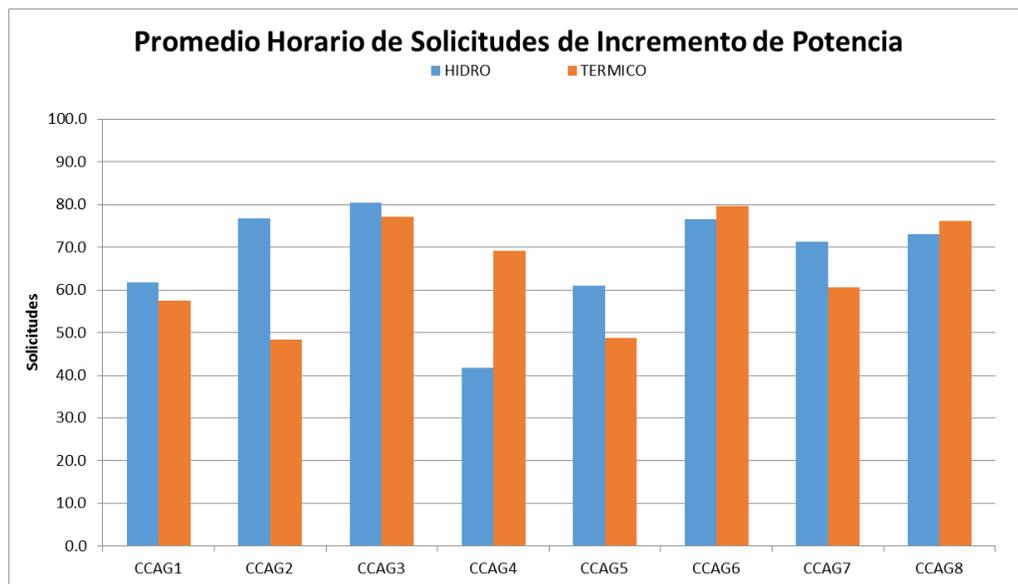
En la Gráfica 48 - Promedio Horario de Inversiones de Potencia por CCAG, se observa un promedio de inversiones por hora que va entre 36 y 64 en la operación en escenarios de predominancia hidro y entre 36 y 76 para aquellos de térmicos.

Se observa que el CCAG8 que presenta la mayor cantidad de solicitudes de inversión promedia 70 inversiones por hora. En el extremo inferior se encuentra el CCAG1 con una media de 36 inversiones/hora.

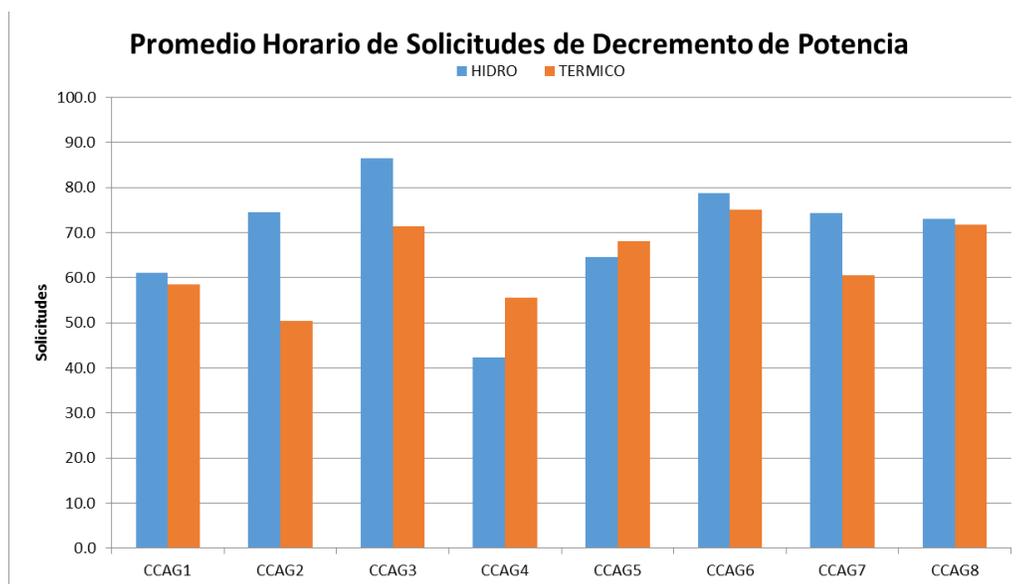


Gráfica 42 - Promedio Diario de Inversiones de Potencia por CCAG

Analizando la Gráfica 43 y Gráfica 44, que representan el promedio horario de solicitudes de incremento y decremento de potencia, concluimos que los CCAG presentan un comportamiento muy similar, encontrándose la media en 66 solicitudes de incremento y 65 en decremento. Si se parte de la premisa que la demanda de la hora 0:00 es similar a la de la hora del fin del día 23:59, los valores esperados para un día de solicitudes al incremento deberían ser similares a los valores en decremento, Cualquier diferencia por encima de un 5% es un indicativo de horas del día en que el CCAG no disponía con reserva de regulación y por ende no se podían enviar comandos por estar las unidades del CCAG en alguno de sus límites como son los casos del CCAG4 y CCAG5. Obsérvese en las Gráfica 40 - % de Tiempo del día sin Reserva de Regulación a Subir y la Gráfica 41 - % de Tiempo del día sin Reserva de Regulación a Bajar, como estos CCAG son los que mayores tiempo operaron sin reserva.



Gráfica 43 - Promedio Diario de Solicitudes de Incremento de Potencia



Gráfica 44 - Promedio Diario de Solicitudes de Decremento de Potencia

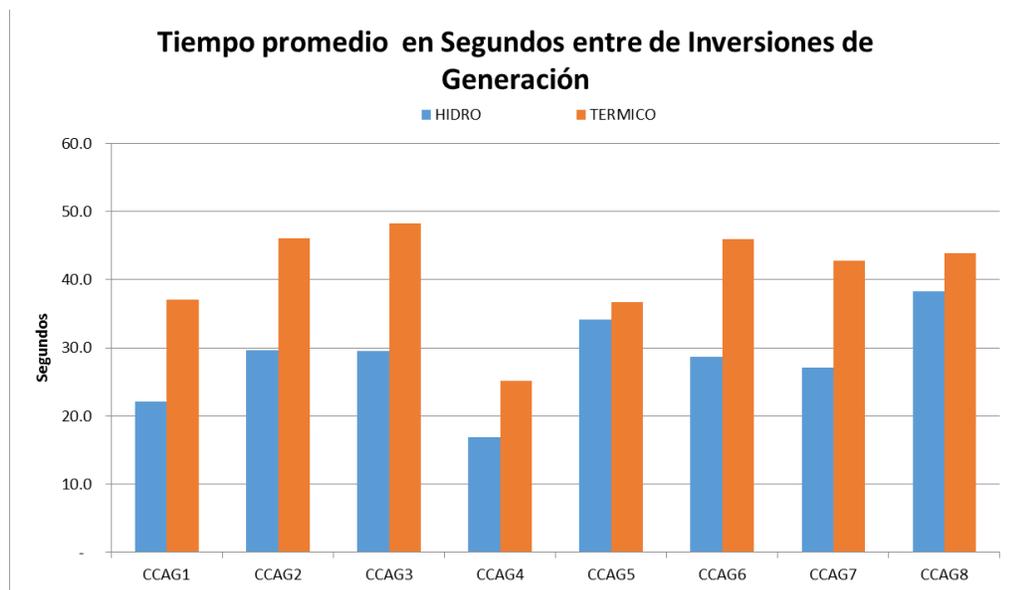
Otro indicador relevante para los análisis, es el tiempo promedio en segundos entre solicitudes de variaciones de potencia de salida.

En las simulaciones realizadas se definió el ciclo de evaluación para el AGC en 6 segundos y el tiempo entre controles de 3 ciclos para todos los generadores. Esta premisa preestableció como un tiempo mínimo entre controles de 18 segundos.

De la simulación de los distintos CCAG se obtuvo que el tiempo promedio en el caso de despacho con predominancia hidro fue de 28,3 segundos entre inversiones y de 40,7 segundos en los despachos con predominancia térmica.

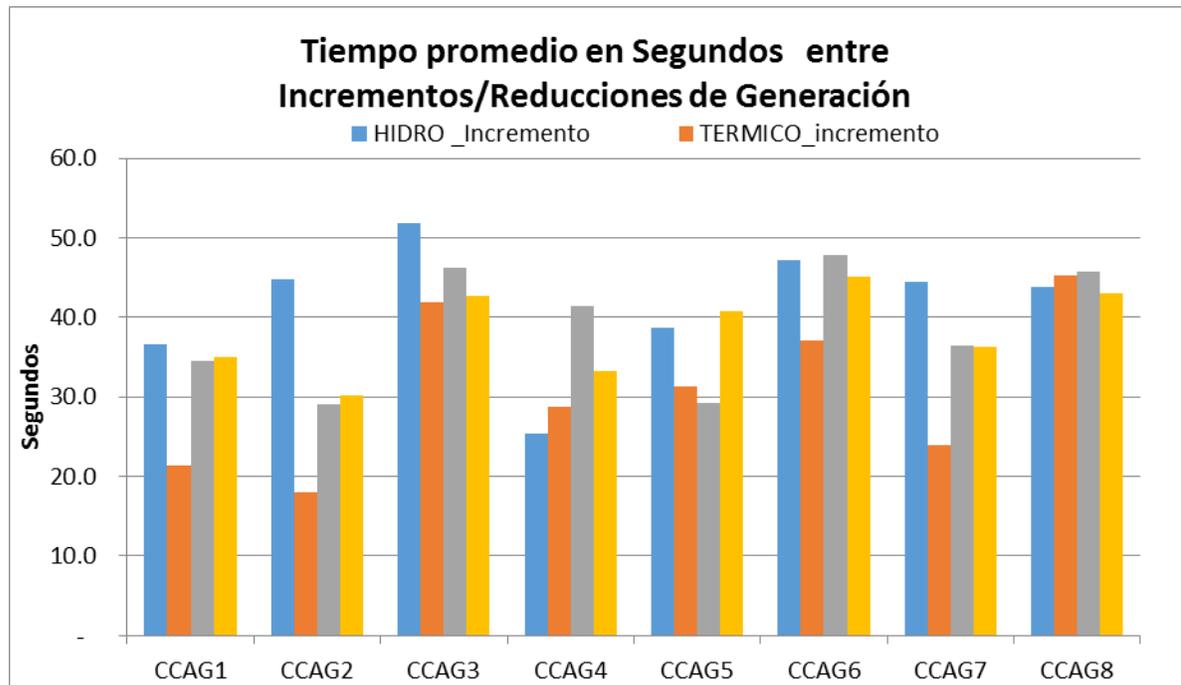
Ambos tiempos resultan bastante similares entre todos los CCAG, siendo los más separados del promedio los del CCAG8. De este resultado destacan los GGAG conformados por térmicas (6,7 y8), donde las exigencias de inversiones de potencia se realizaron cada 44 segundos.

En la Gráfica 45, se comparan los tiempos promedios entre comandos obtenidos para los distintos CCAG.



Gráfica 45 - Tiempo Promedio entre Solicitudes de Cambios de Signo de Generación

Un análisis similar al presentado para los tiempos entre inversiones de signo, se presenta en la Gráfica 46 para las solicitudes de incremento y reducción. En este caso los tiempos medios están entre 18 y 52 segundos, valores que entre los distintos CCAG no representan diferencias muy significativas con respecto a promedio general de 37 segundos.



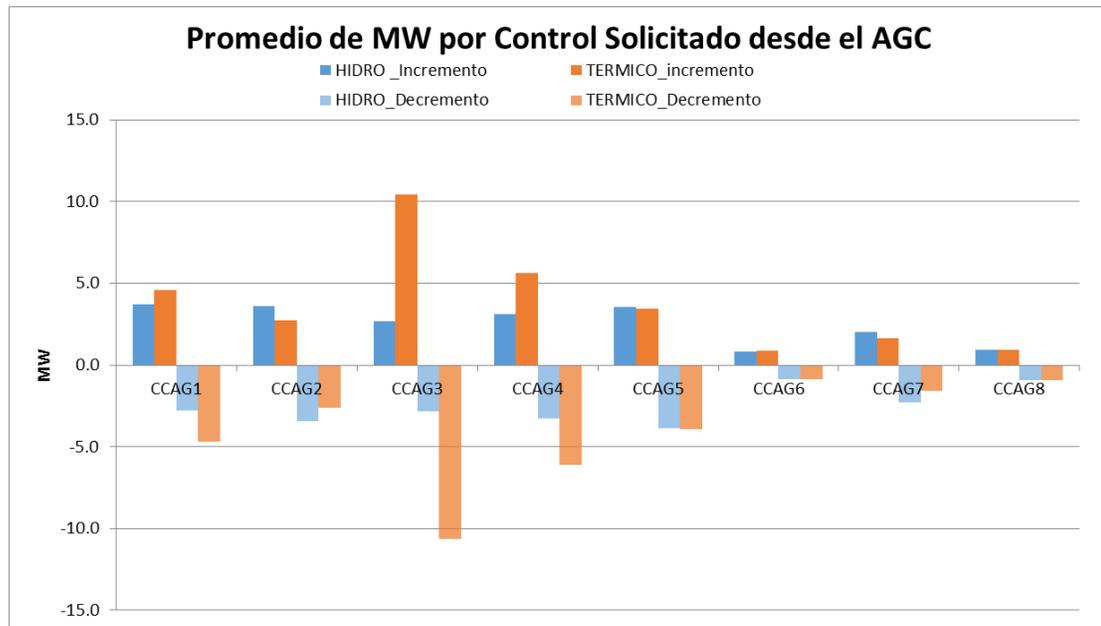
Gráfica 46 - Tiempo promedios en Segundos entre Incrementos/Reducciones de Generación

Para complementar el análisis del comportamiento operativo de los CCAG se analiza el promedio de MW de variación en potencia por cada solicitud de accionamiento emitida desde el AGC simulado. En la Gráfica 47, podemos ver el promedio de potencia solicitado en incremento y decremento por día.

De la Gráfica 53, también se observa que la potencia por solicitud de comandos promedia valores que van para los CCAG (1 a 5) conformados por centrales hidráulicas entre 2.7 y 10 MW, siendo en promedio 4.3 MW en ambas direcciones. Mientras que para los CCAG (6 a 8) conformados por centrales térmicas varían entre 0.8 y 2 MW, siendo el promedio de 1,2 MW, en ambas direcciones.

Solo resaltan para el caso térmico las exigencias promedio de ± 10 MW encontradas para el CCAG3 integrado por los generadores de Antuco y el Toro cuando operan en el escenario de predominancia térmico.

Las exigencias aplicadas a unidades hidráulicas resultan aceptables conocidas las características de los generadores de esta tecnología que le permite cambiar la potencia de salida de acuerdo a su rampa, en intervalos cortos de tiempo y sin verse afectados de manera significativa por la frecuencia de solicitudes de control.



Gráfica 47 - Promedio de MW por Control Solicitado desde el AGC

3.25 Análisis de Costos de la Regulación Secundaria en los CCAG.

El realizar el control de la generación de manera automática desde un AGC con los fines de regular frecuencia conlleva a varios tipos de costos.

Uno de éstos se asocia al costo directo del consumo de combustible requerido para la variación continua de la potencia de salida de los generadores en un CCAG. Este costo en sistemas hidro-térmicos se determina con base al costo de oportunidad del agua cuando desplaza por economía la generación en las térmicas en el proceso de satisfacer la demanda.

En adición a estos costos variables, se tienen otros asociados al uso adicional (desgaste) que debe realizarse en los gobernadores de los generadores, como consecuencia de inversiones en el signo de la potencia activa y por requerimientos recurrentes de cambio de la potencia de salida en ambos sentidos. Este último costo es de difícil cuantificación y depende mucho de la tecnología.

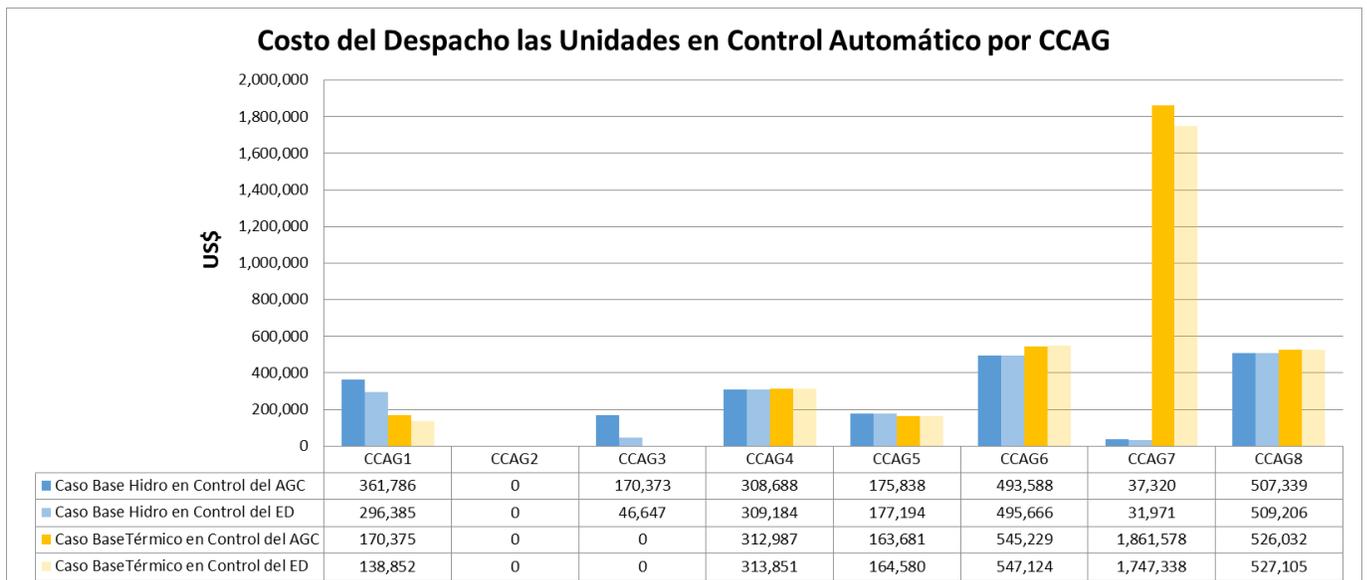
Adicionalmente, hay costos asociados a las pérdidas en la eficiencia en el proceso de conversión que pudiese tener lugar debido al despacho a potencias variables y en niveles de generación que resulten ineficientes para algunas centrales de en un CCGA.

Existe además otro componente de costo de oportunidad. Este es asociado a no poder satisfacer la demanda con generadores dentro del CCGA que pudiesen ser más económicos que algunos despachados fuera de los mismos, por la necesidad de cumplir con los compromisos de regulación secundaria al estar subordinados al AGC. Este componente es considerado en los análisis destinados a establecer la remuneración de este servicio complementario.

En las simulaciones realizadas es posible determinar el costo directo variable del despacho de las unidades bajo CCAG en ambos escenarios, húmedo y seco. Además hemos incluido en las gráficas el efecto en reducción de costo que resulta cuando se realiza AGC, haciendo uso de

un algoritmo de despacho económico. En la Gráfica 42, se presenta el costo de la potencia generada al costo del plan de producción. Es evidente que los CCAG 6,7, y 8 integrados por unidades termoeléctricas presenten costos mayores.

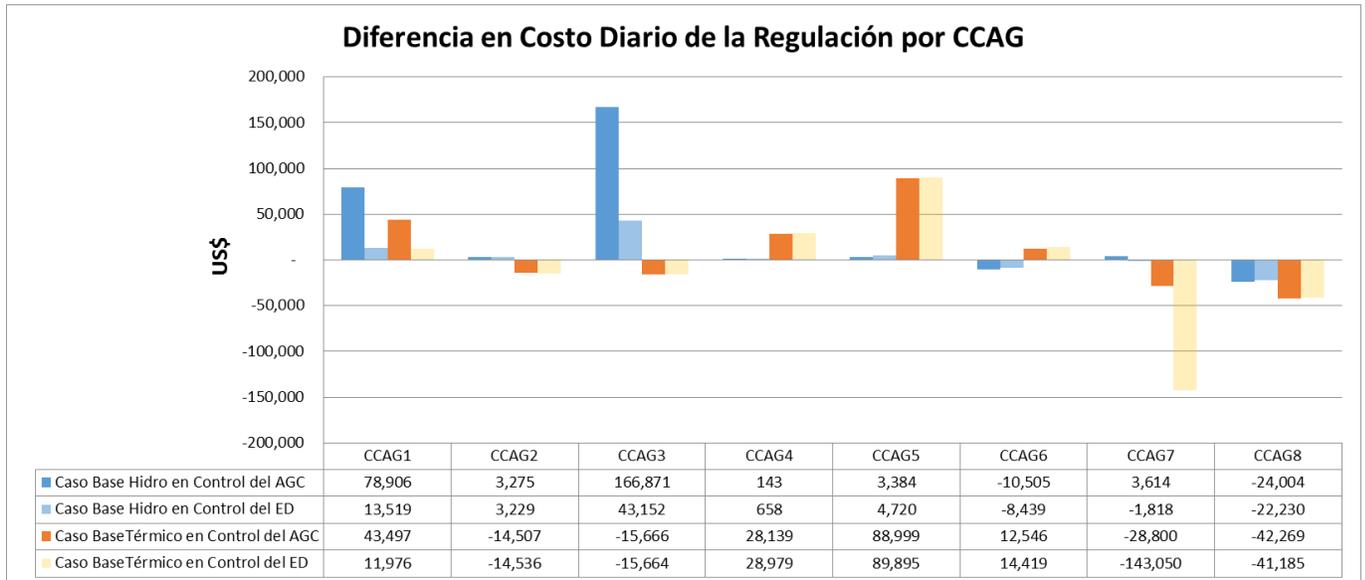
En el caso del CCAG1 el ahorro por día es, en el caso hidro de unos US\$ 60.000y en el escenario térmico de US\$ 30.000; De igual forma en los CCAG3 y 7 se pueden observar las ventajas del despacho económico de más de US\$ 80.000 por día. En los CCAG 4,5 y 8, no hay posibilidad de determinar un despacho económico alternativo debido a que todas las máquinas que conforman el CCAG son iguales. Las pequeñas diferencias de costos en los CCAG conformadas por generadores similares son debido a consideraciones asociadas al algoritmo del despacho económico y el uso de una banda de control permisivo en la corrección del ECA.



Gráfica 48 - Costo Diario del Despacho las Unidades en Control Automático por CCAG

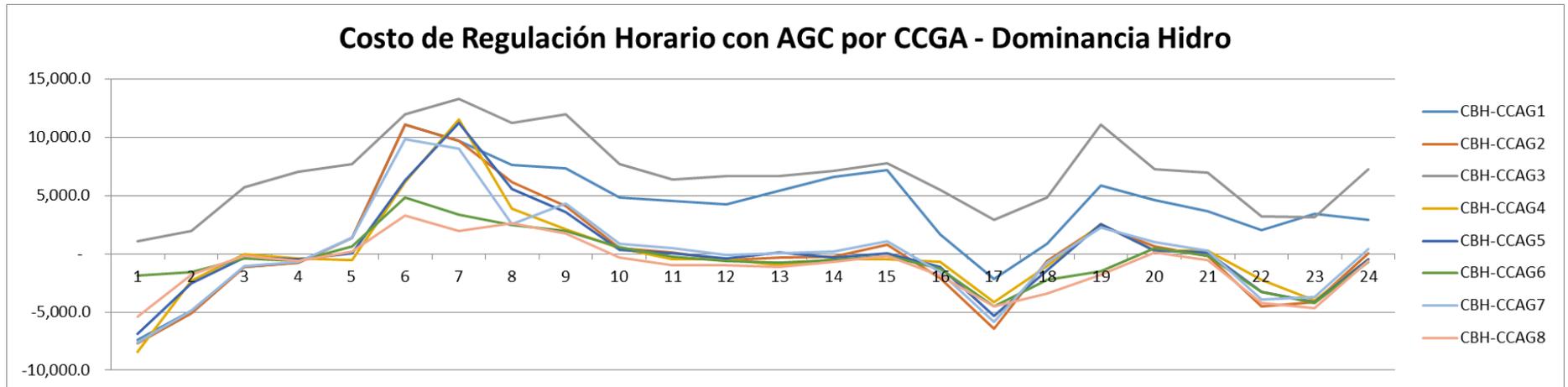
Para determinar en forma aproximada el costo de oportunidad en que se incurre como consecuencia del control del AGC, se tomó como referencia el costo del plan de producción para cada escenario evaluado. En estos planes, el despacho es provisto en escalones horarios constantes, razón por la cual no están considerados en el costo las variaciones intra-horarias la cuales si se toman en consideración en el modelo simulado del despacho. Sin embargo, permitir realizar evaluaciones gruesas del impacto en la variación del costo total del sistema que tienen el AGC como servicio complementario. En las Gráfica 49, se presenta en forma consolidada los resultados con y sin el impacto del Despacho Económico. Asimismo, se puede observar que en los CCAG donde los generadores son hidro (CCAG1,2,3,4,5) la variación en costo del servicio de AGC es positiva, lo que refleja un incremento de costo con respecto al despacho ideal reflejado en los planes de producción.

Por otro lado, mientras que al despachar CCAG conformadas por térmicas, el costo total de producción con relación al plan de producción es inferior, principalmente debido a que generadores de mayor costo de producción dentro del CCAG son despachados en valores de potencia inferiores como resultado de las decisiones de regulación tomadas por el AGC sobre las mismas. Eso explica la presencia de variaciones de costos negativas como las mostradas en la gráfica.

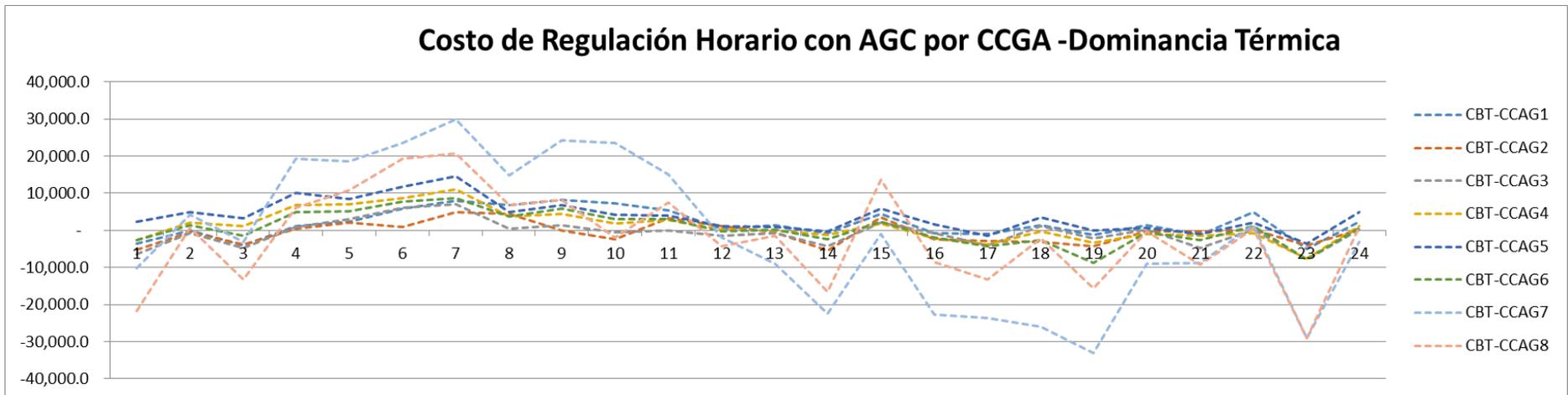


Gráfica 49 - Diferencia en Costo Diario de la Regulación por CCAG

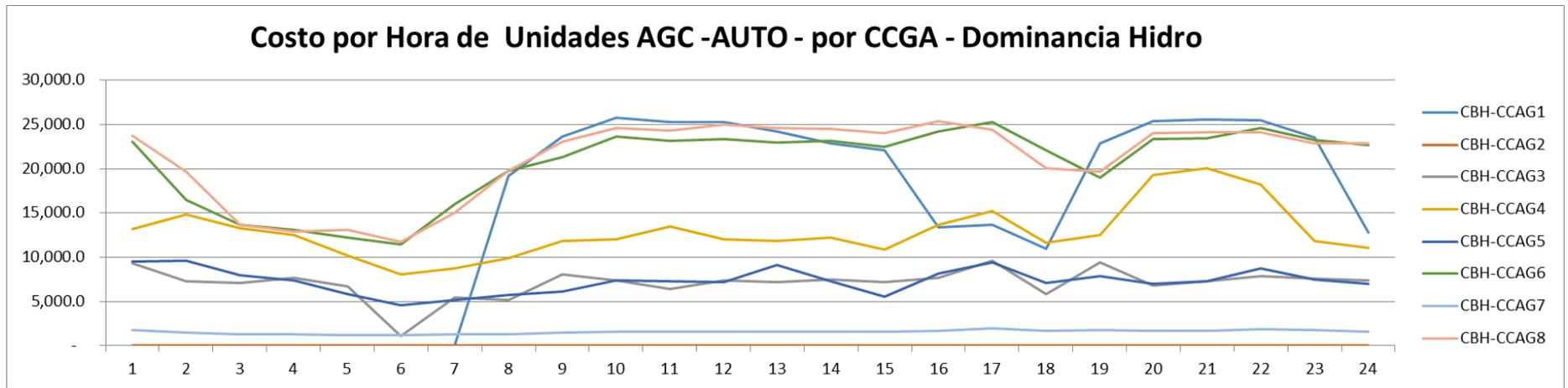
En la Gráfica 50 y Gráfica 51 presentamos la evaluación de la variación de costos con respecto al despacho del plan de producción en forma horaria. De las mismas cabe destacar que todos los CCAG la consistencia en cuanto a la variación horaria de la diferencia del costo de producción; siendo todas crecientes o decrecientes en función de la hora del día.



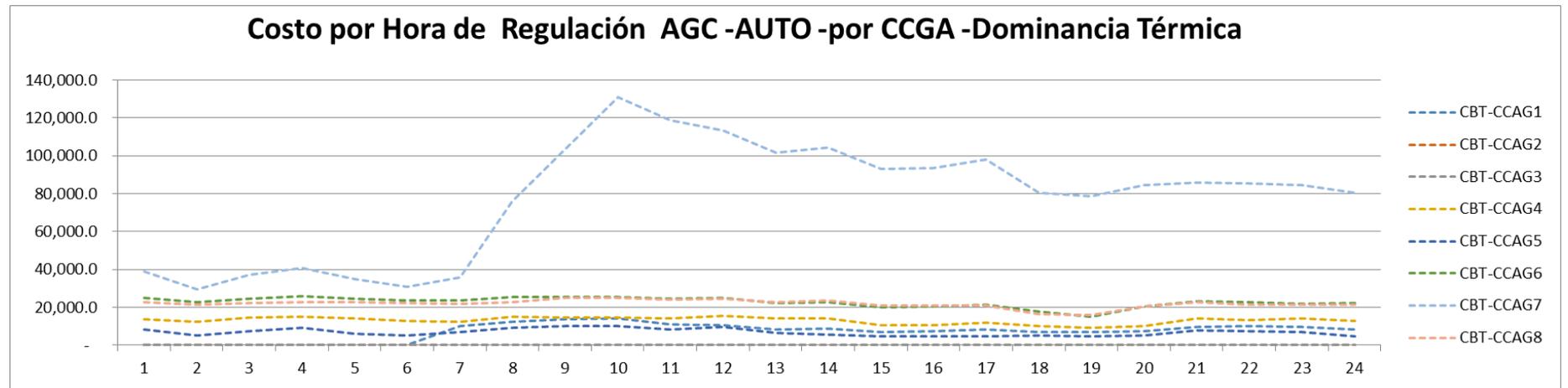
Gráfica 50 - Costo de Regulación Horario con AGC por CCGA - Dominancia Hidro



Gráfica 51 - Costo de Regulación Horario con AGC por CCGA -Dominancia Térmica



Gráfica 52 - Costo por Hora de Unidades AGC -AUTO - por CCGA - Dominancia Hidro



Gráfica 53 - Costo por Hora de Regulación AGC -AUTO - por CCGA -Dominancia Térmica

3.26 Conclusiones

La evaluación del comportamiento simulado de los distintos CCAG, propuestos para propósitos de este estudio para la prestación del servicio de regulación de frecuencia y control de intercambios (futuro), permiten concluir, para los dos escenarios representativos de los despachos (predominancia hidráulica y térmica), que todos los CCAG tiene el potencial de participar adecuadamente en prestar el servicio de control secundario de frecuencia.

Dado que los criterios de seguridad operacional prevalecen sobre cualquier consideración económica, el control desde un AGC de las centrales de cada CCAG, es garantía de poder contar con este importante servicio complementario para el sistema interconectado central de Chile, bajo la mayoría condiciones operacionales esperadas en el SIC. Por tal motivo se recomienda que progresivamente y dentro de un plan maestro, todas las centrales evaluadas en los distintos CCAG se adecúen para permitir su control bajo el AGC.

Con base al desempeño de los generadores también resulta evidente que hay CCAG que son consistentemente mejores que otros para prestar este servicio según los escenarios de generación predominante. Tal es el caso del CCAG 2 y CCAG3 en el escenario de predominancia hidráulica. Sin embargo, en el escenario de predominancia térmica, no hay CCAG que tengan ventajas explícitas sobre otro.

Estas conclusiones son realizadas con base a criterios y premisas adoptadas para la simulación, las cuales han sido debidamente desarrolladas en el presente informe.

La decisión operacional y en tiempo real de las unidades generadoras a controlar con el AGC, dependerá de los resultados del plan de producción, que determinará una lista de prioridades económicas y las condiciones del sistema del momento, que por fallas o indisponibilidad de equipos (líneas o generadores) pudiese requerir la selección de unidades fuera del orden económico según lo indicado por el plan.

Finalmente, toda central integrada al AGC deberá ser ejercitada y colocada bajo control del AGC de manera periódica a los fines de validar su disponibilidad y capacidad de prestar este servicio en las condiciones establecidas.

ANEXO D
SIMULACIONES DE CCAG EN ESCENARIOS DE
DOMINANCIA HIDRO Y TERMICA

CAPITULO IV

**INTEGRACIÓN DE LAS CENTRALES DE LAS EMPRESAS
COORDINADAS AL AGC CDEC SIC**

4.1 Objeto del Capítulo

Proveer a las empresas coordinadas de una guía para establecer en términos generales el potencial de integración de sus centrales y las adecuaciones necesarias que requieren para adaptarse a alguno de los esquemas de control propuestos en esta sección, de manera de incorporarse adecuadamente al AGC del CDEC SIC. Para lo anterior, considerando un primer grupo de centrales, se clasifica a cada una de ellas dentro de una fase de implementación a los fines de proveer el servicio de regulación secundaria de frecuencia que se requiere para soportar la operación actual y futura del sistema interconectado central de Chile

Se presenta un plan, estructurado en 4 fases que definen fechas de incorporación de las centrales al AGC, considerando que todas comenzarán a adecuarse a la brevedad y que dispondrán de intervalos de tiempo crecientes en función de la complejidad requerida para realizar las adecuaciones necesarias que les permitan la recepción de consignas de potencia activa para realizar el control secundario de frecuencia. Para la asignación de la central a la fase del plan se utilizó como guía el cuestionario preparado por las centrales y criterios que se resumen en este capítulo.

A continuación se describen los posibles esquemas de integración que el coordinado podrá adoptar para la integración al AGC, pudiendo estos esquemas ser; modo de consigna agregada de la central o consigna individual a cada generador. Se establecen las condiciones bajo las cuales la consigna de potencia será procesada en lo referente a transparencia desde el punto de vista de infraestructura informática y de telecomunicaciones intermedia y de edades máximas del dato permisibles. En los diagramas esquemáticos se listan las variables a intercambiar.

Finalmente, se presenta un plan de integración indicativo para la ejecución de las actividades que se deben desarrollar en conjunto entre el CDEC SIC y los coordinados propietarios de las centrales incluidas en las fases “0” y “1”. Asimismo, se establece una descripción detallada de los datos de monitoreo (dirección central o unidad hacia CDEC) o de control (dirección CDEC hacia central o unidad).

Este capítulo debe considerarse como parte de la especificación funcional para la integración de las centrales o unidades al AGC del CDEC SIC.

4.2 Fases para la Integración de las Centrales de los Coordinados al AGC del CDEC SIC

La integración de las centrales al AGC del CDEC SIC se realizará de forma progresiva y en fases. Todas estas fases comenzaron el cuarto trimestre del año 2015 y se diferenciarán por la fecha en que deberán estar completamente habilitadas para participar en el AGC.

Además, se ha definido una etapa denominada Indeterminada, porque al momento de elaborar la presente especificación, se desconoce la fecha cierta en que estas centrales puedan incorporarse al AGC por limitaciones constructivas y/o falta de información. Sin embargo, recibidas las aclaratorias por parte de las Empresas Coordinadas propietarias de las centrales, éstas serán incorporadas a alguna de las fases abajo definidas.

- **Fase “0”:** En esta fase se encuentran aquellas unidades generadoras con mayor potencial de integración al AGC, pues requerirían un mínimo de adecuación y pruebas

para participar. Estas unidades deberán estar completamente habilitadas para participar en el AGC a más tardar durante el primer semestre del próximo año.

- **Fase “1”:** En esta fase se encuentran aquellas unidades generadoras que necesitan un grado de modernización o adecuaciones en sus instalaciones para su incorporación al AGC. Estas unidades deberán estar completamente habilitadas para participar en el AGC a más tardar durante la fase de sintonización final del AGC que está implementando el CDEC SIC, prevista para mediados del segundo semestre de 2016.
- **Fase “2”:** En esta fase se encuentran aquellas unidades generadoras que no participan actualmente del CSF y que necesitarían de estudios de adaptación para su incorporación al AGC. El plazo de integración al AGC de estas unidades es marzo de 2017.
- **Fase “3”:** Las unidades generadoras de esta fase tendrían limitaciones para participar en el CSF, pero que no quedan exentas de ser consideradas en otros modos de control que contemple el AGC. El plazo de integración al AGC de estas unidades es junio de 2017.
- **“Indeterminada”:** Es sólo una fase provisional para aquellas centrales de las cuales no se puede realizar un estimado de la fecha de adecuación para su integración al AGC por falta de información al momento de desarrollar el presente informe.

En las tablas denominadas “Incorporación de Centrales al AGC del CDEC”, se presentan por Empresa Coordinada, las centrales que se integrarán al AGC y la fase en que deberán estar adecuadas y controlables por el AGC. El contenido de las columnas se describe en la tabla a continuación:

Central Generadora	Nombre de la Central Generadora
Integrable a AGC	<p>✓ Su integración al AGC es factible</p> <p> Requiere de adecuaciones para ser integrada al AGC del CDEC SIC</p>
Ultima Modernización de su control de generación <5 años	<p>✓ Ha sido objeto de modernización y/o tiene menos de 5 años de construida por lo que dispone de todos los recursos automatización para permitir su integración al AGC</p> <p> Probablemente requiera de adecuaciones para ser integrada al AGC del CDEC SIC</p>
Protocolos soportados - ICCP o IEC 870-5-104	<p>✓ En la actualidad tiene vínculos de intercambio de información con el Centro de Control del Coordinado que soportan el intercambio de información y control vía ICCP y/o IEC-870-5-104. Estos son los protocolos seleccionados para la integración de centrales al AGC de CDEC SIC.</p> <p> Requiere de adecuaciones para ser integrada al AGC del CDEC SIC</p>
Potencial de Integración	Describe las características más relevantes asociada a la tecnología disponible en la central que potencializa su integración.

Fase Asignada para Integración al AGC	Fase en que la central debe estar lista para su integración al AGC.
---------------------------------------	---

Tabla 13 - Fases de Integración de Centrales al AGC – CDEC

Tabla 14- Incorporación de Centrales al AGC del CDEC – Coordinado ENDESA

Central Generadora	Integrable a AGC	Ultima Modernización de su control de generación <5 años	Protocolos soportados - ICCP o IEC 8705-104	Potencial de Integración	Fase Asignada para Integración al AGC
<i>Pehuenche</i>	✓	✓	✓	Enlace Path Through vía CEN-Endesa ENDESA al CEZ de Pehuenche Control Individual por consignas desde el Centro de Explotación Nacional Cumple con los tiempos de respuesta Disponibilidad de Autómatas por UCS de Unidad Sistema de control de planta: ABB - PGP Protocolo IEC-870-5-104 (perfil ENDESA)	Fase-0
<i>El Toro</i>	✓	✓	✓	Enlace Path Through vía CEN-Endesa ENDESA al CEZ de El Toro Control Individual por consignas desde el Centro de Explotación Nacional Cumple con los tiempos de respuesta Disponibilidad de Autómatas por UCS de Unidad Sistema de control de planta: ABB - PGP Protocolo IEC-870-5-104 (perfil ENDESA)	Fase-0
<i>Antuco</i>	✓	✓	✓	Enlace Path Through vía CEN-Endesa ENDESA al CEZ de Antuco Control Individual por consignas desde el Centro de Explotación Nacional Cumple con los tiempos de respuesta Disponibilidad de Autómatas por UCS de Unidad Sistema de control de planta: ABB - PGP Protocolo IEC-870-5-104 (perfil ENDESA)	Fase-0
<i>Rapel</i>	✓	✓	✓	Enlace Path Through vía CEN-Endesa ENDESA al CEZ de Rapel Control por consignas Cumple con los tiempos de respuesta Disponibilidad de Autómatas por UCS de Unidad Sistema de control de planta: ABB - PGP Protocolo IEC-870-5-104 (perfil ENDESA)	Fase-0

Central Generadora	Integrable a AGC	Ultima Modernización de su control de generación <5 años	Protocolos soportados - ICCP o IEC 8705-104	Potencial de Integración	Fase Asignada para Integración al AGC
<i>Cipreses</i>	✓	✓	✓	<p>Enlace Path Through vía CEN-Endesa ENDESA al CEZ de Cipreses Control Individual por consignas desde el Centro de Explotación Nacional</p> <p>Cumple con los tiempos de respuesta</p> <p>Disponibilidad de Autómatas por UCS de Unidad</p> <p>Sistema de control de planta: ABB - PGP Protocolo IEC-870-5-104 (perfil ENDESA)</p>	Fase-0
<i>Pangue</i>	✓	✓	✓	<p>Enlace Path Through vía CEN-Endesa ENDESA al CEZ de Pangue Control Individual por consignas desde el Centro de Explotación Nacional</p> <p>Cumple con los tiempos de respuesta</p> <p>Disponibilidad de Autómatas por UCS de Unidad</p> <p>Sistema de control de planta: sistema Siemens Spectrum, protocolo IEC 60870-5-104 perfil Endesa.</p>	Fase-1
<i>Ralco</i>	✓	✓	✓	<p>Enlace Path Through vía CEN-Endesa ENDESA al CEZ de Ralco Control Individual por consignas desde el Centro de Explotación Nacional</p> <p>Cumple con los tiempos de respuesta</p> <p>Disponibilidad de Autómatas por UCS de Unidad</p> <p>Sistema de control de planta: sistema Siemens Spectrum, protocolo IEC 60870-5-104 perfil Endesa.</p>	Fase-2
<i>Quintero</i>	✓	✓	✓	<p>Dispone de ABB PGP con IHM y soporte de supervisión que soporta OPC Server y OPC Client, además de protocolos de SCADA</p> <p>- IEC 101/103/104, Modbus, SPABUS, DNP 3.0.</p> <p>Los controles hacia las unidades son por consignas desde sala de mando del despacho (IHM)</p> <p>Requiere de modelación de control de emisiones.</p>	Fase-2

Central Generadora	Integrable a AGC	Ultima Modernización de su control de generación <5 años	Protocolos soportados - ICCP o IEC 8705-104	Potencial de Integración	Fase Asignada para Integración al AGC
<i>San Isidro I</i>	✓	✓		El Diasys Netmation es un sistema de control y supervisión modular de Mitsubitshi. Ofrece múltiples opciones de conectividad muy orientado al control de procesos. Los controles hacia las unidades son por consignas desde sala de mando del despacho. (HM) Requiere de modelación de control de emisiones. No está integrado para control remoto desde el Centro de Explotación Nacional.	Fase-2
<i>San Isidro II</i>	✓	✓		El Diasys Netmation es un sistema de control y supervisión modular de Mitsubitshi. Ofrece multiples opciones de conectividad muy orientado al control de procesos. Los controles hacia las unidades son por consignas desde sala de mando del despacho. (IHM) Requiere de modelación de control de emisiones. No está integrado para control remoto desde el Centro de Explotación Nacional	Fase-2
<i>Tal-Tal</i>	✓			Recibe Teleconsignas desde el CC de San Isidro Dispone de sistema de control basado en PLC Controlado por Consigna, requiere modelado de control de emisiones Debe evaluarse su potencial de integrarse como parte de San Isidro No está integrado para control remoto desde el Centro de Explotación Nacional	Fase-3

Central Generadora	Integrable a AGC	Ultima Modernización de su control de generación <5 años	Protocolos soportados - ICCP o IEC 8705-104	Potencial de Integración	Fase Asignada para Integración al AGC
<i>Bocamina I</i>	✓	✓		Térmica a Carbón Sistemas de control en repotenciación Recibe Consignas desde Sala de Mando de Planta vía IHM Requiere modelado de control de emisiones No está integrado para control remoto desde el Centro de Explotación Nacional	Fase-3
<i>Bocamina II</i>	✓	✓		Térmica a Carbón Sistemas de control automáticos disponibles Recibe Consignas desde Sala de Mando de Planta vía IHM Requiere modelado de control de emisiones No está integrado para control remoto desde el Centro de Explotación Nacional	Fase-3

Tabla 15- Incorporación de Centrales al AGC del CDEC – Coordinado AES GENER

Central Generadora	Integrable a AGC	Ultima Modernización de su control de generación <5 años	Protocolos soportados - ICCP o IEC 8705-104	Potencial de Integración	Fase Asignada para Integración al AGC
<i>Empresa Eléctrica Guacolda S.A</i>	✓	✓		Todas las unidades cuentan con Sistemas Diasus Netmation para control local a nivel de PCU utiliza consignas. No existe PMS. Recibe consignas telefónicas para dejar su potencia de salida desde el CC de AES. Los controles de potencia de salida se regulan por setpoints (consignas) Los sistemas de control fueron incorporados entre el 2009-2013.	Fase-0
<i>Central Los Vientos</i>	✓	✓		Soporta teleconsignas desde Central Nueva Renca por medio de protocolo propietario, o control en la planta. Potencia de salida indicada por CC de AES GENER. Es controlada por setpoints. Debe evaluarse la posibilidad de modelarse como integrada a Central Nueva Renca. PMS con interfaz basado en protocolos propietarios.	Fase-0
<i>Central Nueva Ventanas</i>	✓	✓		Disponde de DCS e IHM Soporta comandos de setpoint Rango de regulación sin espera entre 205 y 272 MW. Reporte de analógicos > 4 segundos Requiere de Modelación de Control de Emisiones. Recibe instrucciones de despacho telefónico desde CC de AES GENER. En servicio desde 2010	Fase-2
<i>Central Ventanas 1.</i>	✓			Tablero de Mando de botonera No acepta cambios de signos de consigna No indica si la potencia de salida es controlada por pulso o setpoint Requiere de Modelación de Control de Emisiones. Recibe instrucciones de despacho telefónico desde CC de AES GENER. En servicio desde 1962	Fase-3

Central Generadora	Integrable a AGC	Ultima Modernización de su control de generación <5 años	Protocolos soportados - ICCP o IEC 8705-104	Potencial de Integración	Fase Asignada para Integración al AGC
<i>Central Ventanas 2.</i>	✓			Tablero de Mando de botonera No acepta cambios de signos de consigna No indica si la potencia de salida es controlada por pulso o setpoint Requiere de Modelación de Control de Emisiones. Recibe instrucciones de despacho telefónico desde CC de AES GENER. En servicio desde 1977	Fase-3
<i>Central Campiche</i>	✓			Dispone de DCS para el control del generador que recibe consignas telefónicas desde el CC de AES GENER que son ingresadas por HMI. Tiene limitaciones de tiempos mínimos de operación en rangos de potencia de salida. En servicio 2013. La potencia de salida es controlada por Setpoints. Requiere de modelación de control de emisiones. El reporte de analógicos es entre 5-10 segundos.	Fase-3
<i>Central Nueva Renca</i>	✓			Potencia de salida recibida por CC de AES GENERr. Tiene PMS (INVENSYS), puede controlar potencia de salida de Los Vientos. Sistema de Control solo supervisa, pero puede repotenciarse para soportar otros protocolos. Soporta control por setpoint o por pulsos.	Fase-3

Tabla 16- Incorporación de Centrales al AGC del CDEC – Coordinado COLBÚN

Central Generadora	Integrable a AGC	Ultima Modernización de su control de generación <5 años	Protocolos soportados - ICCP o IEC 8705-104	Potencial de Integración	Fase Asignada para Integración al AGC
Angostura	✓	✓		Existe sistema de control distribuido en la planta. Unidades integradas 2013-2014. Soporta consignas o pulsos - en la actualidad opera por pulsos. Integrada al CC-Colbún por medio de ICCP, pero recibe consignas de potencia telefónicas.	Fase-0
Antilhue	✓			Existe sistema de control distribuido en la planta. Soporta consignas o pulsos - en la actualidad usa pulsos. Integrada al CC-Colbún por medio de ICCP, pero recibe consignas de potencia telefónicas.	Fase-0
Candelaria	✓			Existe sistema de control distribuido en la planta. Soporta consignas o pulsos - en la actualidad usa pulsos. Integrada al CC-Colbún por medio de ICCP, pero recibe consignas de potencia telefónicas.	Fase-0
Colbún	✓			Enlace PMS-UCS por medio de RTU Control de la Unidad por pulso o consigna - en la actualidad opera por pulsos. Cumple con los tiempos de respuesta Disponibilidad de Automatas en UCS de Unidad En la actualidad se controla por consignas telefónicas desde el CC. Colbún	Fase-1

Central Generadora	Integrable a AGC	Ultima Modernización de su control de generación <5 años	Protocolos soportados - ICCP o IEC 8705-104	Potencial de Integración	Fase Asignada para Integración al AGC
Canutillar	✓	✓		Gobernador Renovado 2014 AVR renovado 2011 Soporta consignas o pulsos - en la actualidad opera por pulsos. Dispone de Enlace ICCP hacia CC. Colbún En la actualidad se controla por consignas telefónicas desde el CC. Colbún	Fase-1
Nehuenco III	✓			Dispone de Sistema de Control Distribuido, Control de la Unidad por pulso o consigna - en la actualidad opera por pulsos. Soporta DNP 3.0 para integración a CC. Colbún Sistema de Control Mark IV -2005 - Controles enviados desde IHM En la actualidad se controla por consignas telefónicas desde el CC. Colbún	Fase-1
Santa María I				Sin Información	Indeterminada.

Tabla 17- Incorporación de Centrales al AGC del CDEC – Coordinado IC-POWER

Central Generadora	Integrable a AGC	Ultima Modernización de su control de generación <5 años	Protocolos soportados - ICCP o IEC 8705-104	Potencial de Integración	Fase Asignada para Integración al AGC
Central Cardones S.A.	✓			Dispone de ICCP para reporte a CDEC. Sistema Siemens SPPA-T3000 soporta IED-870-101/104. Punto Base de Operación se recibe Telefónicamente y se carga en IHM	Fase-0
Termoelectrica Colmito Ltda	✓	✓		Dispone de una RTU únicamente para reporte a CDEC. Sistema de control RR para control de la turbina. Control por Consignas. Punto Base de Operación se recibe Telefónicamente y se carga en IHM	Fase-3

4.3 Esquemas de Integración de las Centrales de las Empresas Coordinadas al AGC del CDEC SIC

La integración de las centrales al AGC se realizará en dos posibles modalidades: Control por Consignas Agregadas a Centrales y Control Directo de Unidades de Generación.

De estas modalidades se especifica con carácter preferente la modalidad de Control Directo de Unidades de Generación. Esta permitirá una asignación directa del UCE y un mejor seguimiento del desempeño en regulación de cada unidad dentro de los sub-lazos de control que se crean dentro del proceso de control de potencia activa que realiza el AGC. Por tal motivo, únicamente se permitirá la integración por consignas agregadas en los casos en que por razones de eficiencia operativa y de costos de producción se demuestre que la distribución del error de control por unidad – ECU con base a factores de participación de regulación resulte inconveniente.

Bajo el control por Consignas Agregadas a Centrales, la asignación del ECU (error del control por unidad) se hará considerando a la central como una “unidad agregada” en la cual los límites de regulación y rampas equivalentes serán determinados por la central y enviados al AGC del CDEC SIC. La distribución del ECU de la central será realizado a nivel del DCS de la planta siguiendo criterios propios.

A los fines de la implementación del AGC, la existencia de Centros de Control de Generación de los Coordinados debe resultar transparente a los fines del enrutamiento de las señales de control de potencia activa (AGC->Generador) y de monitoreo (Generador->AGC) que se integren al Control Automático de Generación.

Lo anterior, implica que el AGC del CDEC SIC se configurará como una ampliación a la instancia de ICCP existente con los coordinados para incorporar el bloque tipo 5 de “Control”, en este caso, por medio de consigna digital. Estas consignas o valor de potencia requerida será en-rutada de forma transparente hacia la central de manera agregada o hacia el generador de forma individual según la modalidad elegida, dentro de tiempos que no serán inferiores a los 4 segundos como edad total del dato.

Alternativamente, podrá configurarse un puerto de comunicación serial a nivel del SCADA/EMS CDEC con soporte al protocolo IEC-870-5-101. Una revisión o prueba de interoperabilidad y compatibilidad de las versiones de protocolo demostrarán que las consignas de cambio de potencia de salida de la central o del generador pueden ser enviadas desde el AGC y recibidas por la Central o el Generador.

Los coordinados deberán realizar las adecuaciones a sus respectivos sistemas adoptando uno de los cuatro esquemas presentados a continuación (Ilustración 1 a la Ilustración 4). En estos esquemas de control factibles hemos incluido los datos a intercambiar en cada caso, los cuales se detallan en la siguiente sección.

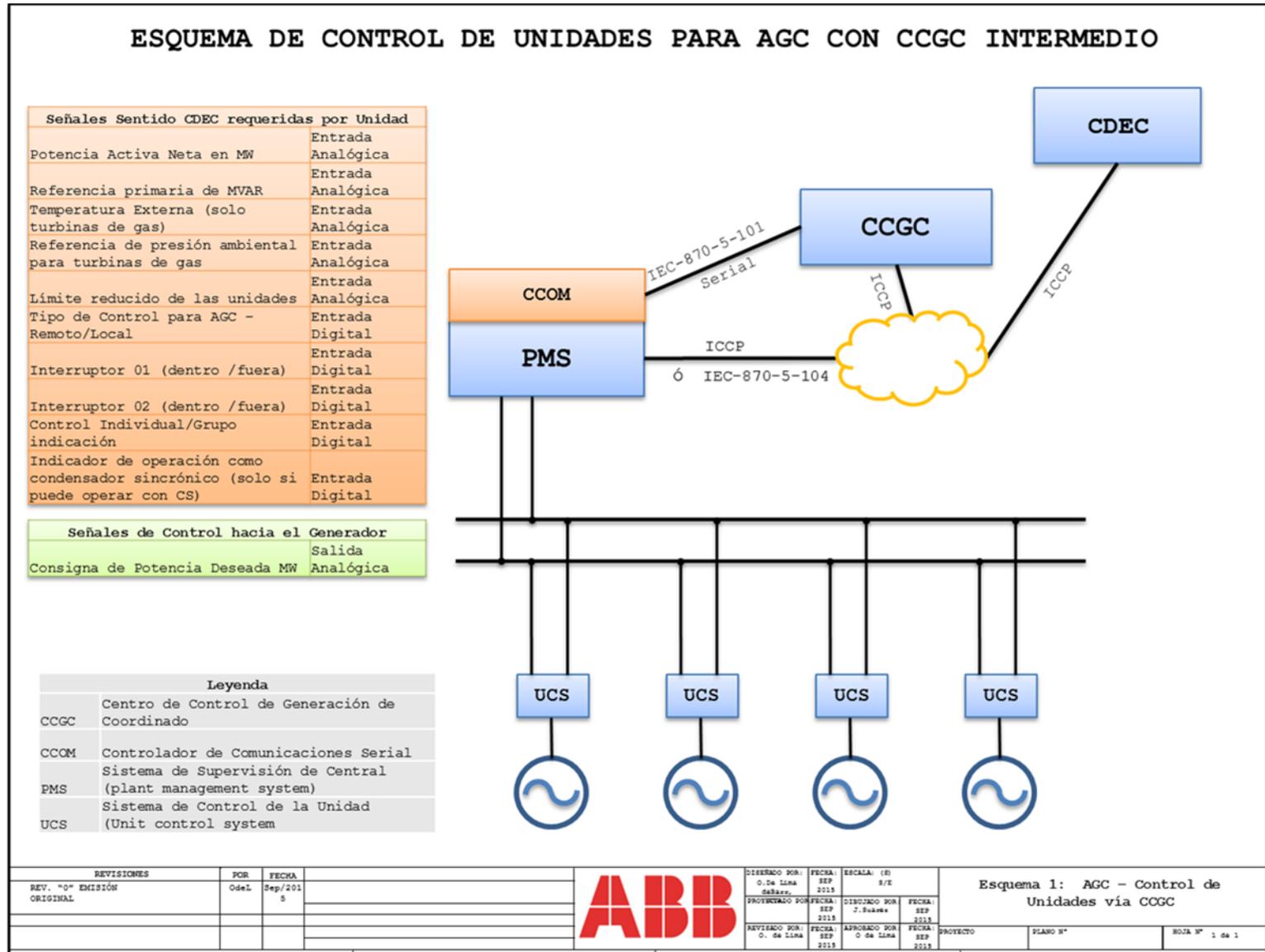


Ilustración 1 - Esquema de Control de Unidades para AGC con CCGC Intermedio

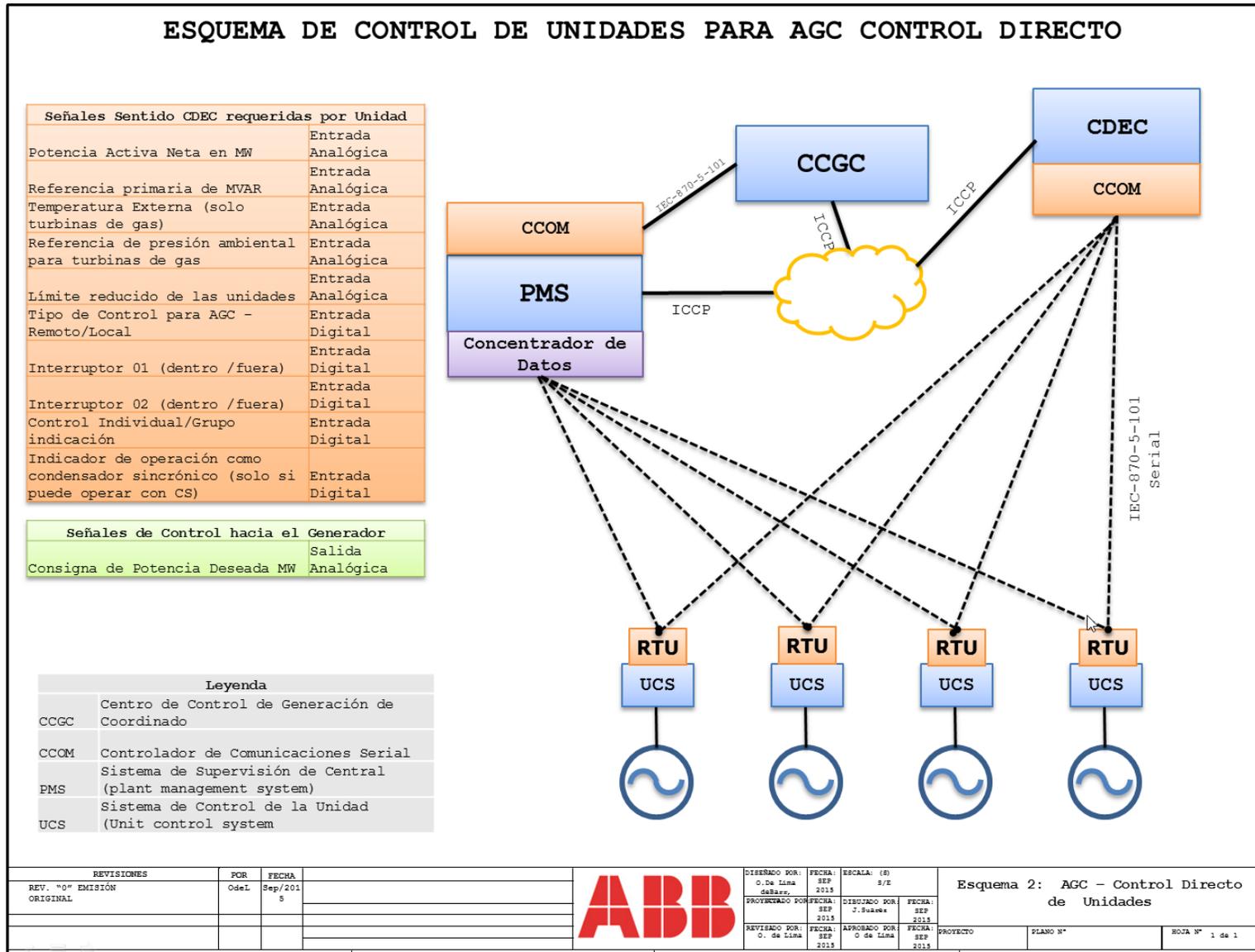


Ilustración 2 - Esquema de Control de Unidades para AGC con Control Directo

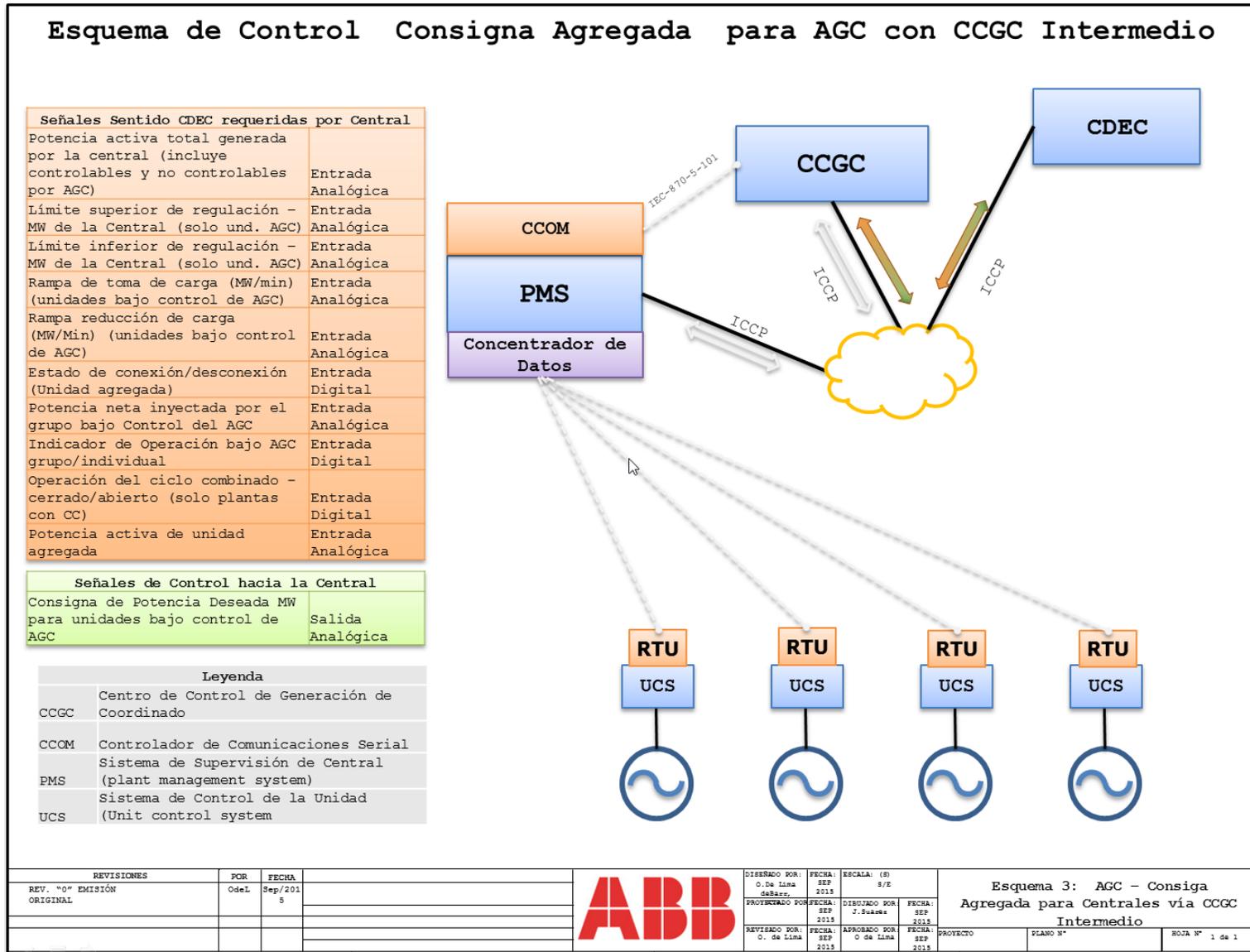


Ilustración 3 - Esquema de Control de Consigna Agregada para AGC con CCGC Intermedio

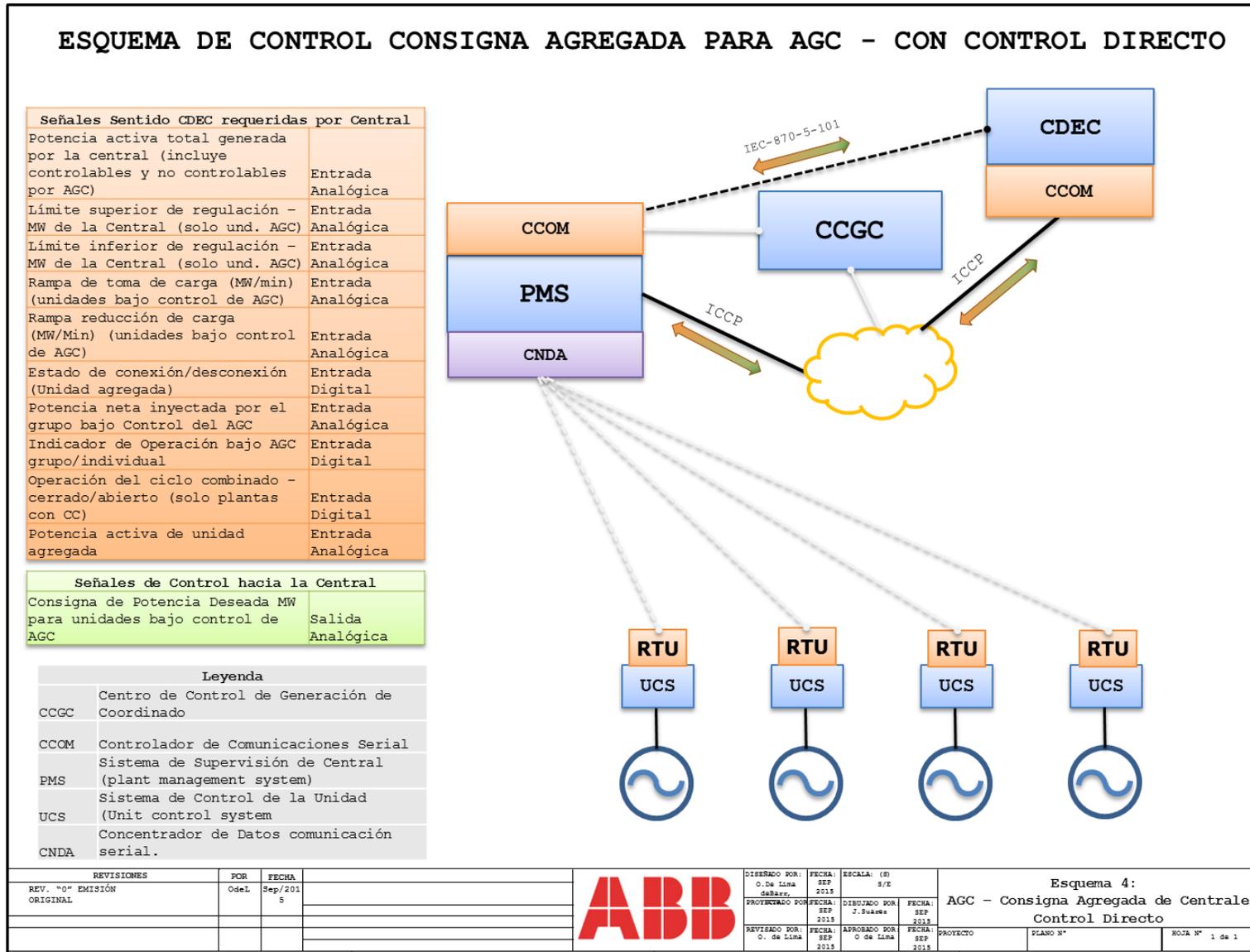


Ilustración 4 - Esquema de Control de Consigna Agregada para AGC con Control Directo

4.4 Datos a Intercambiar para la Implementación del AGC

Los datos a recibir desde la planta son:

Potencia de salida de cada unidad: corresponde a la potencia en MW producida por cada generador en la central. (Debe ser la potencia neta, luego de sustraer el consumo de auxiliares)

Permisivo de control (Loc/Rem): Este permisivo indica si la planta está a disposición del AGC del CDEC para controlarlo, modo remoto (Rem) – siempre visto desde la unidad generadora o si el control lo está ejerciendo la planta (Loc).

Estado de conexión por unidad (Dentro/Fuera): Cuando se dispone de la telemida de los interruptores (en la mayoría de los casos, estas variables de estado ya están disponibles en el SCADA-EMS CDEC-SIC). De existir algún seccionador de mantenimiento no telemido que pueda condicionar el estado dentro- fuera de la unidad, éste deberá ser enviado.

Medición de Frecuencia: Desde cada planta se deberá recibir el valor de la frecuencia en los intervalos más cortos que permita el sistema de adquisición de datos (de 2 a 4 segundos).

Límites de regulación de MW: (AGC por planta) – Los límites de regulación para control secundario de la generación - superior e inferior deben estar dentro del rango de potencias máxima y mínima de las unidades. En los casos de control agregado por central, se exige que sea tele-medido porque este límite varía según el número de generadores en servicio. Para los casos de control individual, estos límites son cargados y mantenidos en el AGC del CDEC SIC de forma manual.

Rampa a subir/bajar (AGC por central): Para la modalidad de operación agregada, las rampas equivalentes de toma y de reducción de carga para control secundario de la generación – subir/bajar deben considerar la suma de las rampas individuales de unidades en servicio dentro de la planta. En los casos que la rampa de la central se determine por un algoritmo debido a restricciones a la operación, éste será el valor a transmitir. Para los casos de control individual, las rampas serán mantenidas en el AGC del CDEC SIC de forma manual. De disponerse de telemidas individuales de las rampas, éstas serán enviadas y utilizadas por el AGC del CDEC SIC.

Límites Superior e Inferior limitados (por generador): Para los casos en que los límites superior e inferior puedan ser restringidos temporalmente y con relativa frecuencia, por condiciones particulares de operación de la central (restricciones de combustible, potencia limitada por caídas netas en embalses, problemas internos) se deben disponer de los límites superiores e inferiores telemidos por cada unidad. En los casos de control agregado por central, estos deberán estar considerados en el algoritmo de la central que calcula los límites de regulación de la unidad agregada.

Indicación de tipo de control (grupo/individual): En las centrales donde sea posible implementar el control por grupos o de manera individual (el control puede considerar que parte de los generadores se despachen en grupo y otros en forma individual). Se deberá considerar el envío de una indicación al AGC del CDEC SIC por cada generador para identificar que su forma de operación grupo o individual. El AGC reconocerá esta condición y enviará las consignas para cada tipo de operación.

Operación de ciclos combinados: La indicación de los interruptores de estado (dentro/fuera) unido a un umbral de potencia mínima permitirán reconocer cuando está operando una planta de ciclo de combinado en ciclo cerrado, es decir con la turbina de vapor en servicio. Alternativamente una indicación de operación en ciclo combinado o abierto puede ser recibida desde la planta. En caso de existir fuego adicional el estado de servicio del mismo deberá ser reportado. El algoritmo del control secundario de la generación considerará la contribución de potencia adicional de las turbinas de vapor al determinar las consignas para los ciclos combinados.

Para las turbinas de gas (Temperatura/presión): En caso de no disponer de tele-medición de los límites máximos y mínimos, las medidas de temperatura y presión pueden ser utilizadas para ajustar los límites de la unidad de forma automática desde el AGC del CDEC.

En la Tabla 18 -Lista de Señales para Control de AGC por Unidades de Generación y la

Tabla 19 - Lista de Señales para Control de AGC por Consigna *Agregada* se presentan las señales de entradas y salidas que serán requeridas dependiendo del esquema de control utilizado.

Resumen de Señales requeridas para implementación de Control de AGC por GENERADORES					
Equipo	Tipo de Equipo	Descripción	Tipo de Señal	Observaciones	Comentarios
Generador	Individual	Potencia Activa Neta en MW	Entrada Analógica	Condiciona	Si no está disponible, la medición de la potencia bruta y de la carga de los servicios auxiliares es requerida.
Generador	Individual/ Con Capacidad de Condensador Sincrónico	Referencia primaria de MVAR	Entrada Analógica	Opcional	Se utiliza únicamente como referencia para saber si el generador está trabajando en modo condensador sincrónico. No es utilizado por el AGC.
Generador	Individual - Turbinas de Gas	Temperatura Externa solo turbinas de gas	Entrada Analógica	Condiciona	En caso de enviarse los límites superior e inferior no es requerida.
Generador	Individual -Turbinas de Gas	Referencia de presión ambiental para turbinas de gas	Entrada Analógica	Condiciona	En caso de enviarse los límites superior e inferior no es requerida.
Generador	Individual	Límite reducido de las unidades	Entrada Analógica	Opcional	Ajuste del límite superior por reducción temporal en capacidad de generación.
Generador	Individual	Tipo de Control para AGC -Remoto/Local	Entrada Digital		Indicador de estado de control para el AGC - Local (planta) / Remoto (AGC)
Generador	Individual	Interruptor 01 (dentro /fuera)	Entrada Digital		Primer interruptor para establecer el estado de conexión de la unidad. (cualquiera de los dos interruptores cerrados - unidad en servicio)
Generador	Individual	Interruptor 02 (dentro /fuera)	Entrada Digital		Segundo interruptor para establecer el estado de conexión de la unidad (cualquiera de los dos interruptores cerrados - unidad en servicio) - La unidad puede ser representada por un solo interruptor.
Generador	Individual	Indicador de operación como condensador sincrónico	Entrada Digital	Opcional	Aplica únicamente a generadores que pueden trabajar como condensadores sincrónicos.
Controlador de Consignas (setpoint)	Individual	Consigna de Potencia Deseada	Entrada analógica		Potencia solicitada o consignada a generador (MW)
Controlador de Pulso Variable	Generador individual	Pulso a subir de ancho variable	Digital output	Mutuamente excluyente con el Controlador por consignas	Se recomiendan controladores de 7 pulsos a incremento en lugar de pulso Largo/Corto.
Controlador de Pulso Variable	Generador individual	Pulso a bajar de ancho variable	Digital output	Mutuamente excluyente con el Controlador por consignas	Se recomiendan controladores de 7 pulsos a reducción en lugar de pulso Largo/Corto.

Tabla 18 -Lista de Señales para Control de AGC por Unidades de Generación

Resumen de Señales requeridas para implementación de Consigna Agregada					
Equipo	Tipo de Equipo	Descripción	Tipo de Señal	Observaciones	Comentarios
Generador	Agregado	Potencia activa de unidad agregada	Entrada Analógica		Total de potencia generada por todos los generadores en línea de la planta.
Generador	Agregado	Límite superior de regulación - MW	Entrada Analógica		Debe ser calculado por el PMS (controlador de la planta) basado en las unidades en servicio.
Generador	Agregado	Límite inferior de regulación - MW	Entrada Analógica		Debe ser calculado por el PMS (controlador de la planta) basado en las unidades en servicio.
Generador	Agregado	Rampa de toma de carga (MW/min)	Entrada Analógica		Debe ser calculado por el PMS (controlador de la planta) basado en las unidades en servicio.
Generador	Agregado	Rampa reducción de carga (MW/Min)	Entrada Analógica		Debe ser calculado por el PMS (controlador de la planta) basado en las unidades en servicio.
Generador	Agregado	Estado de conexión/desconexión (Unidad agregada)	Entrada Digital	Opcional	Pseudo estado para indicar conexión/desconexión de la toda la unidad agregada.
Generador	Grupo	Potencia neta inyectada por el grupo	Entrada Analógica		Potencia total generada en MW para todos los generadores en modo Grupo.
Generador	Grupo	Conmutación grupo/individual	Entrada Digital		Indicador de operación del generador individual o grupo.
Generador	Ciclo combinado	Operación del ciclo cerrado/abierto	Entrada Digital		Estado de operación en ciclo abierto/cerrado de planta de ciclo combinado.
Controlador de Consignas (setpoint)	Agregado	Consigna de Potencia Deseada	Entrada analógica		Potencia solicitada o consignada a Central (MW)

Tabla 19 - Lista de Señales para Control de AGC por Consigna Agregada

4.5 Requerimientos de Tiempo para Monitoreo y Control

El AGC del CDEC se ha especificado para ciclos de monitoreo, evaluación y control de una frecuencia de 4 segundos. Esta es la frecuencia más utilizada en la industria para esta actividad y se denomina “Ciclo de AGC”

Es importante que se tenga claro que las acciones de monitoreo (lectura los datos desde la base de datos de tiempo real) y evaluación (cálculo del ECA, ECU, Alarmas y pruebas de seguimiento en los sub-lazos de control, etc) se realizan con esta frecuencia, 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 definen entre otros; tiempos hasta el primer comando, tiempo entre comandos, tiempos entre inversiones de sentido de la potencia, consignas de reintento frente a no respuesta, cambio de modo de control a unidad que no responde, etc.

El AGC como aplicación no realiza funciones de adquisición de datos propiamente dichas, para ello se apoya en el subsistema SCADA y accede a la base de datos de tiempo real que actualiza este último. De igual manera, cuando emite comandos de regulación del tipo consigna o pulsos, hace la petición para ejecución del mismo al SCADA y es éste quien realiza todas las acciones de control en función del protocolo de intercambio de datos y controles pre-definido.

El requerimiento de frecuencia de actualización para el monitoreo que realiza el AGC de las variables con las que realiza el control secundario debe ser de 4 segundos, sin embargo las simulaciones realizadas con distintos grupos para control secundario de generación CCAG (Centros de Control Agrupado de Generación) para el SIC demostraron que ciclos de hasta 8 segundos permiten realizar un adecuado control de generación sin deterioro apreciable en la calidad del control secundario realizado. Con estos tiempos se estima que el desplazamiento en tiempo promedio sea de 4 segundos, siendo la diferencia máxima en la edad de un dato entre medidas para un mismo ciclo de 8 segundos.

El requerimiento en cuanto a tiempos de control, será entre 4 y 8 segundos, 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.

Inicialmente y con el objetivo de no demorar la puesta en marcha del AGC en el CDEC-SIC, mientras se adecúa la infraestructura de comunicaciones estos tiempos podrán ser mayores, pero en ningún caso superiores a 10 segundos. Los tiempos para que los controles (consigna o pulsos) lleguen al controlador del generador deberán satisfacer un intervalo de 8 segundos.

A manera de ejemplo, en la Tabla 20, se presentan algunos valores de tiempos de monitoreo y control de AGCs que controlan áreas de control de generación en el continente americano con plataformas de Centros de Control de ABB:

Centro de Control de Operaciones	MW demanda Máxima	Tiempos de Monitoreo de Variables del AGC en segundos	Tiempos de envío de acciones de Control	Protocolos
CAISO – Operador Independiente del área de control de California - EEUU	56550	4	4	DNP Enlaces directos a UTR
NYISO – Operador Independiente del área de control de Nueva York - EEUU	33.200	6	6	ICCP

CENAL – Centro de Control Nacional de México	36.000	4-10	4-10	ICCP – Cenal- Centro de Control de Área DNP o IEC Centro de Control de Área – RTU de Central
CND - ETESA – Centro Nacional de Despacho	1540	8	5	ICCP (nuevas centrales) - DNP
UTE – Unidad de Transacciones de el Salvador	1150	6	8	DNP-IEC-Otros protocolos enlaces directos a RTU de Central
CENACE - Ecuador	2600	4-10	6	ICCP – Cenace - CC de Central Paute (10s) IED Cenace- Unidad de Control del Generador (4s)

Tabla 20 Ejemplo Tiempos de Monitoreo y Control de AGC

A los fines de corroborar los tiempos en que son monitoreados en la actualidad la potencia activa generada que es una de las variables más críticas para la puesta en servicio del AGC del CDEC, se procedió a tomar una muestra integrada por todos los generadores con mediciones activas dentro del período comprendido entre el 2 de Diciembre a las 0:00 horas y las 23:59:50.

Los mismos se presentan en la Tabla 21 - Muestra Estadística de Tiempos de Monitoreo de la Potencia Activa de Generadores.

Por medición activa debe entenderse aquella que está cambiando de valor y es empaquetada en un Conjunto de ICCP (Data set) porque varió por encima de su banda muerta. Es por ello que los generadores fuera de servicio se han excluido de la muestra referencial presentada a continuación ya que su medida pasa la mayor parte del tiempo dentro de esa banda de no actualización.

Empresa	Subestación	NAME	Promedio de Tiempo de Actualización - Segundos	Desv. Estandar en Segundos	Número de Actualizaciones Recibidas
AES	GUACOLD	GUACOLD13.GEN1P	13	7	6527
AES	GUACOLD	GUACOLD13.GEN3P	14	8	6222
AES	GUACOLD	GUACOLD13.GEN4P	14	8	6307
AES	GUACOLD	GUACOLD14.GEN5P	14	7	6395
AES	VENTANA	VENTANA18GEN4P	14	8	6188
AES	VENTANA	VENTANA18GEN1P	17	175	6259
AES	VENTANA	VENTANA13.GEN1P	13	7	6405
COLBUN	ANGOSTU	ANGOSTU13.GEN1P	4	14	23166
COLBUN	ANGOSTU	ANGOSTU13.GEN2P	5	70	17325
COLBUN	CANUTIL	CANUTIL13.GEN1P	15	12	5689
COLBUN	CANUTIL	CANUTIL13.GEN2P	16	14	5371
COLBUN	COLBUN	COLBUN13.GEN1P	7	15	13120
COLBUN	COLBUN	COLBUN13.GEN2P	7	16	12937

Empresa	Subestación	NAME	Promedio de Tiempo de Actualización - Segundos	Desv. Estandar en Segundos	Número de Actualizaciones Recibidas
ENDESA	ANTUCO	ANTUCO13.GEN2P	2	1	35846
ENDESA	CIPRESE	CIPRESE132GEN1P	9	111	9409
ENDESA	CIPRESE	CIPRESE132GEN2P	11	132	8165
ENDESA	CIPRESE	CIPRESE138GEN1P	6	5	14599
ENDESA	EL_TORO	EL_TORO13.GEN1P	9	135	9538
ENDESA	EL_TORO	EL_TORO13.GEN2P	3	2	26110
ENDESA	EL_TORO	EL_TORO13.GEN3P	4	3	24500
ENDESA	EL_TORO	EL_TORO13.GEN4P	4	3	22940
ENDESA	PANGUE	PANGUE13.GEN1P	19	112	4651
ENDESA	PANGUE	PANGUE13.GEN2P	17	20	5158
ENDESA	PAPOSO	PAPOSO15GEN2P	19	216	4550
ENDESA	PEHUENC	PEHUENC13.GEN1P	3	26	28827
ENDESA	PEHUENC	PEHUENC13.GEN2P	3	1	32440
ENDESA	RALCO	RALCO13.GEN1P	23	29	3701
ENDESA	RALCO	RALCO13.GEN2P	22	70	3898
ENDESA	RAPEL	RAPEL13.GEN1P	6	99	15355
ENDESA	RAPEL	RAPEL13.GEN2P	6	100	14779
ENDESA	RAPEL	RAPEL13.GEN4P	5	94	16054

Tabla 21 Muestra Estadística de Tiempos de Monitoreo de la Potencia Activa de Generadores

De la misma se observa que las unidades generadoras de AES presentan promedios entre 13 y 17 segundos de adquisición de datos con una desviación estándar predominante de 7 a 8 segundos. Para el mismo se deberán convalidar las bandas muertas especificadas para transmisión de cambio de valor de potencia o revisar los sistemas que determinan el promedio de actualización observado.

Para el caso de COLBUN, los tiempos promedio varían entre 4 y 16 segundos, siendo su desviación estándar alrededor de 15 segundos. A excepción de Cantutillar los valores resultan aceptables, sin embargo es muy probable que un ajuste de la banda de no actualización sea suficiente para mejorar los estadísticos de tiempo.

ENDESA, tiene dos grupos diferenciados de frecuencias de refrescamiento de información, uno alrededor de los 4 segundos, con una desviación estándar de menos de 5 segundos y otro grupo de centrales cuya actualización de medidas está por encima de 10 segundos con desviaciones estándar del orden de los 100 segundos.

Por su parte en IC-Power no se presentan cifras por haber estado sus instalaciones fuera de servicio durante el transcurso de la muestra.

Los resultado de tiempos promedios entre actualizaciones sugiere que con revisiones a la banda para actualización de las mediciones que garanticen que transmitirán cambios por debajo del 1% de la capacidad nominal del generador o 1 MW como máximo, será posible obtener los datos de potencia generada con la frecuencia deseada de 4 segundos y una edad efectiva entre el dato más antiguo y el reciente inferior a 8 segundos. Es importante tener presente que el que no se actualice un data set de envío de datos por estar la medida comprendida en su banda muerta no le quita la condición al dato de estar vigente y sin edad computable.

4.6 Esquemas adoptados por empresas coordinadas

Durante las reuniones individuales sostenidas la semana del 14 al 18 de Diciembre del 2015, los coordinados AES-GENER, COLBUN, ENDESA, mostraron su interés de integrarse bajo el protocolo ICCP al AGC. Optando por un esquema de relevo de variables de monitoreo y control a través de sus centros de control de generación, que fungirían de enlaces hacia los generadores.

El coordinado IC-POWER no precisó el esquema de integración a adoptar, pero siendo actualmente el esquema de reporte al CDEC de las variables monitorizadas ICCP y no disponiendo de un centro de control de generación se presume que el mismo será bajo un esquema de enlace directo hacia las plantas, sin pasar por un centro de control intermedio.

A continuación se resumen las propuestas de integración al AGC del CDEC-SIC consideradas factibles por los Coordinados.

Coordinado	Esquema de Integración	Protocolo	Tipo de Modelo para AGC
AES	CDEC ->CCGC- AES Gener CCGC-> Central	ICCP – Bloques 1,2,5	Generadores individuales; Unidades Agregadas
COLBUN	CDEC -> CCGC Colbún CCGC Colbun->Central	ICCP – Bloques 1,2,5	Generadores individuales
ENDESA	CDEC -> CCGC Endesa CCGC Endesa->Central	ICCP – Bloques 1,2,5	Generadores individuales
IC-POWER	CDEC ->Central (presumido)	ICCP – Bloques 1,2,5	Por Definir

Los esquemas de integración analizados, basados en el ICCP como protocolo, se listan a continuación:

Esquema 1: AGC – Esquema de Control Individual de Generadores - ICCP

Esquema 2: AGC – Esquema de Control Grupo-Individual de Generadores - ICCP

Esquema 3: AGC – Consigna Agregada para Centrales vía CCGC Intermedio - ICCP

Los esquemas #1 y #2 se refieren implementaciones del AGC con control individual de los generadores, siendo el esquema # 2 una variante del # 1. Esta modalidad es opcional y flexibiliza el esquema # 1 para los casos en que se considere conveniente su aplicación.

El Esquema 1: AGC – Esquema de Control Individual de Generadores - ICCP, fue identificado por tres de los cuatro coordinados (AES-GENER, COLBUN, ENDESA) como su opción preferente para la integración de sus centrales al AGC.

Bajo el esquema # 2, es posible implementar simultáneamente control individual sobre algunos generadores y en grupo, para otros dentro de una misma central. Las unidades que participan en grupo son configurables en forma dinámica a partir del estado de las indicaciones tele medidas que indican el modo de operación (grupo/individual). El esquema de control en grupo, permite a las unidades habilitadas para esta modalidad la recepción de una consigna única y consolidada del Error de Control de Unidad, a los fines de permitir a los sistemas de control propios de la central distribuir la potencia solicitada con base a criterios operacionales internos. Las centrales de ciclo combinado son una representación particular de este esquema.

El esquema # 3, corresponde a implementaciones “agregadas” de unidades. Bajo este esquema la unidad de generación agregada es “virtual”. Ésta en la práctica no es físicamente existente y puede representar a más de una unidad de generación. Las unidades agregadas no pueden reconfigurarse de forma dinámica como las individuales, como es el caso de las unidades descritas en el esquema #2.

Es oportuno aclarar que dentro de una misma central pueden definirse más de una unidad agregada, agrupándose de esta manera conjuntos de unidades que comparten sistemas que impiden su divisibilidad. En el caso más simplificado se puede representar cada unidad como agregada con el propósito de permitir al AGC considerar cambios de tasa de carga/descarga y límites superiores e inferiores variables.

Para toda unidad agregada la tasa de carga/descarga y límites superiores e inferiores variables, deberán ser enviados al CDEC y estar en capacidad de recibir del AGC una consigna de potencia solicitada por unidad agregada.

Los esquemas generales y los específicos seleccionados por las empresas coordinadas se presentan en el anexo E

- Esquema 4 - Integración al AGC Coordinado COLBUN
- Esquema 5 - Integración al AGC Coordinado ENDESA
- Esquema 6 - Integración al AGC Coordinado AES Gener
- Esquema 7 - Integración al AGC Coordinado IC-Power

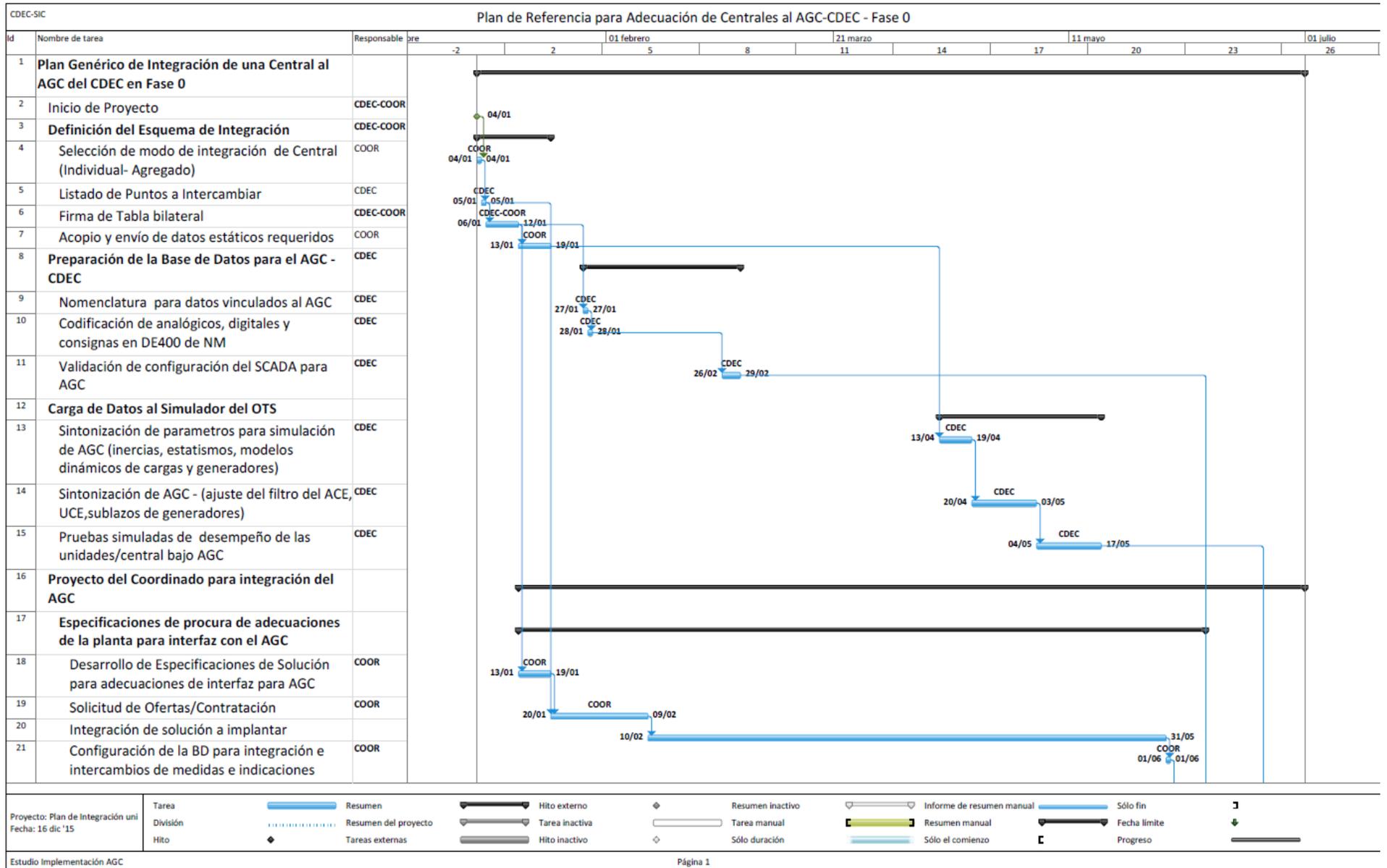
4.7 Plan de Referencia para la adecuación de centrales al AGC – CDEC SIC en fase “0” y “1”

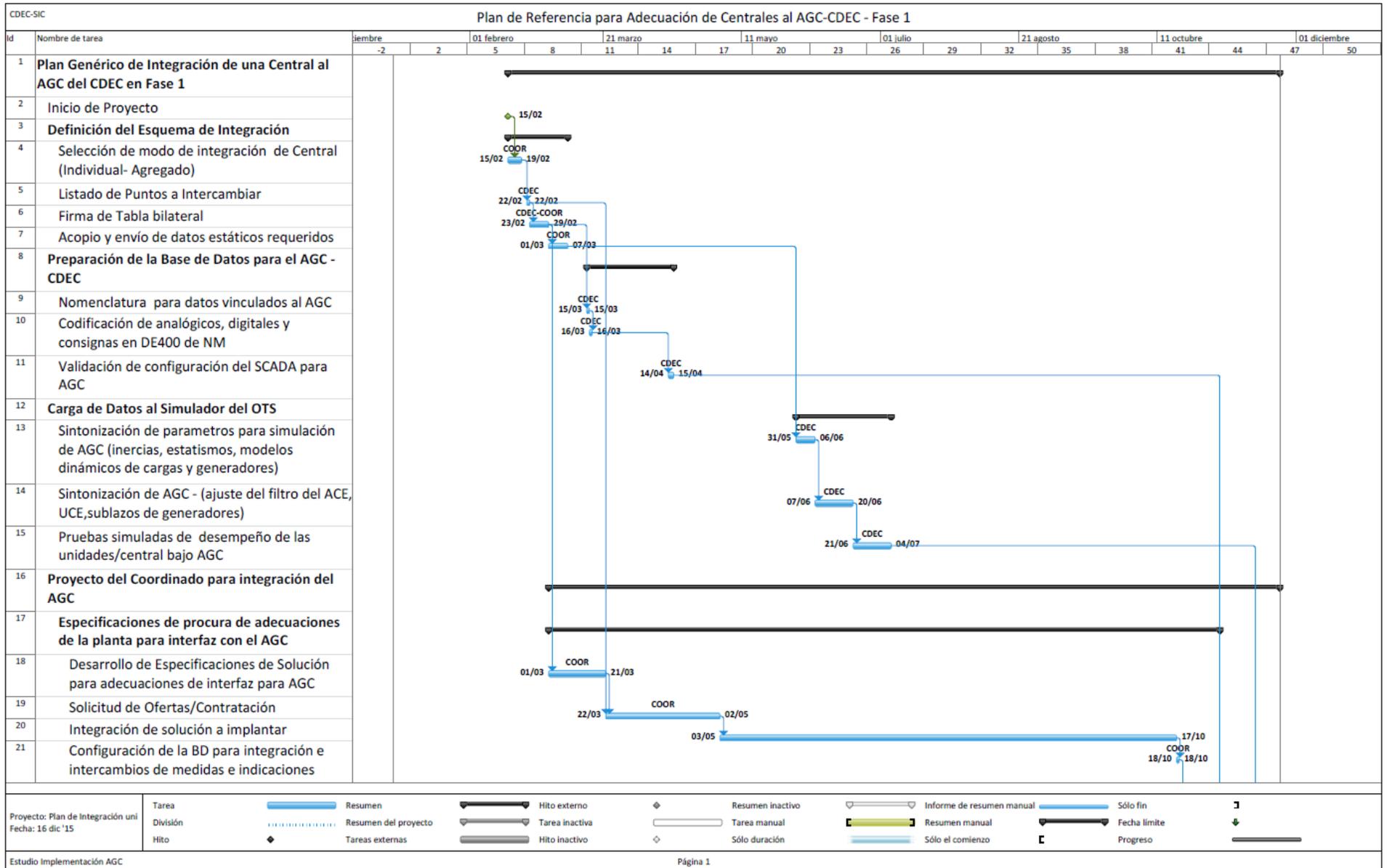
A continuación se presenta un plan de integración indicativo con el desarrollo de las actividades que se deberán llevar a cabo en conjunto entre el CDEC SIC y los coordinados propietarios de las centrales incluidas en las fases “0” y “1”. Asimismo, se presentan los cronogramas para cada una de las dos fases.

Actividad	Responsable	Descripción
Selección de modo de integración de Central (Individual- Agregado)	Coordinado con apoyo del CDEC	El coordinado analiza su plataforma para intercambio de información para su integración al AGC de las unidades de generación y define el esquema a adoptar. El protocolo a utilizar es el ICCP (bloques 1, 2 ,5) y el esquema será seleccionado entre el # 1 a #3 de la sección 4.3 de este documento. CDEC apoya con aclaratorias sobre los requerimientos de integración.
Listado de Puntos a Intercambiar	CDEC/Coordinado	CDEC prepara base de datos para todas las posibles modalidades de integración y las remite al Coordinado para todas centrales/unidades. El Coordinado con base al esquema de cada central selecciona los puntos de la base de datos a definir y preparar para su envío o recepción según el caso.
Acopio y envío de datos estáticos requeridos	Coordinado	Coordinado define parámetros operacionales de la unidad como rampa a subir y bajar, límite superior e inferior de regulación, límite superior e inferior económicos. En la fase de sintonización se solicitarán datos más relacionados con la operación de la unidad como tiempo de espera entre comandos en un mismo sentido y entre inversiones de potencia. Restricciones en cuanto a la máxima potencia a solicitar en cada petición de variación, etc.
Preparación de la Base de Datos para el AGC – CDEC SIC	Coordinado/CDEC	Coordinado: Utilizando la lista de puntos a intercambiar, configura los data-sets del ICCP y los bloques requeridos para el intercambio de datos con CDEC, define los puntos en sus bases de datos (estado, medición y control). CDEC: Recibe la lista final de puntos a intercambiar del coordinado y define los data-sets del ICCP con base a los bloques requeridos.
Nomenclatura para datos vinculados al AGC	CDEC	Define la nomenclatura a utilizar para el llamado de las variables a intercambiar asociadas al AGC
Codificación de analógicos, digitales y consignas en DE400 de NM	CDEC	Codifica en la Base de Datos los puntos a intercambiar según la lista final de puntos a intercambiar, los valida y prueba que estén libres de errores.
Configuración de Unidades y demás datos requeridos para el AGC	CDEC	Define y configura las unidades para el AGC, medidas de frecuencia, intercambios (no hay por ahora), error de tiempo, etc. Define área de control de generación.
Carga de Datos al Simulador del OTS	CDEC	Actualiza y define los datos requeridos para permitir la simulación de la generación y su control por parte del AGC.
Sintonización de parámetros para simulación de AGC (inercias, estatismos, modelos dinámicos de cargas y generadores)	CDEC	Sintoniza el modelo del OTS para permitir simular con mayor precisión el comportamiento de la frecuencia considerando la respuesta dinámica de largo plazo de los generadores y las cargas.

Sintonización de AGC - (ajuste del filtro del ACE, UCE, sublazos de generadores)	CDEC	Sintoniza el AGC para que opere correctamente en el simulador OTS. Se ajusta los filtros, las bandas muertas y se implementan restricciones al control de las unidades bajo el AGC. Todo en forma simulada.
Pruebas simuladas de desempeño de las unidades/central bajo AGC	CDEC	Se ejecutan pruebas que permitan analizar el desempeño de la red simulada en el OTS considerando la incorporación del control secundario de generación.
Proyecto del Coordinado para integración del AGC		Realiza la adecuación de la infraestructura existente para permitir la integración de sus unidades al AGC.
Desarrollo de Especificaciones de Solución para adecuaciones de interfaz para AGC	Coordinado	Desarrolla especificaciones técnicas para la procura e implementación del esquema de seleccionado para enlazarse con el AGC del CDEC.
Solicitud de Ofertas/Contratación	Coordinado/ Proveedor	Período en que el coordinado solicita ofertas con base a las especificaciones y espera que el proveedor cotice- Al final del período se protocoliza la contratación de las adecuaciones (equipos/servicios)
Integración de solución a implantar	Proveedor	Con supervisión del coordinado el proveedor integra la solución de mejoras o adecuaciones contratada.
Configuración de la BD para integración e intercambios de medidas e indicaciones	Coordinado	Configura la base de datos de los puntos de monitoreo sentido central – CDEC requeridos para su integración al AGC.
Configuración de consignas para cambio de potencia activa	Coordinado	Configura la base de datos para la ejecución de controles por consignas de potencia a ser recibidas desde el CDEC (vía el centro de control de generación del coordinado)
Pruebas internas de funcionamiento de recepción y procesamiento de consignas.	Coordinado	Se realizan pruebas de comprobación que la solución provista por el proveedor está acorde con las especificaciones y contrato de procura y que funcionalmente se transmiten los datos requeridos por el AGC en sentido CDEC y se reciben las consignas de potencia activa.
Central integrable a AGC - Unidad disponible para AGC	Coordinado	Es un hito para identificar la fecha cuando el proyecto de la central está finalizado por el coordinado.
Prueba de Integración de la Central al AGC	CDEC/Coordinado	Actividades orientadas a corroborar que la central está preparada para integrarse al AGC del CDEC
Pruebas SCADA-SCADA	CDEC/Coordinado	Subconjunto de actividades que demuestran que la central está vinculada entre los SCADA del coordinado y el CDEC.
Punto a punto de señales analógicas/digitales	CDEC/Coordinado	Validación punto a punto que las señales corresponden a la fuente de la información que la origina y que las mismas son transmitidas sin errores o alteraciones en sus valores. Se realizan entre lo más próximo al origen del dato (lado de la central) y el unifilar o tabular que utilizará el Despachador.
Punto a punto de consignas	CDEC/Coordinado	Validación punto a punto que las señales de control emitidas desde el AGC en forma de consigna de potencia o pulso de control (subir, bajar) y los tipos de pulso (largo, corto), son transmitidas y recibidos sin errores o alteraciones en sus valores. Se realizan entre el tabular del AGC del CDEC que utilizará el Despachador y la entrada del controlador que de forma directa controla la potencia activa de la unidad de la central.
Validación de tiempos de adquisición y refresco de datos	CDEC/Coordinado	Dentro del ambiente controlado de las pruebas punto a punto se realiza la medición de los tiempos de transmisión de los datos desde la fuente en el generador y hasta que se reflejan en la base de datos de tiempo real del AGC del CDEC. De manera inversa se valida el tiempo que tarda una consigna o pulso, desde que es actualizada en la base de tiempo real del CDEC y llega al controlador de la unidad de la central. Estos tiempos tienen que estar dentro de los tiempos estipulados para el AGC según se describe en la sección 4.5 de este documento.
Central Lista para ser integrada	CDEC/Coordinado	Corresponde al hito en que la unidad ya está funcionalmente preparada para

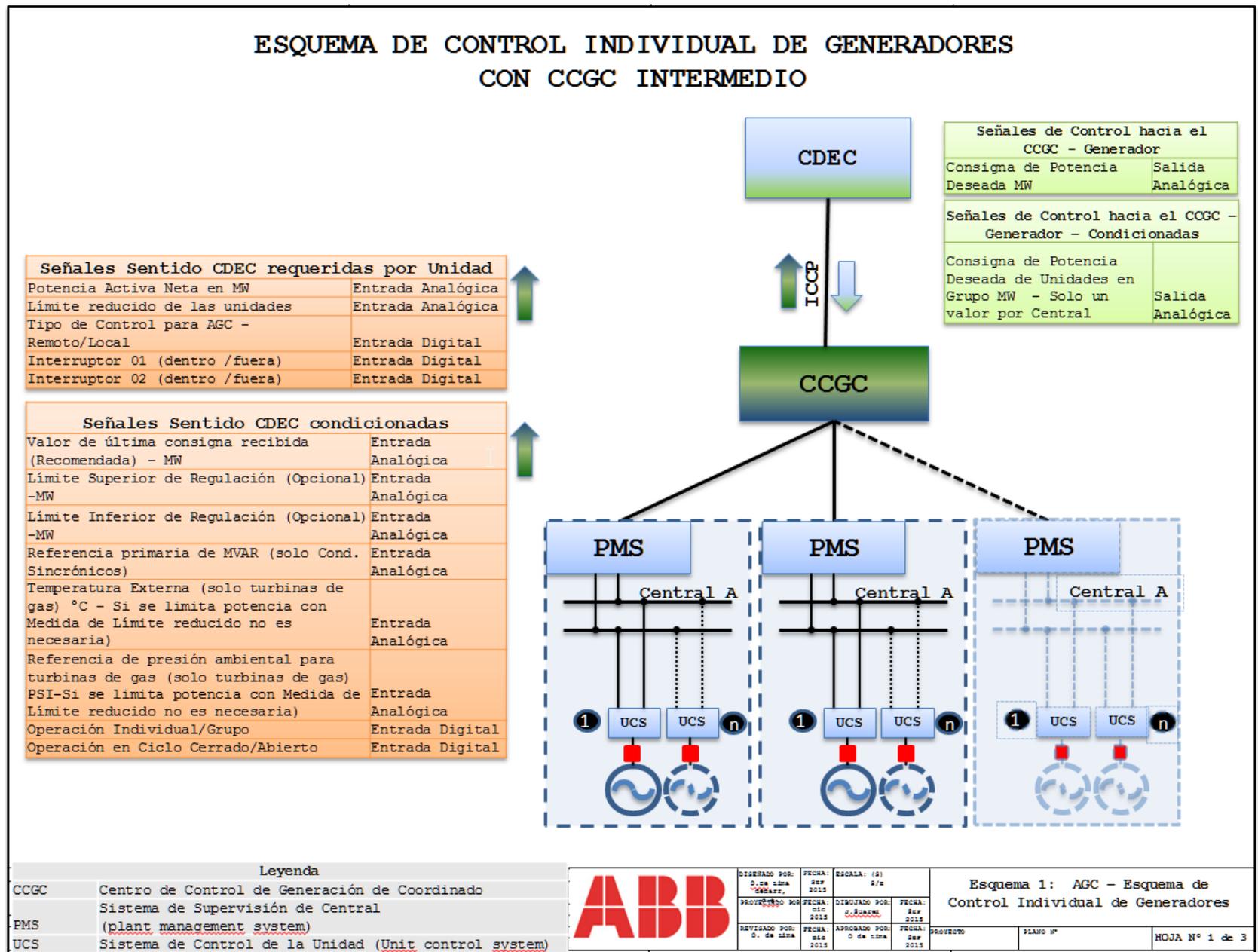
		integrarse al AGC.
Pruebas AGC- Central	CDEC/Coordinado	Representa el conjunto de actividades orientadas a realizar la integración y puesta en operación bajo AGC de las unidades de generación de una central.
Validación de consignas en modo TEST	CDEC/Coordinado	Utilizando el modo de control de generación llamado "TEST" es posible simular un cambio de consigna de potencia activa o envío de un pulso desde el AGC. De esta forma el comando se origina desde la aplicación. Con estos cambios se validará la recepción del valor de la consigna de potencia requerida.
Validación de datos declarados de respuesta de unidad (Rampa, límites de regulación)	CDEC/Coordinado	Haciendo uso de cambios en la potencia requerida y midiendo los tiempos de respuesta de la unidad es posible validar el rango de regulación, la rampa de respuesta y los tiempos y bandas muertas de accionamiento que se asocian a la unidad generadora.
Entrenamiento de Despachadores y validación de Operación en AGC	CDEC	Esta actividad está orientada a realizar el entrenamiento de los Despachadores en un ambiente simulado que ha sido sintonizado y configurado para dar una respuesta de control secundario de alta fidelidad en la respuesta en frecuencia del sistema y de los generadores controlados por el AGC considerando su respectiva regulación primaria.
OTS - Entrenamiento del AGC y simulación del comportamiento de la unidad con base criterios operacionales	CDEC-COORDINADO	El objetivo es validar que el AGC toma en consideración las características (por ejemplo la rampa) y las restricciones operacionales propias de la unidad. Además servirá para reforzar el entrenamiento, comprensión y potencialidades del AGC.
Validación de ajustes aplicados a centrales bajo AGC	CDEC	Permite validar que los parámetros simulados dan la respuesta esperada en el comportamiento de la generación en el proceso de corrección del ACE. En caso de determinarse que el comportamiento no satisface lo estipulado los ajustes de sintonización requeridos serán aplicados.
Puesta en Marcha de Unidad en AGC en Fase 0 o 1	CDEC-COORDINADO	Hito que demarca la finalización del proyecto de integración de la central al AGC por medio del Esquema de integración adoptado.

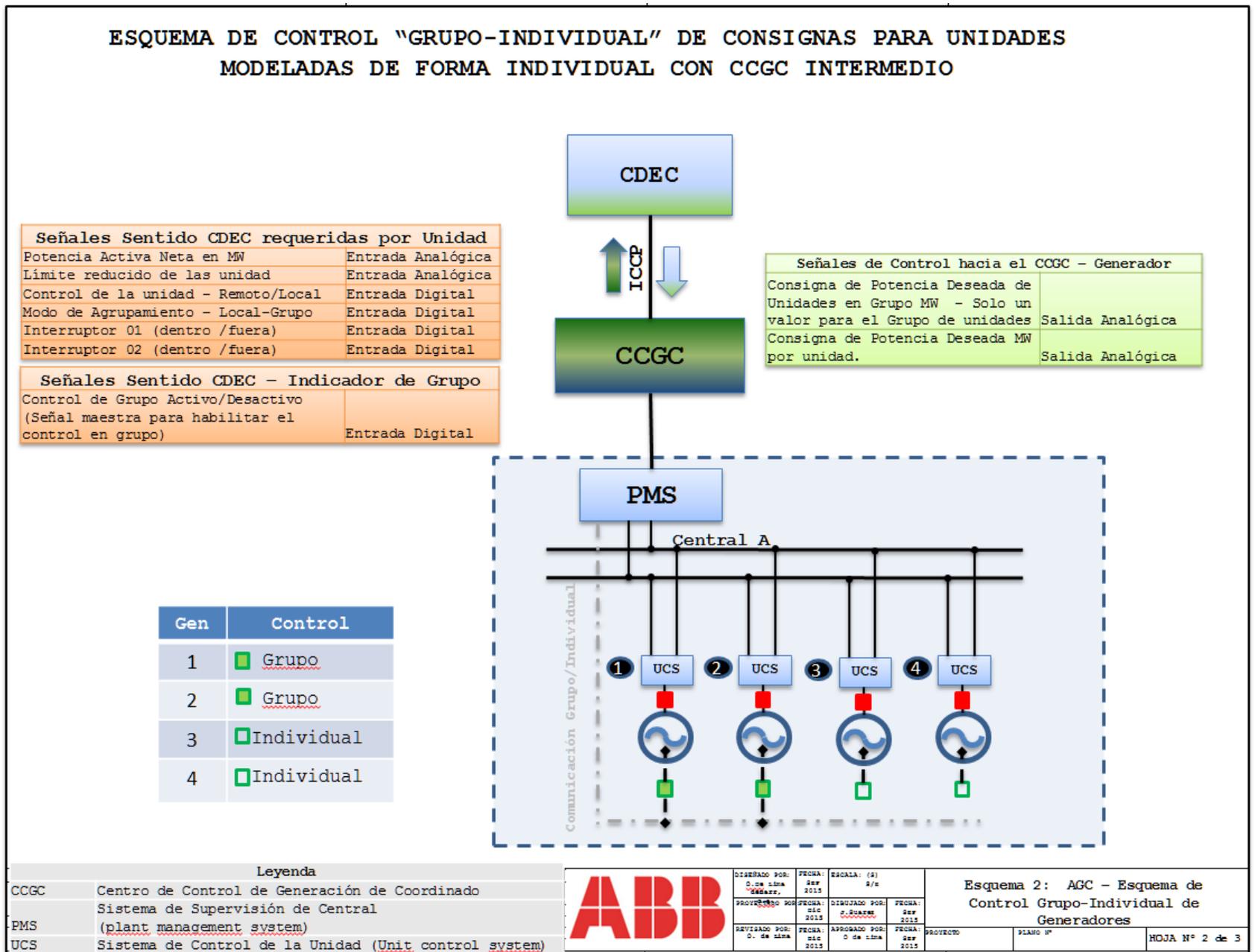




ANEXO E

Esquemas Generales y Particulares

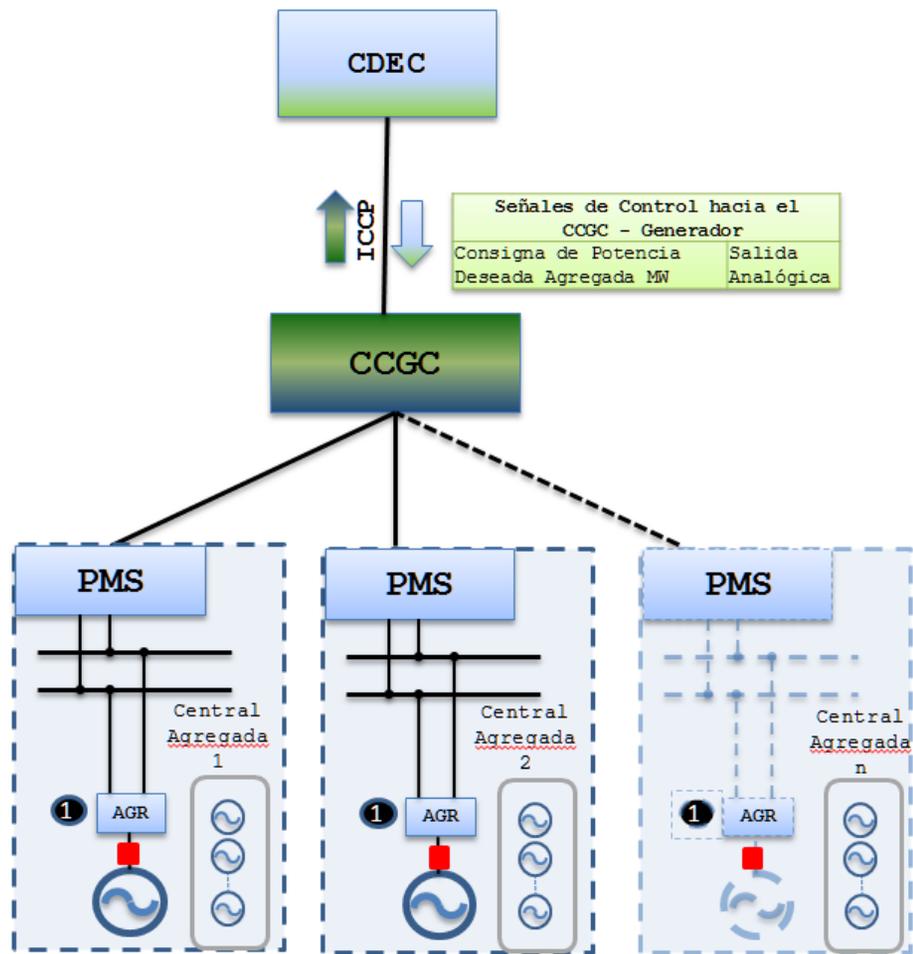




ESQUEMA DE CONTROL CONSIGNA AGREGADA CON CCGC INTERMEDIO

Señales Sentido CDEC requeridas por Central	
Potencia activa total generada por la central agregada	Entrada Analógica
Límite superior de regulación - MW de la Central (solo und. AGC)	Entrada Analógica
Límite inferior de regulación - MW de la Central (solo und. AGC)	Entrada Analógica
Rampa de toma de carga (MW/min) (unidades bajo control de AGC)	Entrada Analógica
Rampa reducción de carga (MW/Min) (unidades bajo control de AGC)	Entrada Analógica
Estado de conexión/desconexión (Unidad agregada)	Entrada Digital
Tipo de Control para AGC -Remoto/Local de unid. agregada	Entrada Digital

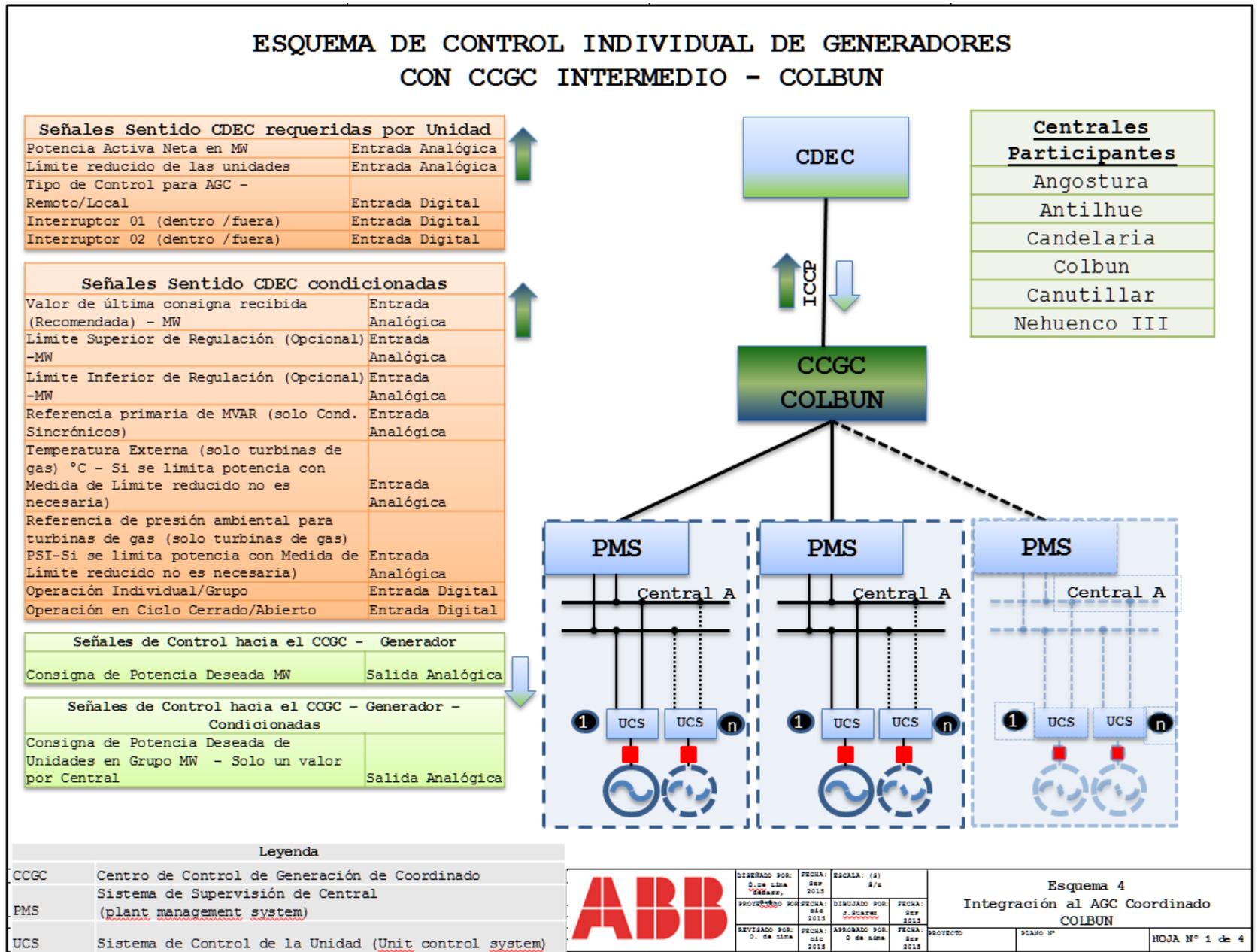
Señales Sentido CDEC condicionadas	
Valor de última consigna recibida (Recomendada) - MW	Entrada Analógica
Operación en Ciclo Cerrado/Abierto (solo plantas con CC) - casos especiales	Entrada Digital

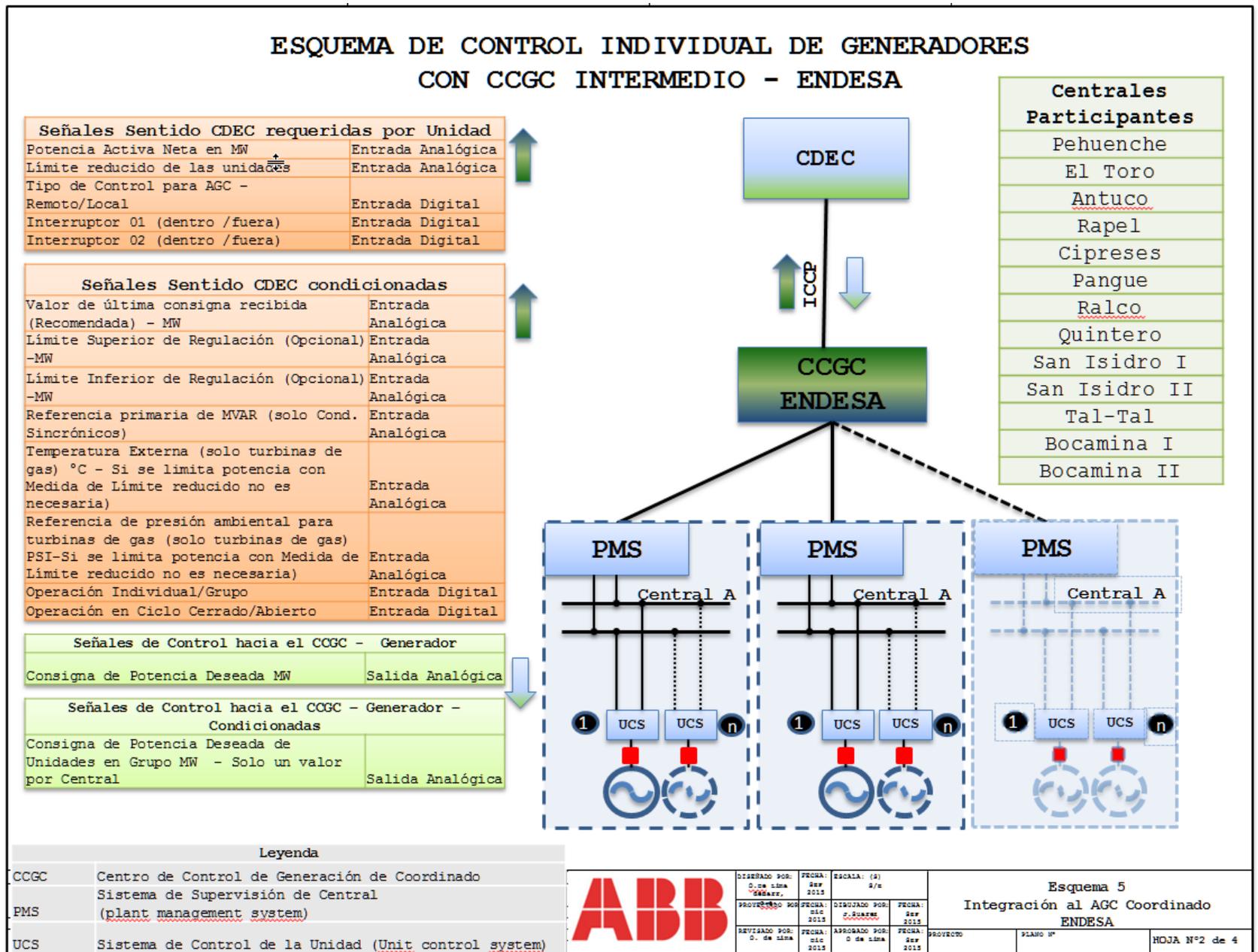


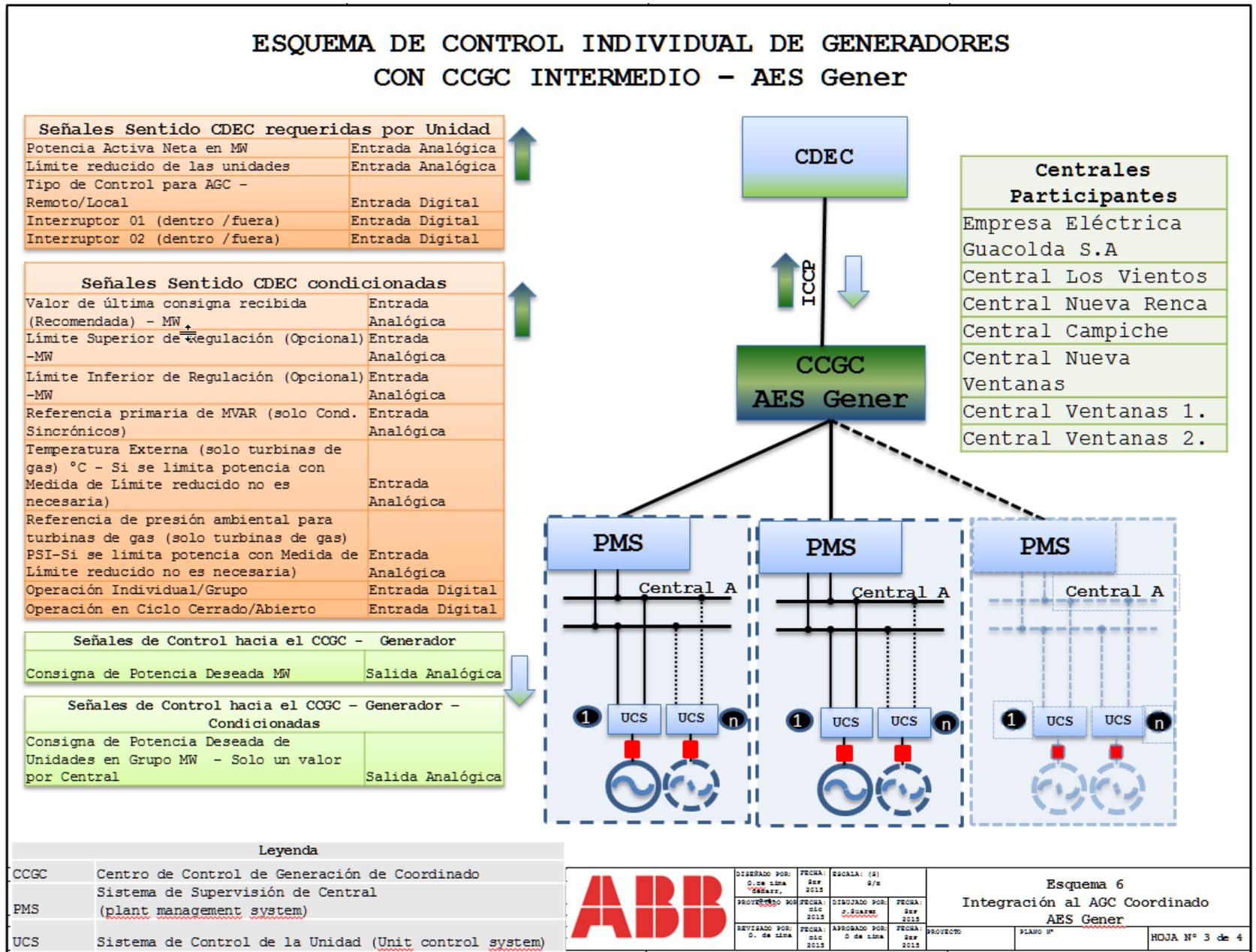
Leyenda	
CCGC	Centro de Control de Generación de Coordinado
PMS	Sistema de Supervisión de Central (plant management system)
AGC	Controlador Agregado



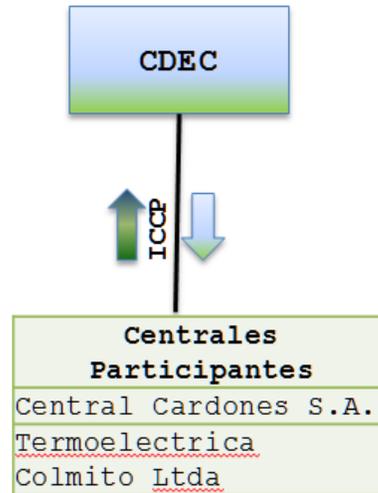
DISEÑADO POR: D. de línea 2015	FECHA: Sep 2015	ESCALA: (S) 3/4	Esquema 3: AGC - Consigna Agregada para Centrales via CCGC Intermedio
PROYECTADO POR: D. de línea 2015	FECHA: Dic 2015	DISEÑADO POR: D. de línea 2015	
REVISADO POR: D. de línea 2015	FECHA: Dic 2015	APROBADO POR: D. de línea 2015	
PROYECTO:	PLANO Nº:	HOJA Nº 3 de 3	







ESQUEMA DE CONTROL INDIVIDUAL DE GENERADORES CON CCGC INTERMEDIO - IC-POWER



Leyenda			DISEÑADO POR:	FECHA:	ESCALA: (s)	Esquema 7		
CCGC	Centro de Control de Generación de Coordinado		D. de Lima	Sep 2015	R/S	Integración al AGC Coordinado IC-Power		
PMS	Sistema de Supervisión de Central (plant management system)		PROYECTADO POR:	FECHA:	DISEÑADO POR:			
UCS	Sistema de Control de la Unidad (Unit control system)	D. de Lima	Dic 2015	C. SUAREZ	Sep 2015			
		REVISADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:	PROYECTO	PLANO N°	HOJA N° 4 de 4

