

Guía de Verificación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia

Versión 2

Febrero 2025

Guía de Verificación Servicios Complementarios Control de Frecuencia

Revisiones

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó	Aprobó
1	01.06.2020	Documento Base	Eduardo González Raicit Guevara Nelson Jiménez Cristian Reyes	Gretchen Zbinden	Rodrigo Espinoza
2	28.02.2025	Actualización	Benjamin Galvez Eduardo González Aldo Saavedra A. Cristian Reyes V.	Javiera Ketterer	Gretchen Zbinden

CONTENIDO

1. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES	5
1. INTRODUCCIÓN	9
2. OBJETIVO	9
3. MARCO NORMATIVO	9
4. ALCANCES	10
5. SOBRE EL CONTROL DE FRECUENCIA	11
6. CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA (CRF)	13
6.1. ENSAYOS A EJECUTAR	13
6.1.1. Ensayos al Controlador de Frecuencia	14
6.1.2. Ensayo de Carga y Descarga para Sistemas de Almacenamiento	14
7. CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)	16
7.1. OBJETIVO	16
7.2. ENSAYOS A EJECUTAR	16
7.2.1. Determinación del Estatismo	17
7.2.2. Determinación de la Banda Muerta	20
7.2.3. Determinación del retardo inicial del sistema de carga/velocidad (frecuencia/potencia) y el Tiempo de Establecimiento	23
7.2.4. Determinación de reserva primaria de control de frecuencia en operación normal y contingencia.	23
7.2.5. Medición del tiempo de establecimiento con la unidad interconectada	25
7.2.6. Evaluación del amortiguamiento del lazo de control de velocidad con máquina aislada	27
7.2.7. Medición de la capacidad de tomar o reducir carga	27
7.2.8. Parques Eólicos o Fotovoltaicos y Sistemas de Almacenamiento (BESS)	27
7.3. Requisitos mínimos para la evaluación de desempeño en la prestación de CPF	28
7.3.1. Sistema de registro y comunicación	28
7.4. TABLA DE RESULTADOS CPF	29
8. CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)	31
8.1. OBJETIVO	31
8.2. ENSAYOS A EJECUTAR	31
8.2.1. Pruebas de Comunicaciones	31
8.2.2. Pruebas de sintonización	37
8.2.3. Respuesta de la unidad en modo Lazo Cerrado. (Closed-Loop).	38
9. CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA (CTF)	40
9.1. OBJETIVO	40
9.2. ENSAYOS A EJECUTAR	40
9.2.1. Reserva en giro y medición de la capacidad de subida y bajada de carga	40
9.2.2. Reserva fría	41
9.3. TABLA DE RESULTADOS CTF	42

10.INFORME TÉCNICO	43
11.INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES	45
12.LISTADO DE VARIABLES	52
13.LISTADO DE SEÑALES MÍNIMAS REQUERIDAS PARA LA INTEGRACIÓN AL AGC	54

1. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

1.1. ABREVIATURAS

AGC	: Control Automático de Generación
AT	: Anexo Técnico
BESS	: Battery Energy Storage System
BM	: Banda Muerta
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional
DCS	: Sistema de Control Distribuido
DCO	: Departamento de Control de la Operación del Coordinador Eléctrico Nacional.
DUS	: Diagrama Unilineal Simplificado
ERCA	: Energía Renovable con Capacidad de Almacenamiento
ERV	: Energía Renovable Variable
HP	: Hidráulica de Pasada
HE	: Hidráulica de Embalse
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente
NTSSCC	: Norma Técnica de Servicios Complementarios vigente
PE	: Parque Eólico
PES	: Puesta en Servicio
PFV	: Parque Fotovoltaico
PGP	: Plataforma de Gestión de Proyectos
PMáx	: Potencia Máxima
PMín	: Potencia Mínima
PO	: Punto de conexión al sistema eléctrico
PPC	: Power Plant Controller
PPyD	: Parámetros de Partida y Detención
RTU	: Remote Terminal Unit
S/E	: Subestación
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional

SI	: Sistema Interconectado
SOC	: State of Charge (Estado de Carga)
SC / SSCC	: Servicio Complementario / Servicios complementarios
SS.AA.	: Servicios Auxiliares

1.2. DEFINICIONES

Cantidad de Horas de Almacenamiento	: Cantidad de horas declaradas al Coordinador por el propietario de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, en las que ésta puede inyectar a la red eléctrica de acuerdo a su máxima energía de almacenamiento y a su Potencia Máxima.
Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento	: Central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, compuesta por una componente de generación y una componente de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico. La componente de generación corresponde al equipamiento tecnológico para transformar energía primaria en energía eléctrica, en tanto la componente de almacenamiento es aquel equipamiento capaz de transformar la energía eléctrica retirada desde el sistema eléctrico o producida por la componente de generación, en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla al sistema eléctrico.
Empresa Coordinada o Coordinado	: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema eléctrico, así como los pequeños medios de generación distribuida, a que se refiere el artículo 72°-2 de la Ley.
Empresa Solicitante	: Empresa propietaria, arrendataria, usufructuaria o que explote a cualquier título la instalación para la cual se solicita la interconexión al SI o su modificación.
Energía Renovable Convencional	No : es aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales (Artículo 225 literal ab de la Ley).
Entrada en Operación	: Se entenderá como tal la operación de una instalación respecto de la cual el Coordinador haya declarado el término efectivo del Período de Puesta en Servicio, en los términos que señala el artículo 72°-17 de la Ley y el artículo 28 del Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI".

Estado Apagado		: Se entenderá que una unidad generadora se encuentra en estado apagado, cuando la unidad está completamente detenida. Para el caso de centrales térmicas, el estado apagado se entenderá cuando la unidad se encuentra completamente detenida y sin ningún proceso térmico en funcionamiento.
Máxima Energía de Almacenamiento		: Parámetro técnico que corresponde a la cantidad máxima de energía que un Sistema de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento es capaz de inyectar al sistema eléctrico, calculado a partir de su Potencia Máxima y Cantidad de Horas de Almacenamiento
Medios de Generación Renovables No Convencionales		: Corresponden aquellos cuya fuente de energía primaria es la energía de la biomasa, energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20 MW, energía geotérmica, energía solar, energía eólica, energía de los mares y otros medios de generación determinados fundadamente por la comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental.
Mínimo Técnico		: Se entenderá por Mínimo Técnico la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al SI en forma continua.
Plataforma de Gestión de Proyectos (PGP):		Plataforma utilizada por el Coordinador como medio oficial de envío y recepción de información, necesaria para el cumplimiento de requerimientos normativos, en el proceso de interconexión de proyectos al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
Potencia Máxima		: Máximo valor que puede sostener de manera continua una Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, considerando si corresponde, sus componentes de generación y de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de acuerdo a la norma técnica y la verificación que realice el Coordinador a través de pruebas destinadas especialmente para este fin. En el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía o de componentes de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, la Potencia Máxima se define como la máxima potencia que la instalación puede sostener de forma continua durante la Cantidad de Horas de Almacenamiento.
Proceso de Detención		: El proceso de detención de una unidad generadora es aquel que permite que la unidad deje de entregar energía al sistema, partiendo del punto de operación a Mínimo Técnico hasta quedar en estado apagado. En el caso de unidades térmicas, corresponde al proceso que permite que la unidad deje de entregar energía al sistema y alcance los distintos estados definidos por la Empresa Generadora, hasta llegar a detener por completo los procesos térmicos y alcanzar su estado apagado.
Proceso de Partida		: El proceso de partida de una unidad generadora es aquel que permite llevar la unidad desde el estado apagado hasta su condición de

operación a Mínimo Técnico, inyectando energía al SEN de manera segura y estable. Al término de este proceso, la unidad generadora se considerará en servicio.

En el caso de unidades generadoras que posean turbinas a vapor, el proceso de partida depende de la temperatura inicial de ésta, la que resulta de las horas en que la unidad ha estado detenida, según lo siguiente: proceso de partida en estado en frío, en estado en caliente, en estado en embancamiento

Puesta en Servicio		: Se entenderá por Puesta en Servicio al período que comprende desde la energización de las instalaciones, su interconexión al sistema eléctrico, la realización de sus respectivas pruebas de parámetros y verificación y que culmina con la Entrada en Operación de la instalación.
Servicios (SSCC)	Complementarios	: Aquellos servicios definidos en el artículo 225º, letra z) de la Ley General de Servicios Eléctricos
Sistema de Almacenamiento de Energía		: Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema (artículo 225º, literal ad) de la LGSE).
Tiempo de Detención		: El Tiempo de detención corresponde al tiempo requerido para realizar el proceso de detención de una unidad generadora.
Tiempo de Partida		: El tiempo de partida corresponde al tiempo requerido para realizar el proceso de partida de una unidad generadora.
Unidad Generadora		: En el caso de unidades síncronas corresponde al equipo generador eléctrico que posee equipos de accionamiento propios, sin elementos en común con otros equipos generadores.
		En el caso de centrales del tipo ERV, una unidad generadora corresponde a los aerogeneradores de un parque eólico o a los inversores que agrupa un conjunto de celdas fotovoltaicas de un parque fotovoltaico.

1. INTRODUCCIÓN

La presente Guía reúne los aspectos que deben ser considerados por las empresas Coordinadas, empresas solicitantes, o desarrolladores de proyectos en general, en la realización de los protocolos, ensayos y posterior elaboración de informes técnicos necesarios para el proceso de verificación del SC de Control de Frecuencia de unidades generadoras y/o sistemas de almacenamiento.

Las etapas del proceso y consideraciones a tener presente en la verificación de las instalaciones del SI que participen o quieran participar en la prestación de SSCC, se encuentra contenido en Instructivo Técnico “Verificación de Instalaciones para la Prestación de SSCC” vigente, el cual se encuentra en el sitio web del Coordinador¹.

Esta Guía aplica a todas las centrales y sistemas de almacenamiento de energía, siendo un complemento a la NTSSCC y el Anexo Técnico de Verificación de Instalaciones para la prestación de SSCC que rigen el proceso de verificación que se encuentra vigente.

2. OBJETIVO

El objetivo del presente documento es definir las formalidades, descripciones mínimas, metodología y alcances de protocolos a seguir en las pruebas necesarias para la determinación de las capacidades que tiene cada una de las instalaciones interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para entregar el servicio de Control de Frecuencia, que contempla, Control Rápido de Frecuencia (CRF), Control Primario de Frecuencia (CPF), Control Secundario de Frecuencia (CSF) y Control Terciario de Frecuencia (CTF), con el fin de cumplir con los requerimientos mínimos establecidos en la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NTSSCC), su Anexo Técnico “Verificación de Instalaciones para la prestación de SSCC”, y las definiciones y requerimientos indicados en el Informe de Servicios Complementarios (SSCC) vigente emitido por el Coordinador Eléctrico Nacional..

Esta guía está desarrollada para ser aplicada a las instalaciones de generación, sistemas de almacenamiento de energía e instalaciones que son parte del SEN capaces de prestar el servicio complementario de control de frecuencia.

3. MARCO NORMATIVO

Los principales documentos que rigen el proceso son los siguientes:

- Ley General de Servicios Eléctricos DFL4/20018.
- Decreto 125: Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.
- Decreto 62: Reglamento de transferencias de Potencia Establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos.
- Reglamento de Servicios Complementarios.
- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

¹ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/proceso-de-verificacion-de-instalaciones/instructivos-tecnicos-de-verificacion/version-definitiva-instructivos-tecnicos-de-verificacion/instructivos-tecnicos>

- Norma Técnica de Servicios Complementarios (NTSSCC).
- Anexo Técnico Verificación de Instalaciones para la prestación de SSCC.
- Informe de Definición de Servicios Complementarios emitido por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

4. ALCANCES

Los presentes ensayos tienen por objetivo verificar la respuesta esperada de las instalaciones ante un estímulo de cambio de consigna de frecuencia, proveniente del controlador automático de la instalación o de la aplicación de una señal manual, el que debe producir un cambio de generación que debe estar en concordancia con la necesidad de llevar la frecuencia a la banda de tolerancia definida para el estado normal de operación del sistema, conforme a las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

Las instalaciones deberán ser a los menos capaces de:

- a) Operar establemente en forma permanente en el rango de frecuencia 49,0 a 51,0 [Hz], para tensiones comprendidas entre 0,95 y 1,05 por unidad de la tensión nominal, medido en los terminales de la unidad generadora en el caso de unidades sincrónicas o en su punto de conexión en el caso de parques eólicos o solares, en cualquier nivel de potencia.
- b) No reducir en más de un 10% su potencia activa entregada en estado normal de operación al Sistema Interconectado (SI) en su punto de conexión para frecuencias estabilizadas en el rango de 47,5 [Hz] - 49,5 [Hz]. En el caso de ciclos combinados el ensayo se realizará en la Turbina de Gas.
- c) Soportar cambios de frecuencia de hasta 2 [Hz/s] sin desconectarse del SI. Para ello, la tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un período de 500 [ms].

Las definiciones y requerimientos de cada uno de estos SSCC se encuentran indicadas en el Informe de SSCC vigente emitido por el Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador) y publicado en su página web.

El propietario prestador del servicio complementario deberá tener disponible toda la información técnica necesaria para la verificación de las capacidades de las distintas instalaciones para realizar Control de Frecuencia en cualquiera de sus modos, siendo al menos, lo requerido para el cumplimiento lo indicado en el capítulo 4 de la NTSSCC. En relación con la información técnica, se requiere presentar al menos:

- a) Información técnica de las instalaciones, acorde a lo definido en la sección 11 del presente documento.
- b) Información técnica relativa a los modos de operación de la instalación, especificando las características y condiciones en que cada uno es usado.

Todos los equipos de medición de variables eléctricas a ser utilizados en los procesos de verificación deben ser de Clase 0,2 o superior, adicionalmente como mínimo el equipamiento utilizado deberá ser capaz de:

- a) Almacenar los valores capturados en unidades de medida (por ejemplo: V, mA) sin ser afectados por escalas, filtros u otras adaptaciones.
- b) Registrar las variables medidas con una frecuencia de muestreo tal, que permita evaluar el comportamiento del proceso bajo análisis. En general el tiempo entre muestras deberá ser menor que tres veces la menor constante de tiempo del sistema físico bajo ensayo.
- c) Presentar un error máximo a fondo de escala de 0.5%.

En los casos en los que los sistemas de control sean de tecnología digital, se podrán utilizar los registros tomados directamente del sistema de control, siempre y cuando se verifique que la frecuencia de muestreo y la resolución con que se almacenan los valores, cumplen lo establecido en este documento.

Los equipos de medición de variables de proceso involucradas en la verificación de los servicios de Control de Frecuencia deberán estar calibrados y disponibles para poder analizar los datos que permitan asegurar un control de frecuencia adecuado.

En la sección 12 del presente documento contiene el listado de parámetros que al menos deberán estar disponibles para el análisis.

Al culminar la verificación en campo, el Coordinado entregará al Coordinador un informe por cada uno de los servicios complementarios de frecuencia verificados.

5. SOBRE EL CONTROL DE FRECUENCIA

Se define el SC de Control de Frecuencia al conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el SI.

En la prestación de este SC se distinguen cinco acciones básicas para controlar la frecuencia, las cuales se relacionan entre sí. En el siguiente gráfico se muestra una interpretación con escala temporal de como intervienen las diferentes subcategorías de SSCC de Control de Frecuencia en el tiempo:

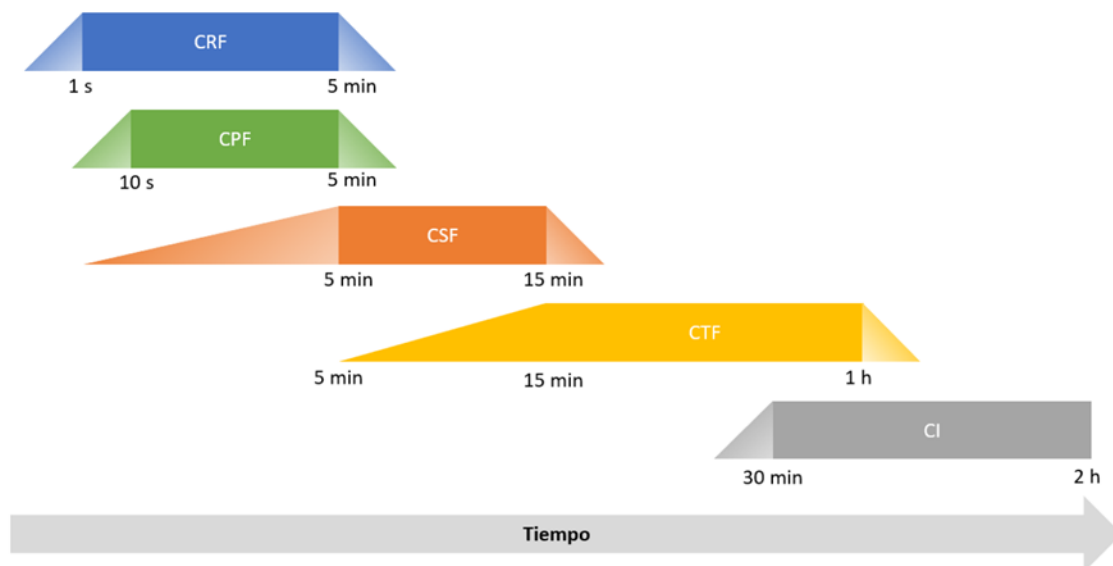


Figura 1: Control de Frecuencia

Donde:

- CRF : Control Rápido de Frecuencia,
- CPF : Control Primario de Frecuencia
- CSF : Control Secundario de Frecuencia
- CTF : Control Terciario de Frecuencia
- CI : Cargas Interrumpibles.

En la siguiente figura se representa referencialmente los tiempos asociados a las cinco acciones básicas para controlar frecuencia, los que son utilizados para la definición de cada subcategoría de aquel SC:

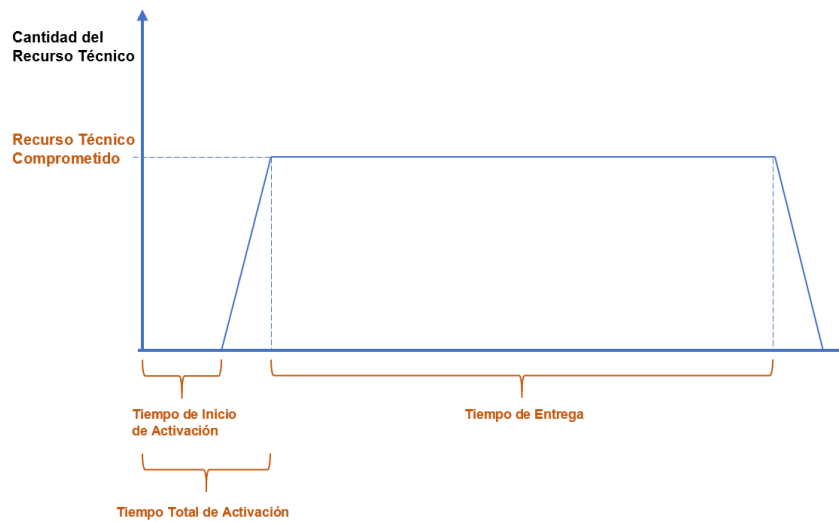


Figura 2: Representación referencial tiempos servicios de CF.

Donde:

- **Tiempo de Inicio de Activación:** Periodo en que se inicia la prestación del Recurso Técnico Comprometido, contado desde que es requerido el respectivo Servicio Complementario. Se entenderá que el respectivo Servicio Complementario es requerido cuando se produzca una condición operativa en el Sistema Eléctrico Nacional, que active automatismos locales; a través del envío de la consigna tratándose de servicios automáticos centralizados; o desde la instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador tratándose de Servicios Complementarios cuyo modo de activación no es mediante automatismos.
- **Tiempo Total de Activación:** Periodo en que se entrega la totalidad del Recurso Técnico Comprometido, incluyendo el Tiempo de Inicio de Activación.
- **Tiempo de Entrega:** Periodo en que las instalaciones deberán ser capaces de mantener el total del Recurso Técnico Comprometido de conformidad a lo dispuesto en el Informe de SSCC, contando a partir del Tiempo Total de Activación.

Tabla 5-1 Categorías y subcategorías de SSCC.

Característica Técnica	Modo de Activación	Tiempo de Inicio de Activación	Tiempo Total de Activación	Mínimo Tiempo de Entrega	Máximo Tiempo de Entrega
CRF	Automático Local	-	1[s]	5[min]	
CPF	Automático Local	-	10[s]	5[min]	
CSF	Automático Centralizado	-	5[min]	15[min]	
CTF	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	5[min]	15[min]	-	1[hr]
CI	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	-	30[min]	2[hr]	-

6. CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA (CRF)

En el caso del CRF, las instalaciones y equipos que proveen este servicio deberán entregar el 100% del aporte comprometido en 1 segundo y deberán ser capaces de mantener su aporte por al menos 5 minutos, considerando una banda muerta para su activación ± 0.3 Hz o la que el Coordinador determine en el Estudio de Control de Frecuencia.

Tomando en cuenta los tiempos involucrados en la prestación del Servicio Complementario, se prevé que algunas unidades convencionales (turbinas y motores rápidos), plantas ERV (solares y eólicos) y los sistemas de almacenamiento de energía del tipo BESS, sean capaces de proporcionar este servicio.

La prestación de esta categoría de servicio se realizará a través de bandas de regulación asimétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia no necesariamente será igual que la reserva para sobrefrecuencia.

En particular, considerando que los sistemas de almacenamiento requieren consumir energía activa para mantener la carga de sus celdas, es necesario que, ante determinados eventos de variaciones de subfrecuencia, su condición de carga se desconecte de manera de no comprometer la recuperación de la frecuencia.

Considerando las definiciones establecidas en el Informe de Definición de SSCC, el CRF es un servicio que permite responder rápidamente frente a desviaciones de la frecuencia.

Conforme a lo anterior, los requerimientos que deben ser comprobados durante las pruebas son los siguientes:

- a) Umbral de activación: ± 0.3 Hz o el que el Coordinador determine. El Coordinador podrá definir un valor distinto en el Estudio de Control de Frecuencia y/o en la etapa de elaboración de los protocolos.
- b) Criterio para carga de equipo tipo BESS: La carga del equipo deberá activarse a una frecuencia mínima de 50.025 Hz. La carga deberá ser desactivada en caso de que la frecuencia baje del umbral de $50 + 0.025$ Hz. Estos valores podrán ser modificados por el Coordinador según el proyecto en la etapa de elaboración de los protocolos.

6.1. ENSAYOS A EJECUTAR

Los ensayos y mediciones requeridos para verificar y cuantificar los recursos técnicos de las instalaciones que podrían participar del SC de CRF deberán comprender, para los distintos valores de reserva y rangos de operación, como mínimo las que se describen a continuación:

- a) Medir los umbrales de activación y desactivación del controlador potencia-frecuencia, esto es la Banda Muerta mínima y máxima, medida en Hz, que posee el controlador.
- b) Medir el tiempo de establecimiento del lazo de control de frecuencia frente a un pequeño escalón en la consigna de frecuencia, con una banda de ± 10 %.
- c) Evaluar el amortiguamiento del lazo de control de frecuencia en todos los modos posibles de operación de la instalación.
- d) Medir el tiempo de activación del controlador frente a una variación de frecuencia, tanto positiva como negativa.
- e) Medir la capacidad de generar/absorber potencia, en forma automática, por acción del controlador potencia-frecuencia, ante una variación de frecuencia en el SI.

- f) Medir el tiempo en que la generación/absorción de potencia puede ser sostenido.
- g) En el caso que la instalación a verificar corresponda a un equipo del tipo Sistema de Almacenamiento, deberá, además:
 - i. Medir la banda de activación/desactivación del proceso de carga/descarga.
 - ii. Establecer los tiempos involucrados en el proceso de carga y descarga, hasta que esté en condiciones de nuevamente de prestar el servicio.
 - iii. Niveles de carga en que el equipo es capaz de prestar el servicio

A continuación, se detallan los ensayos a ejecutar:

6.1.1. Ensayos al Controlador de Frecuencia

Con la instalación en servicio conectada al SI, se inyecta una señal de escalón de frecuencia que haga variar la generación de la unidad, tanto positiva como negativamente, para evaluar la respuesta del equipo ante esta variación de frecuencia tanto para Control Rápido de Frecuencia por Subfrecuencia (CRF +) y Control Rápido de Frecuencia por Sobre frecuencia (CRF -) pudiendo ser esta prestación asimétrica, en cuanto a:

- a) La tasa de respuesta de variación de la potencia en MW/seg y el aporte o reserva en (MW). Se solicita ensayar 3 valores de estadismo, incluido uno de 4%. También se deberá informar el rango de ajuste del estadismo del controlador.

Se deberá indicar en el informe el mecanismo bajo el cual el estadismo puede ser modificado, indicando si puede ser ajustado por el operador de la planta.

- b) El tiempo de respuesta en alcanzar la reserva esperada según el Estadismo ensayado.
- c) Ejecutar ensayos de respuesta ante escalón de $\pm 0,7$ Hz. El Coordinador definirá en la etapa de revisión de los protocolos de ensayos determinará si incorpora algún escalón adicional.
- d) En el caso de sistemas de almacenamiento de energía, la Banda Muerta del controlador para evaluar el umbral de activación y desactivación de la carga y descarga. Se deberá ensayar y determinar el rango de ajuste de la Banda Muerta, señalando el valor mínimo y máximo ajustables en el controlador.

Se deberá indicar en el informe el mecanismo bajo el cual la Banda Muerta puede ser modificada, indicando si puede ser ajustada por el operador de la planta.

El Coordinador definirá en la etapa de revisión de los protocolos de ensayos si incorpora alguna banda muerta adicional a $\pm 0,3$ Hz.

- e) La generación aportada por el equipo desde el primer segundo de su activación hasta los 5 minutos (evaluada por minuto), y hasta el final del aporte técnico del equipo. Este ensayo debe ser realizado al menos en niveles de generación baja, media y alta, para al menos 3 valores de estadismo.

6.1.2. Ensayo de Carga y Descarga para Sistemas de Almacenamiento

Este ensayo puede ser informado conforme a los ajustes del proyecto, para las potencias de carga y descarga y los tiempos definidos para la instalación, conforme a los resultados de los ensayos de parámetros de Potencia Máxima y Parámetros de Partida y Detención de la instalación.

En el caso de realizar el ensayo, se definirá un nivel de carga para el sistema de almacenamiento según las características técnicas de la instalación. Operando a dicho nivel de carga, se conecta a la red y se inyecta una señal de escalón de frecuencia tal que deja conectado a la red hasta que se comienza a descargar y alcanza el estado de carga mínimo definido por el fabricante. Una vez descargado, se conecta nuevamente

a la red eléctrica y se reinicia la carga (desde la central o el sistema según la modalidad de operación) hasta el nivel de carga definido para el ensayo. Se debe registrar el tiempo que demora el proceso de carga y descarga, indicando en el informe el punto o los puntos de carga del ensayo en que la unidad puede prestar el servicio.

7. CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

7.1. OBJETIVO

El objetivo de los ensayos relativos a este SC es verificar la respuesta de la instalación ante variaciones de la frecuencia debido a la variación instantánea de la demanda y generación variable y excursiones de la frecuencia sobre la banda normal de regulación de $\pm 0,2$ Hz, conforme a las exigencias establecidas en el TÍTULO 3-3 de la NTSSCC.

Los requerimientos asociados a esta prestación están definidos en el Informe de SSCC vigente emitido por el Coordinador, y se deberá tener en consideración el comportamiento de la instalación y la entrega de su reserva para CPF en estado normal y la entrega de su reserva para CPF Contingencia.

La prestación de esta categoría de servicios se realizará a través de bandas de regulación asimétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia no necesariamente deberá ser igual que la reserva para sobrefrecuencia.

Se deberá dejar señalado claramente si existe la independencia de estos servicios, si es que puede ser apagada su prestación total o sólo la de subida o bajada, si son ajustables sus parámetros (Estatismo, BM, Rampa) asimétricamente y si los ajustes de los parámetros mencionados pueden ser modificados durante su operación en tiempo real.

7.2. ENSAYOS A EJECUTAR

Los ensayos que se detallan en esta sección tienen por finalidad evaluar la respuesta de los controladores potencia/frecuencia (GOV) de las máquinas sincrónicas, motores de combustión; el controlador Frecuencia/Potencia que controla los Inversores de los parques Eólicos o Fotovoltaicos, el controlador de los sistemas de almacenamiento o de las centrales con capacidad de almacenamiento, en todas sus modalidades de operación.

En el caso de centrales con capacidad de almacenamiento, se deberá verificar este SC considerando los 3 modos de operación: modo carga, modo descarga y modo generación directa, así como las combinaciones adicionales que se puedan presentar considerando el sistema de control implementado

1. **Modo Carga:** Aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación en otro tipo de energía para su almacenamiento.
2. **Modo Descarga:** Aquel en el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico.
3. **Modo Generación Directa:** Aquel en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación, sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento.

En el caso de las centrales del tipo ERV, y en particular los parques eólicos y fotovoltaicos, la verificación debe realizarse considerando **una banda muerta de 25 mHz, debiendo quedar la central con dicho ajuste para su posterior operación**

Si bien el artículo 3-17 de la NTSyCS, señala que la Banda Muerta de parques eólicos y fotovoltaicos es de 200 mHz, el mismo artículo indica que el ajuste específico que deberán implementar las unidades generadoras y parques eólicos y fotovoltaicos para cada uno de los requerimientos presentados será determinado por el Coordinador, en atención a la seguridad y calidad de servicio y de conformidad con lo

establecido en el Artículo 3-5, esto es de acuerdo con lo definido en el régimen de SSCC. Es por eso que el ajuste de 25 mHz debe quedar implementado para la operación de la central.

7.2.1. Determinación del Estatismo

La NTSyCS establece cierto rango en los cuales debe estar ajustado el estatismo permanente del lazo de control potencia-frecuencia de las instalaciones.

El parámetro a determinar debe ser representativo del comportamiento de la unidad dentro de la banda de regulación de la unidad. Los rangos de ajustes serán:

- a) Para unidades hidráulicas: de 0% a 8%
- b) Otras instalaciones sincrónicas: de 4% a 8%
- c) Para Centrales ERV, y en particular los parques eólicos y fotovoltaicos, y los Sistemas de Almacenamiento, se recomienda un rango de ajuste de estatismo entre 0% y 8%, debiendo quedar ajustado su valor en el orden del 4 %. Este valor podrá ser modificado por el Coordinador en la etapa de elaboración de los protocolos.

Los ensayos se deben realizar considerando los siguientes puntos de operación de la instalación:

- a) Plena carga (Potencia Máxima) menos bloque de reserva.
- b) Mínimo Técnico (MT) más bloque de reserva.
- c) Dos (2) cargas intermedias entre a) y b).

El bloque de reserva estará definido por la siguiente fórmula:

$$RPF_{normal}(\Delta f)^2 = \frac{(\Delta f [Hz] - BM[Hz])}{50 [Hz]} \cdot \frac{Potencia_{Máxima}[MW]}{R\%}$$

Donde,

- $RPF_{normal}(\Delta f)$: Reserva primaria para control de frecuencia en estado normal para el escalón de frecuencia Δf correspondiente.
- Δf : Escalón de frecuencia aplicado, correspondiente a 0,2 Hz o 0,7 Hz.
- $Potencia_{Máxima}$: Potencia Máxima de la unidad. Esta Potencia Máxima deberá ser la vigente mediante carta de correspondencia por el Coordinador. En caso de que la unidad aún no tenga aceptado este parámetro por el Coordinador, se deberá usar el parámetro informado para la entrada en operación o su potencia nominal.
- R%: Estatismo de la máquina en operación normal.
- BM: Banda muerta de la curva frecuencia/potencia.

Dado lo anterior, mediante los ensayos se deberá determinar, al menos, lo estipulado en las siguientes subsecciones:

7.2.1.1. Rango de Ajuste del Estatismo

Dado que lo que se pretende es determinar la capacidad de las instalaciones de responder conforme al estatismo seleccionado, se ajustarán los valores de frecuencia y/o potencia en los rangos desde mínimo

² La reserva deberá ser constante en todo el rango de operación de la central/unidad.

técnico a potencia máxima, incluyendo dos (2) cargas intermedias, de forma de poder obtener mediante los ensayos, los valores de estatismo acorde al ajuste. Se debe ensayar al menos el rango de operación establecido en el artículo 3-17 la NTSyCS.

Casos particulares o rangos adicionales serán evaluados en los protocolos específicos de cada instalación y aprobados por el Coordinador.

Uno de los puntos ensayados deberá ser el valor de estatismo con el cual la unidad se encuentra ajustada normalmente, mientras presta el servicio de SC CPF. Ver recomendación de 7.2.1 literal c).

Sin perjuicio de los ensayos anteriores, se deberá indicar los ajustes disponibles de las instalaciones en el rango completo técnicamente permitido por las instalaciones (controlador), desde su mínimo a su máximo y la capacidad de ajustar el estatismo en la operación real en línea por el operador de la unidad (sin detener la unidad).

7.2.1.2. Cambio de Ajustes del Estatismo de la Unidad

a) Ajuste del estatismo con la unidad en servicio.

Se verificará el ajuste de distintos niveles de estatismo con la unidad en servicio que deben ir desde mínimo y máximo, se realizarán las actividades indicadas en 7.2.1.1 del presente documento. En el informe se debe indicar para cada unidad si el ajuste está a disposición del operador para su cambio en línea o requiere de ajustes de control a cargo de un especialista.

Para el caso del ajuste a cargo del especialista, se deberá indicar las justificaciones de no estar disponible esta operación para el operador de la planta.

b) Verificar, ajuste con la unidad en servicio.

Se verificará y evaluará la forma de ajuste del estatismo de la unidad, ya sea en carga mínima, con desconexión o detención de la unidad, y se verificará el rango de ajuste del estatismo, valor máximo, y mínimo ajustable. Indicando los tiempos involucrados en la operación en tiempo real para dichos cambios.

7.2.1.3. Verificación de la operación del estatismo

Se verificará la operación del estatismo de las instalaciones en al menos los siguientes valores:

- i. Estatismo en condición nominal de operación, definido por el Coordinado.
- ii. Mayor valor de estatismo
- iii. Menor valor de estatismo

Se deberá configurar una banda muerta de 25 mHz. Los ensayos a realizar para verificar la operación de estatismo en su ajuste nominal son los siguientes:

1. Establecer la unidad en plena carga menos el bloque de reserva de frecuencia.
 - a. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,2$ Hz.
 - b. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,7$ Hz.
 - c. Registrar la respuesta en generación (aporte) para cada uno de los escalones ensayados.
2. Establecer la unidad en el valor de potencia intermedio P1.

- a. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,2$ Hz.
 - b. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,7$ Hz.
 - c. Registrar la respuesta en generación (aporte) para cada uno de los escalones ensayados.
3. Establecer la unidad en el valor de potencia intermedio P2.
- a. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,2$ Hz.
 - b. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,7$ Hz.
 - c. Registrar la respuesta en generación (aporte) para cada uno de los escalones ensayados.
4. Establecer la unidad en mínimo técnico más el bloque de reserva.
- a. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,2$ Hz.
 - b. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,7$ Hz.
 - c. Registrar la respuesta en generación (aporte) para cada uno de los escalones ensayados.

Los ensayos a realizar para verificar la operación de mayor y menor estatismo son los siguientes:

1. Establecer la unidad en plena carga menos el bloque de reserva de frecuencia.

 - a. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,2$ Hz.
 - b. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,7$ Hz.
 - c. Registrar la respuesta en generación (aporte) para cada uno de los escalones ensayados.

2. Establecer la unidad en mínimo técnico más el bloque de reserva.

 - a. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,2$ Hz.
 - b. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,7$ Hz.
 - c. Registrar la respuesta en generación (aporte) para cada uno de los escalones ensayados.

En caso de que la unidad, principalmente unidades convencionales, no sea capaz de realizar las pruebas con un escalón de 0,7 Hz, se solicita realizar las pruebas con el mayor escalón de frecuencia posible además del escalón de 0,2 Hz. Las razones y justificaciones de no poder realizar ensayos en 0,7 Hz, y el nuevo escalón seleccionado, deberán quedar indicados en el informe.

Terminado el ensayo se deberá normalizar la condición de la unidad, entendiendo que el ajuste requerido para la prestación de este servicio corresponde a un valor máximo de 25 mHz, independiente de su tecnología.

7.2.1.4. Determinación del Estatismo Permanente

Se define el estatismo permanente (R o KDROOP) a la inversa de la ganancia de régimen permanente del lazo de control de frecuencia. Normalmente este parámetro puede ser modificado por el operador desde la consola o pantalla de mando.

a) Ensayo de medición de estatismo del lazo automático de control de velocidad

Se debe verificar el estatismo de la unidad, además, se deben realizar las evaluaciones pertinentes para determinar cuál es la capacidad de cambiar este estatismo en línea. La determinación del estatismo se basa en la medición de la variación de velocidad a plena carga y vacío para el mismo ajuste de variador de carga mediante la expresión:

$$R_{\text{permanente}}[\%] = \frac{\left(\frac{f_v - f_c}{f_n}\right)}{\left(\frac{P_c - 0}{P_n}\right)}$$

Dónde:

$R_{\text{permanente}}[\%]$ = Estatismo permanente.

P_c = Potencia de la Unidad a plena carga.

f_n = 50 Hz

f_v = frecuencia o velocidad en vacío.

f_c = frecuencia o velocidad a la potencia P_c .

P_n = Potencia nominal de turbina.

De esta forma se obtiene el estatismo permanente global o promedio entre plena carga y vacío. Si existe una relación lineal entre las variaciones de frecuencia y la potencia, este estatismo resultará igual al efectivo en la banda de regulación. Es frecuente que el regulador, los servos, las válvulas y la relación entre el caudal y la potencia no sea lineal. De modo tal que la característica estática potencia/frecuencia resulta genéricamente una curva no lineal. Por este motivo puede resultar el estatismo permanente efectivo en la banda de regulación, diferente del global, motivo por el cual se solicita la identificación de la curva característica de válvulas y características del gobernador de la unidad.

En el caso de los parques fotovoltaicos o eólicos, y sistemas de almacenamiento (BESS), se inyectan valores de frecuencia ficticios en el control de planta y se registra la reducción de potencia para cada señal de sobrefrecuencia inyectada. Se debe partir de una señal de frecuencia de 50 Hz, hasta previo que se desconecten los inversores a causa de las protecciones de sobrefrecuencia. La potencia base a utilizar debe ser la potencia máxima del parque o sistema de almacenamiento.

El requerimiento de estatismo para los distintos tipos de tecnologías de las unidades generadoras se refiere al estatismo efectivo en la banda de regulación y no al global. Ambos estatismos serán determinados durante las pruebas de las unidades.

Para instalaciones térmicas, estos ensayos deben realizarse operando la unidad en sus distintos modos de control que permitan el CPF (coordinado, caldera sigue, turbina sigue), y consecuentemente verificar la opción del cambio de estatismo en operación normal (en línea).

Para turbinas a gas deberá realizarse este ensayo en sus distintos modos de control (carga, temperatura, velocidad).

Para instalaciones hidráulicas verificar si el regulador posee la opción de estatismo transitorio (rango de ajuste, calibración) y considerarla en la determinación del estatismo de la unidad.

7.2.2. Determinación de la Banda Muerta

La Banda Muerta es el rango de frecuencia dentro del cual las unidades de generación no varían automáticamente su potencia, por consiguiente, las variaciones de frecuencia en ese rango no activan la regulación primaria de los generadores.

La exigencia **mínima** para la prestación del servicio de CPF para unidades sincrónicas, ERV, sistemas de almacenamiento y unidades híbridas, es contar con una banda muerta inferior a 0.1 % del valor nominal de la frecuencia, es decir $\pm 25\text{mHz}$.

Algunos reguladores de velocidad tienen la posibilidad de incluir una Banda Muerta ajustable en la medición de frecuencia o velocidad, pero también pueden presentarse Bandas Muertas o ciclos de histéresis en el regulador, producto del desgaste de partes mecánicas tanto en el regulador como en las servo-válvulas. Cualquiera de ellas puede ser representada por una banda muerta o ciclo de histéresis equivalente en la medición de frecuencia.

En esta etapa, se requiere verificar el rango de ajuste de la Banda Muerta en frecuencia de la unidad, a efectos de verificar si cumple, como mínimo, con las exigencias normativas. Sin perjuicio de lo anterior, este parámetro debe ser representativo del comportamiento de la unidad dentro de la banda de regulación de la unidad.

En el informe con los resultados de ensayo se deberá indicar si el ajuste de la BM está disponible para el operador de la unidad, identificando si puede ser modificado con la central en operación.

Para centrales ERV y sistemas de almacenamiento, se deberá indicar el rango de ajuste de Banda Muerta de su controlador, y si estos están disponibles para el operador de la unidad, teniendo en consideración que el ajuste para la operación normal deberá ser de $\pm 25\text{mHz}$.

Dado lo anterior, los ensayos deberán determinar lo estipulado en las secciones siguientes.

Si bien para los parques eólicos y fotovoltaicos el ajuste mínimo de la BM es de 200 mHz, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 3-17 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT SyCS), dónde se establece que el ajuste específico que deberán implementar las unidades generadoras, parques eólicos, fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento (BESS) para la prestación del Control Primario de Frecuencia será determinado por el Coordinador, en atención a la seguridad y calidad de servicio, posterior al proceso de verificación y para la operación normal la BM del controlador de frecuencia deberá quedar en $\pm 25\text{ mHz}$.

7.2.2.1. Capacidad de variar el ajuste de la banda muerta con la unidad en servicio

Se deberá comprobar la capacidad de respuesta del controlador de frecuencia para modificar la Banda Muerta. Adicionalmente, se debe determinar si el ajuste se puede hacer con unidad en servicio o fuera de servicio. Se deberá indicar si este ajuste está disponible para el operador de planta y su modo de modificación, en servicio, desconectada, o planta detenida.

Si este ajuste no está disponible para el operador de planta, esto deberá quedar justificado en el informe, detallando las razones de su indisponibilidad, las gestiones a realizar para su modificación y el tiempo que demora en efectuar este cambio.

En el caso de los reguladores de velocidad e Inversores, se deberá comprobar si tienen capacidad de incluir una Banda Muerta ajustable en la medición de frecuencia o velocidad.

Adicionalmente, se deberá graficar para todas las tecnologías, las características de control de Banda Muerta que aplica el controlador, identificando los rangos y zonas de control que pueden ser ajustados, tal como se indican en los gráficos siguientes:

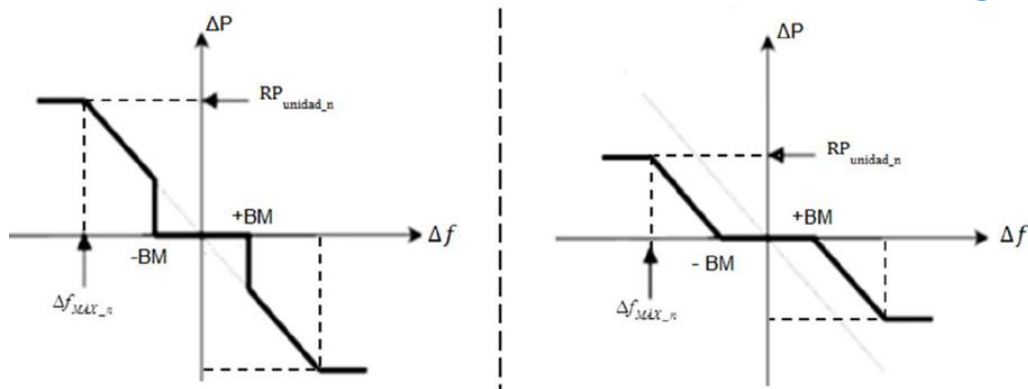


Figura 2: Característica de Banda Muerta

Dónde:

BM : Banda Muerta de la unidad en Hz.

RP : Valor máximo de Capacidad de Reserva para CPF.

ΔP : Variación de Potencia Activa.

Δf : Variación Frecuencia.

7.2.2.2. Medición de la banda muerta del controlador de carga/velocidad (frecuencia/potencia)

Para la verificación de una unidad generadora para el CPF se exige la medición de esta banda, pudiendo adoptarse cualquiera de los métodos siguientes:

- a) Método XY: Se debe registrar velocidad (o frecuencia) y posición del servomotor principal (salida del controlador de carga o potencia de salida), con un registrador tipo X-Y. La Banda Muerta puede determinarse directamente, como la mayor longitud del trazo que muestre una variación de frecuencia sin ningún movimiento del servomotor (controlador de carga o potencia de salida) (figura 3).

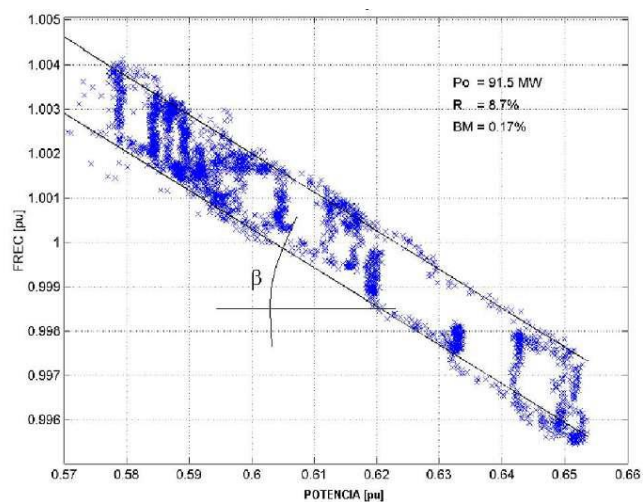


Figura 3: Método XY.

La tangente del ángulo agudo formado con la horizontal es el valor del estatismo permanente efectivo.

- b) Método YY: Sin accionar el variador de carga (o de velocidad), se debe registrar simultáneamente potencia y frecuencia en función del tiempo, para determinar los valores de variación de la frecuencia en correspondencia con el intervalo en el cual el servomotor estuvo inactivo (posición o señal de control de carga), tal como se muestra en la figura 4.

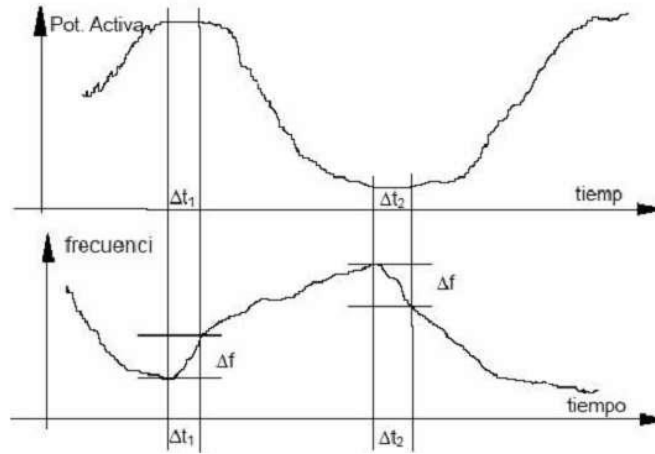


Figura 4: Método YY

En ningún caso se debe accionar el variador de velocidad o de carga, durante el periodo de la prueba.

7.2.3. Determinación del retardo inicial del sistema de carga/velocidad (frecuencia/potencia) y el Tiempo de Establecimiento

Durante los ensayos se medirá el retardo inicial del sistema de carga/velocidad, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores a lo indicado en la NTSyCS sólo en caso de que el propietario de la unidad generadora lo justifique con evidencias técnicas.

7.2.4. Determinación de reserva primaria de control de frecuencia en operación normal y contingencia.

Para el caso de la prestación del SC en operación normal o contingencia, para cada unidad se analizará la respuesta ante desviaciones de frecuencia asociados a fluctuaciones instantáneas en el rango que establezca el Informe de SSCC vigente, evaluando la respuesta asimétrica de la unidad en cuanto a la potencia capaz de aportar o absorber, y determinando el tiempo de respuesta y de establecimiento.

Conforme con lo anterior, el valor de la reserva será establecida a partir del estatismo de la unidad en condición normal/contingencia de operación, utilizando una banda muerta de 25 mHz y utilizando escalones de frecuencia de 0,2 Hz y 0,7 Hz. En caso de que la unidad no sea capaz de realizar las pruebas con un escalón de 0,7 Hz, se solicita realizar la prueba con el mayor escalón de frecuencia en consistencia con lo indicado en la sección 7.2.1.2. Esta condición y la selección del nuevo escalón deberá ser indicada en el protocolo de ser previamente prevista y evidenciada durante las pruebas, y su justificación deberá quedar detallada en el informe de verificación.

$$RPF_{normal}(\Delta f) = \frac{(\Delta f [Hz] - BM[Hz])}{50 [Hz]} \cdot \frac{Potencia_{Máxima}[MW]}{R\%}$$

Donde,

- $RPF_{normal}(\Delta f)$: Reserva primaria para control de frecuencia en estado normal para el escalón de frecuencia Δf correspondiente.
- Δf : Escalón de frecuencia aplicado, correspondiente a 0,2 Hz o 0,7 Hz.
- $Potencia_{Máxima}$: Potencia máxima de la unidad. Esta Potencia Máxima deberá ser la vigente mediante carta de correspondencia por el Coordinador. En caso de que la unidad aún no tenga aceptado este parámetro por el Coordinador, se deberá usar el parámetro informado para la entrada en operación o su potencia nominal.
- R%: Estatismo de la máquina en operación normal.
- BM: Banda muerta de la curva frecuencia/potencia.

Los ensayos a realizar para verificar la reserva primaria de frecuencia son los siguientes:

1. Establecer la unidad en plena carga menos el bloque de reserva de frecuencia.
 - a. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,2$ Hz.
 - b. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,7$ Hz.
 - c. Registrar la respuesta en generación para cada uno de los escalones ensayados.
 - d. Registrar la respuesta en frecuencia para cada uno de los escalones ensayados.
2. Establecer la unidad en el valor de potencia intermedio P1.
 - a. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,2$ Hz.
 - b. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,7$ Hz.
 - c. Registrar la respuesta en generación para cada uno de los escalones ensayados.
 - d. Registrar la respuesta en frecuencia para cada uno de los escalones ensayados.
3. Establecer la unidad en el valor de potencia intermedio P2.
 - a. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,2$ Hz.
 - b. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,7$ Hz.
 - c. Registrar la respuesta en generación para cada uno de los escalones ensayados.
 - d. Registrar la respuesta en frecuencia para cada uno de los escalones ensayados.
4. Establecer la unidad en mínimo técnico más el bloque de reserva.
 - a. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,2$ Hz.
 - b. Aplicar escalones de frecuencia de $\pm 0,7$ Hz.
 - c. Registrar la respuesta en generación para cada uno de los escalones ensayados.
 - d. Registrar la respuesta en frecuencia para cada uno de los escalones ensayados.

En los ensayos se debe medir la respuesta de la unidad frente a diferentes escalones de frecuencia. Para cada escalón se debe registrar el valor de la frecuencia y la potencia, a efectos de poder tabular y realizar una gráfica del comportamiento de la unidad en todo su rango de operación.

Se aplicarán escalones de frecuencia de ± 0.2 y ± 0.7 Hz para comprobar que provocan una variación final de potencia apreciable, acorde con el $RPF_{normal}(\Delta f)$ calculado según la fórmula anterior.

Los escalones de frecuencia deberán ser simulados con equipo externo o mediante señales internas ajustables y aplicados al sistema de control de acuerdo con las características tecnológicas de este. Conforme a los datos y comportamiento de la unidad, se deben registrar las tasas de carga de respuesta a

cada escalón aplicado. Para lo anterior se deberá medir las variables mínimas indicadas en la sección 12 según el tipo de instalación que se está ensayando durante un periodo de al menos cinco (5) minutos.

Los resultados de los ensayos deben demostrar que la unidad es capaz de entregar la reserva primaria calculada, dentro de un margen de un $90\% \cdot RPF_{normal}(\Delta f)$ y $110\% \cdot RPF_{normal}(\Delta f)$ para los tiempos de establecimiento estipulados en el artículo 3-17 de la NTSyCS.

7.2.5. Medición del tiempo de establecimiento con la unidad interconectada

El tiempo de establecimiento es la medición del tiempo entre la aplicación de una perturbación en la frecuencia suficiente para alterar la salida de potencia de una unidad y el tiempo de la estabilización de la potencia de la carga proporcional al escalón.

1. Para unidades sincrónicas la medición de este parámetro tiene como objeto medir la duración del transitorio de respuesta del lazo de regulación de velocidad (GOV) de la unidad generadora, considerando como entrada la velocidad de la máquina y como salida la potencia mecánica entregada en el eje de esta.
2. Para parques fotovoltaicos o eólicos, y sistemas de almacenamiento (BESS), el objetivo es medir la respuesta del controlador frecuencia/potencia de su inversor, considerando como entrada la frecuencia y como salida la potencia eléctrica entregada por las unidades generadoras del parque en su conjunto, el sistema de almacenamiento o la central con capacidad de almacenamiento.

7.2.5.1. Unidades sincrónicas

Para este ensayo se puede considerar como señal de entrada a la frecuencia y como salida a la potencia eléctrica, ambas medidas en bornes del generador.

El ensayo consiste en perturbar al GOV, simulando un escalón en la frecuencia de la red, con la unidad generadora operando en carga interconectada al SI. Un escalón en la frecuencia del SI tendrá el mismo efecto que un escalón en sentido contrario en la consigna de velocidad (o frecuencia) o en la consigna de carga, siempre y cuando ésta última actúe antes que el regulador primario de velocidad.

Se deben aplicar escalones de frecuencia de ± 0.2 y ± 0.7 Hz y comprobar que provocan una variación final de potencia apreciable, del orden del 5 al 10 % de la potencia nominal de turbina, y de un signo tal que la generación aumente o disminuya.

Se registrarán simultáneamente la perturbación, la posición de válvulas de control, la potencia eléctrica y toda otra variable que sean relevantes como se lista en la sección 12.

El Tiempo de establecimiento será medido como el lapso que transcurre, desde el instante en que la unidad comienza su respuesta en Potencia al escalón de frecuencia, hasta que la potencia ingresa dentro de una banda del ± 10 %, centrada alrededor de un valor de potencia igual a la consigna final (potencia inicial más el escalón), y permanece dentro de ella.

7.2.5.2. Unidades fotovoltaicas o eólicas y sistema de almacenamiento (BESS).

En este caso, se debe perturbar el control de frecuencia/potencia simulando un escalón en la frecuencia de la red, con el parque, sistema de almacenamiento (BESS) y centrales con capacidad de almacenamiento, operando en carga interconectada al SI.

Se aplicarán escalones de ± 0.2 y ± 0.7 Hz y se comprobará la variación final de potencia apreciable del orden del 5 al 10% de la capacidad del parque y/o del sistema de almacenamiento, y de un signo tal que la generación disminuya o aumente.

Se registrará simultáneamente la perturbación, la potencia eléctrica y toda otra variable relevante asociada al comportamiento del control de frecuencia/potencia, tal como se señala en la sección 12.

7.2.5.3. Consideraciones generales

Sin perjuicio de lo indicado en los títulos 7.2.5.1 y 7.2.5.2 anteriores, se podrá solicitar otros ensayos a las unidades síncronas, parques eólicos o fotovoltaicos, sistema de almacenamiento (BESS) y centrales con capacidad de almacenamiento, dependiendo de las características de cada una.

La inyección de señales de escalón de frecuencia al sistema de control de carga/velocidad, o controlador de los inversores, debe ser mantenida por al menos 5 minutos. Para cada uno de los escalones se debe registrar el aporte al segundo, a los diez (10) segundos, el tiempo de establecimiento y así cada diez (10) segundos continuamente hasta los cinco (5) minutos.

Ejemplo de curva de respuesta:

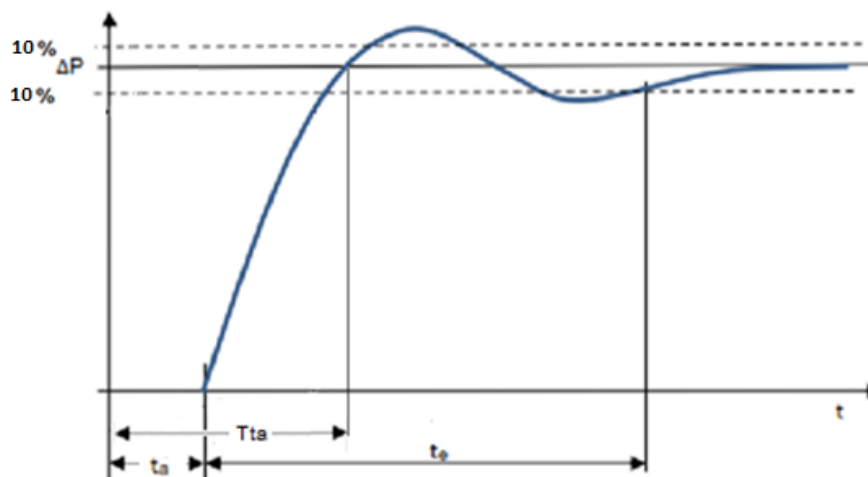


Figura 5: Curva de Respuesta

La figura ejemplo ilustra los tiempos de activación (T_a) o retardo (T_r), tiempo total de activación (T_{ta}) y tiempo de establecimiento (T_e).

T_a/T_r : Tiempo de inicio de activación o retardo, corresponde al tiempo desde que se inicia la perturbación en frecuencia hasta el inicio de la respuesta en Potencia. El retardo del sistema de carga /velocidad deberá ser inferior a 2 segundos.

T_{ta} : Tiempo total de activación, periodo en que se entrega la totalidad del recurso comprometido, incluyendo el tiempo de inicio de activación.

T_e : Tiempo máximo de establecimiento, tiempo para que la respuesta permanezca dentro de una banda de error menor al $\pm 5\%$ de la respuesta esperada, ante una variación de frecuencia, medido desde el inicio

de la respuesta. Para unidades termoeléctricas 30 segundos, para unidades hidráulicas 120 segundos. (para parques Eólicos y Fotovoltaicos, ver numeral 7.2.5)

7.2.6. Evaluación del amortiguamiento del lazo de control de velocidad con máquina aislada

Esta evaluación se realiza para cada modo de regulación y ajustes del GOV a través de una simulación de tiempo de establecimiento con máquina aislada, esto consiste en un aumento del 5% de la carga conectada y registrar la variación de la velocidad del rotor, la potencia mecánica entregada por la turbina y el tiempo de respuesta hasta la estabilización dentro de una banda de $\pm 5\%$ de la potencia simulada.

7.2.7. Medición de la capacidad de tomar o reducir carga

Este ensayo tiene como finalidad establecer la tasa de toma carga y descarga en MW/min de la unidad ajustada para el rango de carga definido como reserva para CPF. Se debe operar el generador o PPC (inversor) con la máxima reserva asignada.

En estas condiciones el operador para la toma de carga, propicia una apertura gradual del distribuidor o de las válvulas de inyección (para maquinas hidráulicas), de las válvulas de admisión de vapor (para turbinas a vapor) o de combustible (para turbinas a gas), y carga del PPC (Inversor), variando la consigna de carga en escalones de 2% de la potencia máxima de la instalación a efectos de verificar cual es la velocidad de aumento de la potencia mecánica [MW/min] de la misma, este aumento ha de realizarse en forma automática, por acción del controlador de velocidad o frecuencia/potencia de la unidad generadora ante una variación de frecuencia.

Del mismo modo, para unidades fotovoltaicas, Eólicas y sistemas de almacenamiento (BESS) se establecerán las tasas de toma y bajada de carga en MW/min, de la unidad en el rango ajustado como reserva para CPF.

Sin perjuicio de lo anterior se deberá informar adicionalmente el rango máximo y mínimo disponible de las tasas de toma de carga de subida y bajada ajustables por el operador.

Los rangos de carga para los ensayos serán definidos por el Experto Técnico y el Coordinado en el protocolo específico del ensayo y aprobado por el Coordinador.

7.2.8. Parques Eólicos o Fotovoltaicos y Sistemas de Almacenamiento (BESS)

Durante las pruebas el controlador de frecuencia/potencia de los parques eólicos/fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento (BESS) debe cumplir con los siguientes requisitos:

- a) El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub o sobre frecuencia, hasta el comienzo de la acción. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el propietario del parque eólico o fotovoltaico proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.
- b) En caso de subfrecuencia y sobrefrecuencia, el estatismo permanente será ajustable dentro del rango del 2% al 8%. El estatismo deberá calcularse sobre la potencia máxima de la central.
- c) Se deberán efectuar todos los ensayos para una Banda Muerta de ± 25 [mHz].

- d) El funcionamiento del controlador de frecuencia/potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos estará limitado por la disponibilidad del recurso primario. Deberá, además, especificar como el controlador determina el despacho de la central de modo se dejar una reserva fija de potencia en función del recurso disponible de la central, si es un ajuste automático o si debe ser seteada en forma manual por el operador.

7.3. Requisitos mínimos para la evaluación de desempeño en la prestación de CPF

7.3.1. Sistema de registro y comunicación

Para la evaluación del desempeño de la prestación del servicio complementario de CPF, el Coordinado deberá cumplir con los requerimientos de señales para su verificación, conforme a lo indicado en el **Anexo “Protocolo de envío de registros para la evaluación del CPF”**, que contine las exigencias para la implementación de sistema de verificación que el Coordinador determine para el envío de señales.

El protocolo establece las condiciones del registro y envío de datos Frecuencia/Potencia generados por los equipos de registro instalados para la verificación del Control Primario de Frecuencia, especificando los pasos a seguir para el envío de datos de manera automática al servidor dedicado del Coordinador.

La evaluación de la prestación del servicio se realiza mediante la carga automática y continua de los registros de potencia y frecuencia de la unidad en el servidor del sistema de verificación que el Coordinador determine para el envío de señales. En consistencia con lo anterior, se deberá ensayar la comunicación requerida con los servidores del Coordinador y sistema de verificación para el envío y procesamiento de los registros en cuestión acordes al anexo antes citado.

Los requerimientos anteriores, deberán estar completados para poder una vez verificados ser evaluados en el desempeño en la prestación del servicio. Esto incluye, la habilitación del equipo de toma de datos, el sistema de envío de datos al servidor del Coordinador, incluidas las pruebas conjuntas con el departamento de tecnología del Coordinador (TI).

7.4. TABLA DE RESULTADOS CPF

En función de las pruebas enunciadas anteriormente, del informe técnico deberá incluir la tabla siguiente, que resume algunos de los datos obtenidos, en el formato mostrado a continuación:

			SSCC	Control de Frecuencia		
			Categoría	Control Primario de Frecuencia		
			Subcategoría	CPF+ y CPF-		
			Valor determinado			
			U1	...	UN	
Estatismo permanente			Estatismo del lazo automático de control de velocidad (%)			
Estatismo global			Estatismo global (%)			
Estatismo al cual la unidad se encuentra ajustada normalmente (R%)	Escalón 0,2 Hz	Reserva comprometida (escalón 0,2Hz)	$Reserva\ Comprometida = \frac{0,2\ Hz - BM}{50\ Hz} \cdot \frac{PMax}{R\%}$			
		MT (XX MW)	Banda muerta [mHz]			
			Tiempo Activación CPF+ [s]			
			Tiempo Activación CPF- [s]			
			Tiempo total de activación CPF+ [s]			
			Tiempo total de activación CPF- [s]			
			Tiempo máximo de establecimiento CPF+ [s]			
			Tiempo máximo de establecimiento CPF- [s]			
		P1 (XX MW)	Reserva alcanzada [MW]			
			Banda muerta [mHz]			
			Tiempo Activación CPF+ [s]			
			Tiempo Activación CPF- [s]			
			Tiempo total de activación CPF+ [s]			
			Tiempo total de activación CPF- [s]			
			Tiempo máximo de establecimiento CPF+ [s]			
		Tiempo máximo de establecimiento CPF- [s]				
		P2 (XX MW)	Reserva alcanzada [MW]			
			Banda muerta [mHz]			
			Tiempo Activación CPF+ [s]			
			Tiempo Activación CPF- [s]			
			Tiempo total de activación CPF+ [s]			
			Tiempo total de activación CPF- [s]			
			Tiempo máximo de establecimiento CPF+ [s]			
		Tiempo máximo de establecimiento CPF- [s]				
		PMax (XX MW)	Reserva alcanzada [MW]			
			Banda muerta [mHz]			
			Tiempo Activación CPF+ [s]			
			Tiempo Activación CPF- [s]			
			Tiempo total de activación CPF+ [s]			
			Tiempo total de activación CPF- [s]			
			Tiempo máximo de establecimiento CPF+ [s]			
		Tiempo máximo de establecimiento CPF- [s]				

Estatismo al cual la unidad se encuentra ajustada normalmente (R%)	Escalón 0,7 Hz	Reserva comprometida (escalón 0,7Hz)	$\text{Reserva Comprometida} = \frac{0,7 \text{ Hz} - BM}{50 \text{ Hz}} \cdot \frac{PMax}{R\%}$		
		MT (XX MW)	Banda muerta [mHz]		
			Tiempo Activación CPF+ [s]		
			Tiempo Activación CPF- [s]		
			Tiempo total de activación CPF+ [s]		
			Tiempo total de activación CPF- [s]		
			Tiempo máximo de establecimiento CPF+ [s]		
			Tiempo máximo de establecimiento CPF- [s]		
			Reserva alcanzada [MW]		
		P1 (XX MW)	Banda muerta [mHz]		
			Tiempo Activación CPF+ [s]		
			Tiempo Activación CPF- [s]		
			Tiempo total de activación CPF+ [s]		
			Tiempo total de activación CPF- [s]		
			Tiempo máximo de establecimiento CPF+ [s]		
			Tiempo máximo de establecimiento CPF- [s]		
			Reserva alcanzada [MW]		
		P2 (XX MW)	Banda muerta [mHz]		
			Tiempo Activación CPF+ [s]		
			Tiempo Activación CPF- [s]		
			Tiempo total de activación CPF+ [s]		
			Tiempo total de activación CPF- [s]		
			Tiempo máximo de establecimiento CPF+ [s]		
			Tiempo máximo de establecimiento CPF- [s]		
			Reserva alcanzada [MW]		
		PMax (XX MW)	Banda muerta [mHz]		
			Tiempo Activación CPF+ [s]		
			Tiempo Activación CPF- [s]		
			Tiempo total de activación CPF+ [s]		
			Tiempo total de activación CPF- [s]		
			Tiempo máximo de establecimiento CPF+ [s]		
			Tiempo máximo de establecimiento CPF- [s]		
			Reserva alcanzada [MW]		

8. CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

8.1. OBJETIVO

El objetivo de los ensayos relativos a este SSCC es el de verificar la respuesta de las instalaciones ante la acción del Control Automático de Generación (AGC) según lo requerido en el Informe de SSCC vigente.

El CSF deberá operar de forma centralizada y automática a través de un esquema de control centralizado o AGC.

Los requerimientos asociados a la prestación están definidos en el Informe de Servicios Complementarios emitido por el Coordinador en capítulo de Control Secundario de Frecuencia (CSF), correspondiente al Informe de SSCC vigente, emitido por el Coordinador Eléctrico anualmente y cumplir con lo señalado en la NTSyCS en el artículo 4-17.

Además, en el Anexo correspondiente a la sección 13, se adjunta el listado de señales necesarias y requeridas por el CEN para la integración de una unidad al AGC.

En el caso de centrales con capacidad de almacenamiento (BESS), se deberá verificar este SC considerando los 3 modos de operación: modo carga, modo descarga y modo generación directa, así como las combinaciones adicionales que se puedan presentar considerando el sistema de control implementado

1. **Modo Carga:** Aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación en otro tipo de energía para su almacenamiento.
2. **Modo Descarga:** Aquel en el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico.
3. **Modo Generación Directa:** Aquel en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación, sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento.

8.2. ENSAYOS A EJECUTAR

El desempeño del AGC está estrechamente ligado a la calidad y disponibilidad de las señales telemedidas y al desempeño de las instalaciones en control del AGC. Para efectos de lo anterior, se ejecutan los siguientes ensayos:

- a. Pruebas de Comunicaciones de la señales análogas y digitales utilizadas por el AGC.
- b. Pruebas de Sintonización en el AGC.

8.2.1. Pruebas de Comunicaciones

8.2.1.1. Arquitectura de comunicaciones

El Coordinado debe establecer una arquitectura de comunicaciones que contenga el equipamiento suficiente y necesario para cumplir a lo menos con los siguientes requerimientos:

- i. Cumplimiento de requerimientos generales establecidos en el Título 4-2 Sistema de Información en Tiempo Real, de la NTSyCS. En particular los relacionados con:

- Edad del dato no mayor a 5 segundos, no obstante, se podrá exigir edad de datos de 2 segundos para cierta información crítica que defina necesaria para la implementación del AGC.
 - Para los cambios de estado, éstos deberán ser enviados con la respectiva estampa de tiempo original de ocurrencia.
- ii. Requerimientos específicos sobre el equipamiento que deben disponer los Coordinados para garantizar una disponibilidad de las señales requeridas por el AGC, mayor o igual a 99,95% mensual, acorde a lo establecido en el Informe de SSCC vigente, emitido anualmente por el Coordinador eléctrico Nacional, incluyendo en el cómputo a los canales de comunicación de datos.
 - iii. Equipamiento y protocolo de comunicaciones necesario para configurar las señales requeridas por el AGC de acuerdo con lo señalado en el Anexo Técnico de Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de datos SITR.
 - iv. Disponer del equipamiento que permita recibir una consigna externa proveniente del AGC del Coordinador y modificar su generación de potencia activa de acuerdo con esa consigna.
 - v. Disponer de canales de comunicación dedicados requeridos por el Coordinador para realizar el CSF a través del AGC.
 - vi. Disponer del envío de las señales de medidas y estados requeridos por el Coordinador para realizar el CSF a través del AGC.
 - vii. Las instalaciones dispondrán de los equipos y medios requeridos por el Coordinador para efectuar un adecuado monitoreo de la disponibilidad y desempeño del servicio CSF.
 - viii. Verificar la respuesta de la instalación bajo el comando del controlador de CSF.
 - ix. Para distintos valores de reserva para CSF verificar que la instalación y su recurso técnico cumple con los tiempos establecidos en el Informe de definición de SSCC.
 - x. Disponer de los equipos de control y supervisión, que permitan contar con una plataforma totalmente independiente y redundante de manera de garantizar calidad en el servicio de información para monitoreo y control del AGC, conforme a los requerimientos que establezca el Coordinador para estos efectos.
 - xi. Disponer equipos de comunicaciones redundantes e independientes a nivel físico, y proveer canales de comunicaciones independientes a nivel físico o lógico.
 - xii. Los protocolos y canales de comunicación para el AGC serán definidos por el Coordinador, los cuales se indican en las guías entregables y deberán ser implementados en todas las instalaciones que participen en el CSF a través de ese control automático.

El Coordinado deberá enviar al Departamento SCADA del Coordinador un layout de la arquitectura de comunicaciones que satisfaga lo antes expuesto, identificando claramente todos los componentes desde sus instalaciones hasta la frontera del Coordinador, en formato PNG, PDF o Microsoft Visio. Además, debe proveer al Coordinador los compromisos contractuales de las compañías de telecomunicaciones involucradas, respecto a la disponibilidad de enlaces y tiempos de respuesta ante incidencias para los servicios contratados por el Coordinado.

8.2.1.2. Pruebas de conectividad en telecomunicaciones

Esta prueba será realizada por personal del Departamento SCADA, y tendrá como objetivo principal verificar la conectividad y redundancia a nivel telecomunicaciones entre el Scada del Coordinador y las instalaciones

del Coordinado, comprobando las direcciones de red asignadas previamente mediante documento de conectividad solicitado por el Coordinado y elaborado y entregado por el Departamento SCADA.

Durante las pruebas de conectividad en telecomunicaciones se verificará lo siguiente:

- i. Comprobación de conectividad de red y latencia entre el Coordinado y los servidores del Coordinador, en ambos data center del Coordinador.
- ii. Comprobación de disponibilidad de puerto de servicio a utilizar, según protocolo.

El departamento Scada informará al Coordinado propietario de la instalación, mediante correo electrónico el resultado de estas pruebas. Si el resultado es satisfactorio, se dará aprobación para continuar con las pruebas punto a punto de señales telemedidas. En caso de que el resultado sea insatisfactorio, el departamento SCADA enviará un correo indicando los problemas detectados, siendo responsabilidad del Coordinado realizar las mejoras necesarias, y solicitar una repetición de dichas pruebas.

8.2.1.3. Pruebas Punto a Punto de Señales Telemedidas

Esta prueba será realizada por personal del Departamento SCADA, previo a las pruebas de sintonización. Tendrá como objetivo configurar y verificar la conectividad, escalamiento y pertinencia de las señales intercambiadas por el SCADA del Coordinador y las instalaciones del Coordinado, definidas en la lista de señales previamente establecida, que son esenciales para el control de la instalación en el AGC. Durante las pruebas punto a punto se verificará lo siguiente:

- i. Conectividad y establecimiento del protocolo utilizado para el envío de señales a ambos data center del Coordinador.
- ii. Correspondencia de la señal: Verificación efectiva de la correspondencia uno a uno entre la señal emitida de campo y la señal recibida en el SCADA del Coordinador.
- iii. Actualización de la señal: Verificación de la periodicidad y edad del dato de las señales analógicas y la edad del dato y estampa de tiempo de las señales de estado.
- iv. Escalamiento de la señal: Adaptación de la señal dependiendo del protocolo de comunicaciones utilizado, de tal forma que las señales analógicas transmitidas sean consistentes con la magnitud de las unidades de ingeniería definidas en el SCADA del Coordinador.
- v. Adaptación de las señales: Verificación de ajustes necesarios realizados por el Coordinado para compensar la pérdida integridad de los datos.

El departamento SCADA informará al Coordinado propietario de la instalación, mediante correo electrónico, respecto al resultado satisfactorio de las pruebas punto a punto, y su aprobación para programar las pruebas de sintonización de la instalación que llevará a cabo el Departamento Modelación y Aplicaciones EMS. En caso de existir incumplimientos durante las pruebas punto a punto, el Coordinado deberá realizar las mejoras necesarias, y solicitar una repetición de dichas pruebas para su verificación.

8.2.1.4. Pruebas de verificación de señales utilizadas por los despliegues de AGC

Esta prueba será realizada por el Departamento Modelación y Aplicaciones EMS, durante las pruebas de sintonización de la unidad, una vez aprobadas las pruebas punto a punto. Las pruebas realizadas, deben contener al menos los requerimientos solicitados en los Artículos 26 y 27 del Anexo Técnico de Verificación de instalaciones para la prestación de SSCC. Durante esta prueba, las comunicaciones del AGC con la

unidad, serán probadas y los estados de la instalación serán cambiados en campo y en el AGC. Para su comprobación se debe:

- i. Verificar la medición de la generación de la unidad en MW (valor y signo) en el sistema SCADA y comparar con el campo:
 - a) Valor debe ser igual al valor del medidor de campo.
 - b) La calidad de los analógicos y digitales debe ser compatible con el SCADA.
- ii. Verificar el estado de la señal digital que indica que la unidad está en línea/fuera de línea (si está disponible). Cambiar en campo y verificar si cambia en el AGC. Esto debe ser hecho especialistas de campo para evitar el disparo de la unidad generadora:
 - a) Valor debe ser igual al valor del medidor de campo.
 - b) La calidad de las señales analógicas y digitales debe cumplir con las características para ser compatibles con el SCADA
- iii. Verificar y cambiar el estado de control del DCS (local / remoto) en campo y verificar si cambia en el AGC:
 - a) Valor debe ser igual al valor del medidor de campo.
 - b) La calidad de las señales analógicas y digitales debe ser compatible con el SCADA
- iv. Verificar otras señales telemedidas opcionales, si están disponible (frecuencia local, límites de regulación, rampas, etc)
 - a) Valor debe ser igual al valor del medidor de campo.
 - b) La calidad de las señales analógicas y digitales debe ser compatible con el SCADA.

Para la activación de los SSCC, el Coordinador hará una medición de la calidad de las señales para la verificación del desempeño y disponibilidad de las instalaciones con capacidad de prestar SSCC. Esta medición se hará por 15 días previo a la activación de los SSCC.

8.2.1.5. Pruebas de respuesta de las señales de control de la instalación en el AGC

Esta prueba será realizada por personal del Departamento Modelación y Aplicaciones EMS, durante su ejecución, se realizan una serie de ensayos de rampa, para medir el tiempo de respuesta a las consignas enviadas por el AGC, registrando los tiempos de retardo y comportamiento (seguimiento de la consigna). Las pruebas a ejecutar consisten en lo siguiente:

- i. Utilizando el despliegue de control de pruebas de la unidad de generación, o cualquier otro método, variar los valores nominales de las señales de control de AGC al DCS (Sistema de Control Distribuido) y verificar si estas señales llegan al campo a través de contacto con el operador de la unidad.
- ii. Cambiar los modos de control “BASE/MANUAL” en el AGC, observar el comportamiento del AGC y verificar que en modo MANUAL la instalación no recibe consignas.
- iii. Cambiar en campo el status de Local/Remoto y constatar el cambio en el AGC y verificar que, en modo Local, el AGC no tiene control sobre la instalación.
- iv. Verificar los tiempos de envío y recepción de las señales desde el campo hasta el AGC y del AGC hasta el campo, constatando que los tiempos no tienen retardos mayores a 5 s.

- v. Cortar las comunicaciones del AGC hasta el campo y verificar que el AGC pone la instalación en modo manual. Verificar el comportamiento de la unidad en campo para envío vía RTU (Remote Terminal Unit): En SCADA: Comunicaciones → RTUs → In/Out service → Out.

- a) La unidad debe mantenerse con la misma generación del último setpoint enviado.
- b) Verificación en campo del último setpoint enviado por el AGC.
- c) El estado de control de la instalación debe cambiar a Manual en el AGC.

Reconectar las comunicaciones y verificar el comportamiento del AGC para envío vía RTU: En SCADA: Comunicaciones → RTUs → In/Out service → In. En este caso, el AGC se debe volver a comunicar con la instalación, después que se reconectan las comunicaciones.

8.2.1.6. Ficha Resumen de Requisitos de las Pruebas de Comunicación

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los requisitos que se deben cumplir en cuanto se refiere a las pruebas de comunicación:

Ítem	Requisito	% Cumplimiento
1	Layout del diseño implementado para el AGC.	No aplica
2	Documento que certifique el cumplimiento del 99.95% de disponibilidad.	100%
3	Listado de señales solicitadas por el Coordinador con direccionamiento según protocolo de comunicaciones.	100%
4	Pruebas de señales punto a punto completadas.	100%
5	Cumplimiento de la edad del dato de las señales comprometidas.	100%
6	Cumplimiento de la estampa de tiempo de las señales comprometidas.	100%
7	Pruebas de redundancia de enlaces de comunicación.	100%
8	Prueba de conectividad con los servidores del Coordinador Eléctrico Nacional.	100%
9	Pruebas de verificación de señales utilizadas por los despliegues de AGC.	100%
10	Verificación del desempeño y disponibilidad de las señales.	100%
11	Pruebas de respuesta de la señal de control de la instalación en el AGC.	100%

La explicación de cada ítem es:

- **Ítem 1:** El Coordinado debe entregar un Layout y Arquitectura diseñada para la implementación de AGC donde se muestren todos los enlaces y equipos que participan.
- **Ítem 2:** El Coordinado debe entregar al Coordinador Eléctrico Nacional un documento de la certificación del cumplimiento de la disponibilidad del enlace entregado por su proveedor.
- **Ítem 3:** El Coordinado debe entregar el listado de señales solicitado por el Coordinador Eléctrico Nacional con el direccionamiento firmado por el mismo.
- **Ítem 4:** Las pruebas punto a punto terminadas en un 100% es un requisito para entrar en Operación. Aquí es donde se afinan detalles y se corrigen problemas que pudieran presentar.
- **Ítem 5:** La edad del dato es el tiempo que se demora desde que se produce el evento hasta que llega a los servidores del Coordinador Eléctrico Nacional. Esta edad del dato debe ser menor o igual a 5 segundos como indica la Norma Técnica.
- **Ítem 6:** La estampa de tiempo es el momento exacto en que se produce el evento y debe ser la misma que llega a los servidores SCADA del Coordinador Eléctrico Nacional.
- **Ítem 7:** Se deben probar todos los enlaces de comunicación para confirmar que la implementación cumple con lo solicitado.
- **Ítem 8:** Las RTUs o Servidores del Coordinado deben comunicar con todos los servidores SCADA del Coordinador Eléctrico Nacional.
- **Ítem 9:** Pruebas a nivel de base de datos para verificar la completa configuración operativa de las señales en los despliegues utilizados por el AGC.
- **Ítem 10:** Verificación del desempeño y disponibilidad de las señales que reporta el Coordinado 15 días previo a la puesta en Operación.

- **Ítem 11:** Verificación de las señales de control de la instalación en servicio en control del AGC.

8.2.2. Pruebas de sintonización

Esta prueba será realizada por personal del Departamento Modelación y Aplicaciones EMS, y en ella se ejecutarán los ensayos del AGC para verificar la capacidad de la instalación de realizar CSF en las siguientes condiciones:

- a) Con el CPF habilitado.
- b) Sin el CPF habilitado, en caso de que la instalación no participe en servicio de CPF.
- c) Preferentemente, en horarios de demanda del SEN, con bajas rampas de subida o bajada.

Con el fin de verificar la capacidad de una instalación participante en el CSF, se ejecutarán, los ensayos necesarios para la verificación a lo menos de los requerimientos solicitados en el Artículo 27 del Anexo Técnico “Verificación de instalaciones para la prestación de SSCC”:

- i. Medición del gradiente de reducción de potencia de la instalación [MW/min].
- ii. Medición del gradiente de toma de carga de la instalación [MW/min].
- iii. Medir el gradiente de toma de carga [MW/min] del grupo de instalaciones operadas en forma conjunta para el CSF.
- iv. Medir el gradiente de reducción de carga [MW/min] del grupo de instalaciones operadas en forma conjunta para el CSF.
- v. Medición de la estabilidad operativa de las diferentes instalaciones comandadas por un AGC, en caso de que éste último se encuentre implementado.
- vi. Medición de los límites de regulación superior e inferior, entre los cuales las instalaciones participarán en el CSF a través del AGC.
- vii. Tiempo de entrega en que la instalación es capaz de mantener el recurso técnico.
- viii. Medición de las bandas de operación prohibidas, dentro de las cuales las instalaciones no participan en el CSF a través del AGC.
- ix. Medición de tiempos de retardo ante el envío de una consigna de potencia activa
- x. Verificación del estado final de la potencia activa con respecto a su potencia solicitada.
- xi. Verificación de sub o sobre amortiguamiento de la potencia activa con respecto al valor de consigna.
- xii. Verificación de la estabilidad de la potencia activa, considerando el estatismo y banda muerta de la frecuencia parametrizados en el controlador potencia - frecuencia de la instalación.

8.2.2.1. Evaluación de la Capacidad de Subida y Bajada de Carga de la Instalación

Este ensayo busca evaluar la capacidad de la unidad generadora para variar su tasa de subida y bajada de carga. Para efectos de la ejecución de esta prueba se utiliza el modo “TEST” en el AGC, mediante el envío de un escalón de potencia activa a la unidad generadora. Con lo anterior, se obtiene la respuesta real de la unidad. Para esto se procede de la siguiente forma:

- i. Verificar los parámetros de base de datos y cerciorarse que no existe ningún problema de límites.
- ii. Verificar cuál es el límite de rampa de variación de generación de la unidad, que no afecta la calidad de la frecuencia del sistema.

- iii. Dependiendo de la tecnología de la unidad generadora, de los manuales del fabricante y de las experiencias previas de la operación, se ajustará un setpoint para subida de carga de forma tal que no afecte la calidad de la frecuencia del sistema y la unidad mantenga su estabilidad operativa, de manera análoga se realizará para la bajada de carga hasta mínimo técnico, evaluando en todo momento la linealidad de la rampa de subida y bajada.

Para el caso de unidades carboneras, es necesario determinar la capacidad real de toma de carga ya que este proceso incluye la operación de pulverizadores de carbón. Lo anterior, hace necesario la evaluación de la rampa para diferentes zonas de operación en función de los pulverizadores que se encuentren en servicio.

8.2.2.2. Pruebas de rampa de la instalación en modo Open-Loop.

Permiten verificar la rampa de subida y bajada de generación en la instalación. Esta prueba será hecha poniendo la unidad en modo “Base” con los valores previamente definidos de los parámetros de rampa (previa verificación dentro de los límites de regulación superior e inferior) y valor de generación final deseados. Lo anterior, permite enviar setpoint a la unidad de forma controlada de modo de registrar y medir la tasa de respuesta a dichas consignas. Las pruebas constan de:

- i. Verificación de la calidad de las señales de la instalación bajo ensayo, de acuerdo con las pruebas anteriores, comprobar que la unidad responde a los comandos enviados y la correcta grabación de los datos. Los parámetros por observar son:
 - a) El retardo de respuesta (s).
 - b) La banda muerta de error de control de la unidad (ECU) expresado en MW.
 - c) Knee Point (MW), 64% del envío de la consigna de potencia.
 - d) Rechazo de ruido, suavizando el valor de la potencia activa generada mediante la aplicación de un filtro de primer orden.
- ii. Comprobación de los parámetros de base de datos y observar si no existe ningún problema de límites. Los parámetros a observar son:
 - a) El retardo de respuesta (s).
 - b) La banda muerta de error (MW).
 - c) Knee Point (MW).
 - d) Rechazo de ruido.
- iii. Con el suficiente número de muestras, verificar si los datos de las muestras son semejantes. Eliminar muestras discrepantes y configurar la unidad con los resultados obtenidos; posteriormente se debe observar el comportamiento de la unidad con los nuevos parámetros en el AGC, en particular, si la unidad responde bien a las variaciones de frecuencia y si no tienen lugar desbalances entre unidades generadoras.

8.2.3. Respuesta de la unidad en modo Lazo Cerrado. (Closed-Loop).

Estas pruebas son necesarias para la sintonización del lazo de control del AGC. La generación deseada se consigue a través de una serie de cambios que consideren tanto el aumento y disminución de generación desde la carga base de la instalación. La respuesta de control del AGC para estos cambios se observa para el ajuste de los parámetros asociados al lazo cerrado del controlador en el AGC. Se debe corroborar lo siguiente:

- i. Verificar si las señales de la instalación bajo ensayo presentan buena calidad, de acuerdo con las pruebas previas.
- ii. Verificar los parámetros de la base de datos y chequear si no existe ningún problema de límites.
- iii. Verificar cuál es el límite de la rampa de variación de generación de la instalación, que no afecte la calidad de la frecuencia del sistema.
- iv. Enviar a la unidad consigna de variar la generación. Esta consigna debe estar en el intervalo de 1 a 2 veces el valor de su rampa, en subida y bajada de carga. Con esto se evalúa la capacidad de la unidad de responder según lo requerido para CSF.
- v. Verificar la no aparición de alarmas por no tracking de seguimiento de la consigna.

Una vez finalizadas en forma satisfactoria las pruebas de sintonización, el Coordinador avisará mediante carta al Coordinado propietario de la instalación, que la instalación de generación se encuentra verificada para prestar el Servicio Complementario de Control Secundario de Frecuencia. Esta carta irá acompañada con un informe que dará cuenta del resultado de las pruebas de comunicaciones y sintonización realizadas.

9. CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA (CTF)

9.1. OBJETIVO

El objetivo de los ensayos relativos a este SC es el de verificar que la instalación tenga la capacidad técnica de responder con el 100% de la carga comprometida frente a desviaciones de la frecuencia de la red eléctrica para lograr la estabilización del sistema en el tiempo establecido en el Informe de SSCC vigente.

Los requerimientos asociados a la prestación están definidos en el Informe de Servicios Complementarios emitidos por el Coordinador.

Sin perjuicio de lo solicitado en la presente guía, y los ensayos a realizar para la verificación del CTF, se recomienda que el propietario de la instalación realice los ensayos requeridos para la verificación del SC en conjunto con los ensayos de Parámetros de Partida y Detención de la unidad en verificación, en las etapas representativas de la carga de respuesta a la prestación de CTF, para generar sinergias entre los procesos.

En el caso de centrales con capacidad de almacenamiento, se deberá verificar este SC considerando los 3 modos de operación: modo carga, modo descarga y modo generación directa, así como las combinaciones que se puedan dar considerando el sistema de control implementado

1. **Modo Carga:** Aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación en otro tipo de energía para su almacenamiento.
2. **Modo Descarga:** Aquel en el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico.
3. **Modo Generación Directa:** Aquel en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación, sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento.

9.2. ENSAYOS A EJECUTAR

El CTF se define en función de las tasas de subida y bajada de carga de las unidades, considerando los tiempos definidos en el informe de Servicios complementarios vigente. Con el fin de verificar la capacidad de una unidad participante en el CTF, se ejecutarán, como mínimo, los siguientes ensayos.

9.2.1. Reserva en giro y medición de la capacidad de subida y bajada de carga

Para todas las tecnologías debe determinarse los rangos de tasa de toma de carga disponible dadas por el fabricante y las determinadas en forma empírica por las condiciones actuales de las instalaciones.

- i. Se debe medir la tasa de subida y bajada de carga de la unidad en todo el rango de operación, desde mínimo técnico hasta potencia máxima, en cada una de las tasas disponibles de ajuste de la unidad que le permitan operar de modos seguro y confiable.
- ii. Dado el punto previo, se debe determinar en qué rangos se puede ajustar dicha tasa de subida/bajada de carga y si esta tiene algún tipo de limitación según el nivel de potencia en que se encuentre.
- iii. Para el caso de las unidades a carbón, se deben considerar los rangos de operación en función de los pulverizadores en servicio necesarios para mantener y variar cargas, en cada rango se debe medir la subida y bajada de carga desde la introducción o salida de operación de un pulverizador hasta la introducción o salida del siguiente, en estos ensayos ha de tenerse en cuenta el periodo de habilitación y la estabilización de la unidad ante la introducción o salida de un pulverizador.

- iv. Para unidades hidráulicas debe considerarse la limitación de velocidad de tasas de carga de la unidad restringidas por los cambios de flujo en sus ductos o túneles, e indicar cualquier otra limitación en la tasa carga dependiendo de sus características técnicas.
- v. Para turbinas de gas en ciclo abierto y ciclo combinado debe verificarse la tasa de carga en todo el rango y las limitaciones de la tasa de carga en potencia alta de los ciclos abiertos y combinados, y las restricciones que impone la turbina de vapor en los ciclos combinados.

9.2.2. Reserva fría

Para verificar la capacidad de una instalación participante en el CTF, se tomarán como insumo los parámetros de partida y detención aprobados por el Coordinador y vigentes a la fecha de la validación, sin perjuicio de lo anterior y en caso de la verificación de nuevas unidades, se realizarán ensayos de acuerdo con lo indicado en el respectivo Anexo Técnico:

- i. El ensayo a realizar debe evaluar la capacidad de la unidad de sincronizar desde el estado “apagado” en un tiempo no superior a 5 minutos, alcanzar su mínimo técnico en un tiempo no superior a 10 minutos y que alcance su estado de potencia máxima en 15 minutos (o un nivel de generación igual o superior a su mínimo técnico) y mantenerlo durante 60 minutos. En caso de que la unidad no sea capaz de alcanzar su potencia máxima, se solicita consignar la potencia alcanzada a los 15 minutos.
- ii. Si la unidad ha declarado más de un estado para su encendido (partida en frío, tibio o caliente), se evaluará solo el que permita la sincronización de la unidad en 5 minutos y aquellas que estimen un tiempo mínimo de operación menor o igual a una hora.

9.3. TABLA DE RESULTADOS CTF

En función de las pruebas enunciadas anteriormente, el informe técnico deberá incluir, como mínimo, los resultados obtenidos en el formato a continuación:

SSCC		Control de Frecuencia				
Categoría		Control Terciario de Frecuencia				
Subcategoría		CTF+ y CTF- en giro				
Central	Combustible	Parámetro		Valor determinado		
				U1	U2	U3
Central	Combustible	Tasa normal de operación [MW/min]	Subida			
			Bajada			
		Tasa máxima de operación [MW/min]	Subida			
			Bajada			
		Tiempo de respuesta [minutos]	Subida			
			Bajada			
		Aporte CTF [MW]	Subida			
			Bajada			
		Límite de regulación superior [MW]				
Límite de regulación inferior [MW]						
Subcategoría		CTF en frío				
Central	Combustible	Tiempo de sincronización [min]				
		Tiempo hasta mínimo técnico [min]				
		Reserva fría [MW]				

10. INFORME TÉCNICO

A más tardar 15 días posterior a la ejecución de los ensayos, la empresa Coordinada deberá enviar al Coordinador el acta de la prueba y el informe técnico de verificación de los SSCC de Control de Frecuencia que respalde los datos informados como resultados de las pruebas. Consistirá en un documento que describa los registros de operación, supuestos, metodologías, alcances de la aplicación de estas metodologías, que contendrá la memoria de cálculo, análisis, registros de las mediciones consignadas en el acta de la prueba y las conclusiones obtenidas. Posterior a la entrega por parte del Coordinado, el informe y el acta serán revisados y analizados por el Coordinador para su posterior publicación en el sitio web del Coordinador.

El informe técnico deberá contener, como mínimo, los siguientes puntos y datos:

- a) Antecedentes técnicos de la unidad.
- b) Antecedentes de operación de la unidad generadora, incluyendo los registros y descripción de los análisis y pruebas efectuadas.
- c) Justificaciones que describan las eventuales fuentes de inestabilidad en la operación de la unidad generadora.
- d) Antecedentes técnicos que respalden y expliquen el comportamiento esperado o desempeño registrado.
- e) Responsable o responsables del ensayo, cuya firma deberá constar al final del mismo y en las actas de ensayo.
- f) Objeto del ensayo.
- g) Descripción técnica de los equipos principales.
- h) Descripción del ensayo.
- i) Descripción de los resultados del ensayo debiendo quedar consignado cualquier particularidad detectada, la cual deberá estar debidamente descrita, justificada con antecedentes técnicos.
- j) Normas y documentos aplicados que como mínimo corresponden a la Guía de implementación del recurso en ensayo, NTSyCS, Norma Técnica de SSCC, Anexo Técnico Verificación de Instalaciones para la Prestación de SSCC, y el Informe de SSCC vigente.
- k) Memoria técnica del procedimiento: condiciones del ensayo, metodología e instrumental empleado.
- l) Desarrollo matemático del cálculo del punto de ensayo correspondiente a los resultados obtenidos.
- m) Hojas de cálculo completas del ensayo (Registros).
- n) Tabla de resumen de valores de datos obtenidos.
- o) Anexos: certificados de calibración (contraste de instrumentos), protocolos de mediciones, esquemas de mediciones principales, características y efectos de condiciones ambientales, esquemas de balances térmicos y toda información adicional que se considere de utilidad para una mejor interpretación del informe. En cuanto a la vigencia de los certificados de calibración para variables primarias se requiere dos años, para variables secundarias 5 años.

El Informe debe contener como mínimo las siguientes secciones:

- **Cuadro de revisiones:** Control de cambio de versión de los informes incluyendo de manera explícita la fecha de elaboración. Dicha información deberá estar contenida en la primera hoja del documento.

- **Introducción:** Deberá contemplar una descripción general de la central/proyecto, identificando a la empresa Coordinada, la ubicación, las características técnicas de los equipos principales, la fecha de realización de los ensayos, el personal a cargo, el sistema de medición utilizado y cualquier restricción o consideración establecida en el proceso de acceso abierto y que sean relevantes para un buen entendimiento del proyecto.
- **Acta de las pruebas:** Detalle del día y horario en que se realizaron las pruebas. Debe especificar los expertos, personal de planta, coordinador de pruebas, etc., que participaron en cada una de las pruebas y cada uno de los días.
- **Aspectos normativos:** Antecedentes de la Norma Técnica que considere relevantes y en los cuales se fundamentan las pruebas.
- **Descripción del proyecto:** Información técnica relevante del proyecto, diagrama unilineal que identifique la ubicación de los medidores, el punto de conexión al sistema y ubicación de su transformador elevador. Además, debe incluir descripción técnica de los equipos principales de la instalación, información técnica del controlador de la unidad generadora y/o almacenamiento, de los transformadores y de los SS.AA. de la instalación.
- **Descripción de los ensayos:** Proporcionar una descripción de cada uno de los ensayos realizados, metodología aplicada y sus resultados, usando la notación establecida en el Anexo 1. Se debe indicar claramente la fecha en que se realizaron las pruebas, las condiciones del ensayo y los antecedentes de los instrumentos de medida empleados. De existir alguna restricción técnica u operacional, esta debe quedar detallada en el informe. Adicionalmente, debe indicar las señales que fueron registradas, junto con explicitar y describir los cálculos o extrapolaciones que se realizan. La sección debe presentar las gráficas y tablas que faciliten el entendimiento de los ensayos realizados.
- **Determinación del Recurso Técnico:** Describir la metodología utilizada para el establecimiento y cuantificación del recurso técnico, especificando los principales elementos y particularidades que pudiera tener, entregando una descripción de los resultados de los ensayos.
- **Resumen y Conclusiones:** Se deben establecer los principales resultados y particularidades de la central/proyecto para la prestación del Servicio Complementario a verificar junto a la tabla resumen de resultados obtenidos.
- **Anexos:** Incorporar los principales antecedentes de respaldo para determinar la forma de actuación y cuantificación, tal como archivos de datos de las pruebas, metodología y hoja de cálculo, curvas de corrección los datos correspondientes, manuales de los equipos involucrados, hojas de datos y placas de transformadores, actas de prueba, además, de los certificados de calibración de los equipos de medida, junto con la información técnica de los equipos de generación.
- **Referencias:** antecedentes que considere relevante mencionar para mejor entendimiento del Informe.

11. INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES

El propietario prestador del servicio de SSCC deberá tener disponible para envío al Coordinador, toda la información técnica necesaria para llevar a cabo la prueba de Control de Frecuencia con el fin de cumplir con los requerimientos mínimos establecidos en la Norma Técnica de Servicios Complementarios.

A. INFORMACIÓN GENERAL PARA LA CUANTIFICACIÓN DEL RECURSO TÉCNICO

- a) Capacidad para prestar el SC de Control de Frecuencia, precisando la categoría y subcategoría, Sí o No.
- b) Identificación de la instalación/equipo que presta el SC: Nombre, empresa coordinada y características generales de acuerdo con lo señalado en literal B.
- c) En caso de que la instalación/equipo no se encuentre en servicio: fecha de entrada en servicio o año proyectado de entrada en servicio, mes y año.
- d) Para unidades en operación informes de comisionamiento de la unidad de sus pruebas de respuesta de frecuencia.

B. INFORMACIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

- 1. Nombre Empresa.
- 2. Nombre de la instalación.
- 3. Cantidad de unidades generadoras.
- 4. Puntos de conexión al SI a través de los cuales inyecta energía.
- 5. Potencia Aparente Máxima [MVA].
- 6. Potencia máxima Bruta [MW], para cada tipo de combustible con el que pueda operar.
- 7. Consumos propios como porcentaje de la potencia máxima bruta [%].
- 8. Capacidad máxima, potencia neta efectiva [MW].
- 9. Potencia mínima técnica [MW], para cada tipo de combustible con el que pueda operar.
- 10. Sistemas de protecciones propias del generador y sus ajustes.
- 11. Tipo de máquina (turbina hidráulica, turbina de vapor, turbina de gas, motor de combustión interna, entre otras) indicando, si corresponde, combustible primario utilizado.
- 12. Principales características técnicas (marca, fabricante, año de fabricación, potencia nominal, potencia máxima y mínima técnica, velocidad nominal en [rpm], sobrevelocidad máxima admisible, curvas características dadas por el fabricante).

a) EN EL CASO DE UNIDADES GENERADORAS:

- i. Capacidad de activar o desactivar el CPF con el equipo en servicio.
- ii. Rango en el cual la instalación puede operar con el corrector de frecuencia habilitado. Especificación de valores mínimos y máximos.
- iii. Valor de estatismo y banda muerta ajustado.
- iv. Rango ajustable de estatismo y banda muerta (valor mínimo y máximo), indicando capacidad de modificar su ajuste con equipo en servicio.
- v. Indicar condiciones de ajuste de estatismo y banda muerta de no ser capaz de realizarlo en forma automática y/o con unidad en servicio. (indicar si los ajustes están a disposición del operador de la unidad).

- vi. Tiempo de establecimiento.
- vii. Tiempo de sincronización.
- viii. Características de rango de ajuste y diagrama de bloques del controlador frecuencia/potencia o carga/velocidad.
- ix. Gradiente de toma de carga y de reducción de carga referenciales, en MW/minuto, indicando rango de ajuste de tasa de subida y bajada de carga y opción de cambiar con la instalación en servicio.
- x. Restricciones por criterios de seguridad de la instalación para la operación bajo subfrecuencia: operación relé de baja frecuencia, valor de operación en Hz.
- xi. Restricciones por criterios de seguridad de la instalación para la operación bajo sobrefrecuencia: operación relé de sobre frecuencia, valor de operación en Hz.
- xii. Restricciones por criterios de seguridad del Sistema Eléctrico para la operación bajo sobrefrecuencia: EDAG, valor de operación en Hz.

b) EN EL CASO DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA/ BESS:

- i. Tiempo de activación.
- ii. Tiempo de carga y descarga.
- iii. Potencia mínima y máxima que puede entregar durante la descarga.
- iv. Potencia mínima y máxima que puede absorber durante la carga.
- v. Capacidad del sistema de almacenamiento (BESS)
- vi. SOC (State of Charge) máximo, SOC Mínimo.
- vii. Periodo de vida útil (años)
- viii. Ciclos de carga (definidos)

c) EN CASO DE LA DEMANDA:

- i. Puntos de conexión al Sistema Eléctrico.
- ii. Tensión nominal, en kV.
- iii. Consumo a desconectar, factor de disponibilidad y desviación estándar anual.
- iv. Desviaciones máximas de las fluctuaciones aleatorias de potencia activa y de potencia reactiva, en \pm MW y \pm MVar.
- v. Desviación estándar de las desviaciones de las fluctuaciones aleatorias de potencia activa y potencia reactiva, en \pm MW y \pm MVar.
- vi. Período medio de las fluctuaciones aleatorias de potencia activa y de potencia reactiva, en segundos.
- vii. Desviación estándar del período de las fluctuaciones aleatorias de potencia activa y de potencia reactiva en torno al período medio, rango en segundos [Min, Max].
- viii. Máxima desviación de potencia activa y reactiva en una ventana de 1 min, en \pm MW/min y \pm MVar/min.

C. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL EQUIPAMIENTO PRINCIPAL Y DE RESPALDO DISPONIBLES PARA EL MONITOREO Y REGISTRO DE POTENCIA ACTIVA Y DE FRECUENCIA:

- i. Consigna de potencia activa: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.
- ii. Frecuencia: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.
- iii. Indicar si las medidas están sincronizadas mediante GPS y si los registros poseen estampa de tiempo.
- iv. Factibilidad y características para el envío de información en forma automática y periódica al Coordinador.
- v. Factibilidad de protección de los registros con protocolos que garanticen su integridad.
- vi. Indicar si las instalaciones permiten realizar la medición de potencia activa y de frecuencia o se requieren adecuaciones previas.
- vii. Factibilidad de envío de las señales correspondientes al estado activado/desactivado del controlador de carga/velocidad o potencia/frecuencia según corresponda, junto con los modos de control disponibles de la instalación.

D. TURBINAS DE GENERACIÓN:

a) Turbinas Hidroeléctricas:

- i. Constante de tiempo de arranque de la columna de agua (TW).
- ii. Gradiente máximo de toma de carga y de reducción de carga [MW/min].
- iii. Principales características técnicas, incluyendo capacidades máximas del sistema de aducción hidráulica (memoria descriptiva, diagrama con la vista en corte longitudinal y dimensiones físicas de la tubería de aducción, conducción forzada, distribuidor y difusor).
- iv. Esquema hidráulico de afluentes, canales o túneles de aducción, canales de riego, embalse y/o estanque de regulación.
- v. En el caso de existir canales de riego se deben indicar los compromisos de riego que afecten la producción, como también cualquier otro compromiso o restricción, ambiental u otra, que afecte la disponibilidad de agua de la unidad.
- vi. Para el caso de canales y túneles de aducción se debe informar las capacidades máximas y mínimas expresadas en metros cúbicos por segundo [m³/s], además de limitaciones de llenado, vaciado y otras en los canales.
- vii. En el caso de embalses se debe proporcionar la curva de embalse en volumen [hm³] o [dam³] y energía [GWh] en función de la cota expresada en metros sobre el nivel del mar [msnm].
- viii. En el caso de estanques de regulación se debe indicar su volumen máximo [m³] y su equivalente en energía [MWh].
- ix. Potencia Bruta en [MW], en función del caudal turbinado (curva y valor medio) y, si corresponde, en función de la cota del embalse.
- x. Caudales máximos y mínimos de turbinación [m³/s].

b) Turbina a Vapor:

- i. Diagrama de bloques de la turbina con sus respectivos parámetros.
- ii. Fracción de potencia desarrollada en cada etapa (HP, IP, LP).
- iii. Constantes de tiempo del vapor en cada etapa (HP, IP, LP).
- iv. Curvas características de la turbina.
- v. Gradiente máximo de toma de carga y de reducción de carga [MW/min].
- vi. Restricciones para el funcionamiento en subfrecuencia.
- vii. Modo de Operación (caldera sigue o turbina sigue).
- viii. Principales características técnicas de la caldera (marca, fabricante, año de fabricación, memoria descriptiva del proceso de producción de vapor, tipo de combustible).
- ix. Tiempos de estabilidad térmica frente a variaciones de carga.
- x. Estados de operación restringidos (entrada/salida de quemadores, apertura de válvulas parcializadoras, niveles de vibración inadmisibles, entre otras).

c) Turbina a Gas:

- i. Diagrama de bloques de la turbina con sus respectivos parámetros.
- ii. Constantes de tiempo (dinámica de la turbina, combustor, compresor y gases de escape).
- iii. Curvas características de la turbina.
- iv. Gradiente máximo de toma de carga y de reducción de carga [MW/min].
- v. Tipo de combustible y consumo específico.
- vi. Restricciones para el funcionamiento en subfrecuencia.

d) Turbinas Eólicas:

- i. Curva característica de la potencia de salida en función de la velocidad del viento.
- ii. Tipo de tecnología.
- iii. Tasa mínima y máxima de toma de carga.
- iv. Modelo dinámico.
- v. Número de aerogeneradores.
- vi. Disposición física.
- vii. Distribución de frecuencia para velocidad del viento.
- viii. Potencia y energía generable.
- ix. Estadísticas de vientos con detalle horario en el lugar de emplazamiento del parque eólico para el último año anterior a la puesta en servicio de las unidades.

e) Plantas Fotovoltaicas:

- i. Disposición física.
- ii. Número de paneles o módulos solares.
- iii. Número de inversores.

- iv. Fabricante celda FV.
- v. Modelo o tipo.
- vi. Tasa mínima y máxima de toma de carga.
- vii. Potencia nominal [kW].
- viii. Potencia máxima [kW].
- ix. Potencia mínima [kW].
- x. Corriente de cortocircuito máxima [kAcc].
- xi. Curva característica I/V y P/V de cada inversor y la curva equivalente de todos los inversores del parque.
- xii. Diagrama PQ.
- xiii. Curva característica de la potencia en función de la radiación solar.
- xiv. Potencia y energía generable mensual con probabilidad de excedencia 20%, 50% y 80%, con distribución horaria.
- xv. Estadística de radiación solar sobre un plano horizontal en el lugar de emplazamiento del parque fotovoltaico del último año anterior a su puesta en servicio.

f) Sistemas de Almacenamiento:

- i. Tipo de tecnología.
- ii. Número de baterías (si aplica).
- iii. Fabricante.
- iv. Potencia máxima [kW].
- v. Potencia mínima [kW].
- vi. Datos relevantes del equipo.
- vii. Capacidad nominal [kW].
- viii. Capacidad de almacenamiento (kWh).
- ix. Tensión nominal [kV].
- x. Rango de operación en función del tiempo (Potencia v/s Tiempo), Características del control automático.

E. DATOS CON INFORMACIÓN TÉCNICA DE CONTROLADORES DE CARGA/VELOCIDAD.

a) Información de las instalaciones:

- i. Principales características técnicas (marca, fabricante, año de fabricación [dd-mm-aaaa], tipo de controlador: PI o PID, mecánico-hidráulico, electro-hidráulico, digital-electro-hidráulico, entre otros).
- ii. Banda muerta ajustable (rango de ajuste [\pm Hz], calibración actual [Hz]).
- iii. Estatismo permanente (rango de ajuste [\pm %], valor actual [%]).
- iv. Compensaciones dinámicas (amortiguamientos del regulador).

- v. Diagramas funcionales del lazo de regulación de velocidad con sus respectivos parámetros (ganancias y constantes de tiempo con sus rangos de ajuste y valor actual; características de válvulas, límites, zonas muertas, entre otros).
- vi. Para el caso de que la central cuente con un control centralizado de generación, el propietario deberá proveer el diagrama funcional de la unidad de mando remoto que interactúa con las consignas individuales de carga de las unidades generadoras, informando sus respectivos parámetros.
- vii. Resultados de los ensayos del lazo de control automático de velocidad/carga de la unidad generadora, realizados a los efectos de identificar con precisión la respuesta dinámica de este sistema de control incluyendo automatismos asociados como el cierre rápido de válvulas (fast-valving) o reducción controlada de generación (RCG).
- viii. Tiempos de crecimiento (T_r) [s] y establecimiento (T_s) [s] medidos sobre la respuesta en potencia (T_r : tiempo que demora la señal en pasar del 10 % al 90 % del valor final; T_s : tiempo necesario para que la señal ingrese dentro de una banda de ± 10 % alrededor del valor final deseado).

b) Turbinas Hidroeléctricas:

- i. Estatismo transitorio δ (rango de ajuste [\pm %], calibración actual [%]).
- ii. Constante de Tiempo de Amortiguamiento T_d [s] ó Constantes Proporcional (KP), integral (KI) y derivativa (KD) del compensador dinámico directo.
- iii. Características del limitador electrónico de carga.

c) Turbinas a Vapor:

- i. En caso de que el Controlador de Velocidad tenga compensaciones dinámicas, proveer la función transferencia con todos sus parámetros.
- ii. Variador de velocidad/consigna (indicar si el consignador de carga se basa en potenciómetro motorizado, consignador estático, entre otros).
- iii. Gradiente de toma de carga [MW/min].
- iv. Características del limitador de carga.

d) Turbinas a Gas:

- i. En caso de que el controlador de velocidad tenga compensaciones dinámicas, proveer la función transferencia con todos sus parámetros.
- ii. Diagrama de bloques y parámetros del control de aceleración.
- iii. Diagrama de bloques y parámetros del control de temperatura de gases de escape.
- iv. Diagrama de bloques y parámetros del control del caudal de aire de entrada al compresor (IGV).
- v. Características del limitador electrónico de carga.

e) Motores de Combustión Interna:

- i. Diagrama de bloques con sus respectivos parámetros del controlador de velocidad/carga con sus correspondientes compensaciones dinámicas y filtros de supresión de frecuencias torsionales.
- ii. Relación estática del motor y retardo TD asimilable al tiempo de reacción de la combustión en los cilindros.

- iii. Dinámica del turbocargador, representada por la ganancia KTC y la constante de tiempo TTC.
- iv. Factor de reducción del torque mecánico del motor en función de la relación equivalente combustible/aire.

f) Turbinas Eólicas:

- i. Diagrama de bloques del Controlador de Velocidad con sus correspondientes compensaciones dinámicas y parámetros.

g) Parques Eólicos y Fotovoltaicos:

- i. Características, rango de ajuste y diagrama de bloques del controlador frecuencia/potencia, con sus correspondientes compensaciones dinámicas.
- ii. Características, rango de ajuste y diagrama de bloques del controlador de arranque y subida de carga, con sus correspondientes compensaciones dinámicas.
- iii. Modelo dinámico.

12. LISTADO DE VARIABLES

A. VARIABLES RELEVANTES GENERALES.

- i. Potencia activa eléctrica neta y bruta
- ii. Potencia reactiva
- iii. Energía Bruta y neta de la unidad
- iv. Frecuencia
- v. Velocidad de la unidad
- vi. Posición interruptor de sincronismo
- vii. Posición interruptor de SSAA
- viii. Potencia eléctrica SSAA

B. VARIABLES RELEVANTES EN DIFERENTES SISTEMAS DE CENTRALES.

a) Centrales Térmicas a Carbón:

- i. Salida de control de carga
- ii. Posición del gobernador
- iii. Posición de Válvulas de control.
- iv. Vacío del Condensador.
- v. Temperatura de vapor principal y recalentado.
- vi. Presión de vapor principal y recalentado
- vii. Detectores de llama
- viii. Nivel del Domo.
- ix. Nivel de Estanque de Agua Alimentación.
- x. Nivel del Condensador.
- xi. Temperatura de agua enfriamiento condensador. (Agua de circulación)
- xii. Flujo de agua de alimentación y condensado
- xiii. Flujo de aire.
- xiv. Flujo de Vapor principal y recalentado.
- xv. Flujo de carbón (velocidad de alimentador de carbón).

b) Centrales Turbinas a Gas.

- i. Flujo de Aire.
- ii. Flujo de Diesel o gas.
- iii. Modo de control carga/temperatura/frecuencia.
- iv. Temperatura ambiente.

- v. Altura Geográfica.
- vi. Presión Barométrica.
- vii. Diferencial Filtro Succión.
- viii. Temperatura de Gases Salida.

c) Centrales Hidráulicas.

- i. Caudal de Agua.
- ii. Temperatura atmosférica
- iii. Cota embalse
- iv. Posición válvulas de aguja, difusores, etc.

d) Centrales Eólicas.

- i. Flujo del Viento
- ii. Velocidad del Viento
- iii. Temperatura Atmosférica.
- iv. Presión atmosférica.

e) Centrales Solares:

- i. Radiación Solar. (Nublado o despejado)
- ii. Velocidad del Viento.
- iii. Temperatura ambiente

13. LISTADO DE SEÑALES MÍNIMAS REQUERIDAS PARA LA INTEGRACIÓN AL AGC

A. VARIABLES DIGITALES

- i. Local / Remoto (En despacho económico o local)

Descripción: Local (Uso de consigna local cuando el parque no está en control del SCED) / Remoto (Uso de consigna remota proveniente del SCED).

- ii. Estado de interruptor

Descripción: Interruptor en el punto de conexión.

B. VARIABLES ANALÓGICAS

- i. Retorno de consigna enviada desde el Coordinador (MW)

Descripción: Confirmación de que la consigna fue recibida o leída por el controlador de la unidad.

- ii. Límite superior de la Unidad (MW)

Descripción: Corresponde a la Potencia Máxima disponible en MW.

- iii. Límite inferior de la Unidad (MW)

Descripción: Mínimo técnico informado.

- iv. Rampa de subida (MW/Min)

Descripción: Rampa de subida utilizada para el SCED.

- v. Rampa de bajada (MW/Min)

Descripción: Rampa de bajada utilizada para el SCED.

- vi. Potencia generada (MW)

Descripción: Potencia generada por el parque en el punto de conexión.

C. VARIABLES ADICIONALES

- i. Consigna de Despacho Económico o set point (MW)

Descripción: Recepción de una consigna remota proveniente del AGC.

- ii. Potencia Activa Disponible (MW)

Descripción: Se refiere a la potencia máxima que la central ERV puede generar, considerando las condiciones operacionales de la planta y la disponibilidad instantánea del recurso solar o de viento según aplique.

- iii. Velocidad del Viento (m/s)