

Guía de Verificación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia

Versión 1



Junio 2020

Guía de Verificación Servicios Complementarios Control de Frecuencia

| Rev. | Fecha | Comentario | Realizó | Revisó / Aprobó |
|------|------------|----------------|--|--------------------------------------|
| 1 | 01.06.2020 | Documento Base | Eduardo González Raicit Guevara Nelson Jiménez Cristian Reyes | Gretchen Zbinden Rodrigo Espinoza |

CONTENIDO

| | |
|--|-----------|
| 1. OBJETIVO | 4 |
| 2. CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA (CRF) | 7 |
| 2.1. ENSAYOS A EJECUTAR | 7 |
| 2.1.1. Ensayos al Controlador de Frecuencia | 8 |
| 2.1.2. Ensayo de Carga y Descarga para Equipos de almacenamiento | 8 |
| 3. CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF) | 9 |
| 3.1. ENSAYOS A EJECUTAR | 9 |
| 3.1.1. Determinación del Estatismo | 9 |
| 3.1.2. Determinación de la Banda Muerta | 12 |
| 3.1.3. Determinación del retardo inicial del sistema de carga/velocidad y el Tiempo de Establecimiento | 14 |
| 3.1.4. Medición del tiempo de establecimiento con la unidad interconectada | 14 |
| 3.1.5. Evaluación del amortiguamiento del lazo de control de velocidad con máquina aislada | 16 |
| 3.1.6. Medición de la capacidad de tomar o reducir carga | 16 |
| 3.1.7. Determinación de reserva primaria de control de frecuencia en operación normal | 17 |
| 3.1.8. Parques Eólicos o Fotovoltaicos | 18 |
| 3.1.9. Equipo de Compensación de Energía Activa (BESS) | 18 |
| 4. CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF) | 19 |
| 4.1. OBJETIVO | 19 |
| 4.2. ENSAYOS A EJECUTAR | 19 |
| 4.2.1. Pruebas de Comunicaciones | 19 |
| 4.2.2. Pruebas de sintonización | 24 |
| 4.2.3. Respuesta de la unidad en modo Closed-Loop | 26 |
| 5. CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA (CTF) | 27 |
| 5.1. OBJETIVO | 27 |
| 5.2. ENSAYOS A EJECUTAR | 27 |
| 5.2.1. Reserva en giro y medición de la capacidad de subida y bajada de carga | 27 |
| 5.2.2. Reserva fría | 27 |
| 6. INFORME TÉCNICO | 29 |
| 7. INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES. | 30 |
| 8. LISTADO DE VARIABLES | 37 |

1. 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), y el Anexo Técnico, Verificación de Instalaciones para la Prestación de SSCC.

Esta guía está desarrollada para ser aplicada a las instalaciones de generación, equipos de compensación de energía activa e instalaciones que son parte del SEN capaces de prestar servicio de control de frecuencia.

La prueba tiene por objetivo verificar la respuesta esperada de dicha instalación 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 del sistema, conforme a las exigencias establecidas en la 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 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 TG.
- 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], según lo señalado en el artículo 3-11 de la NTSyCS.

Las definiciones y requerimientos de cada uno de estos SSCC se encuentran indicadas en el Informe de SSCC vigente.

El propietario prestador del servicio 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 de lo indicado en el capítulo 4 de la NT de SSCC.

- a) Información técnica de las instalaciones, acorde a lo definido en Anexo A.
- 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, 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. Se recomienda una resolución de 10.000 Hz (200 muestras por ciclo).
- c) Poseer una resolución mayor o igual a 12 bits.
- d) 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 el Anexo B del presente documento contiene el listado de parámetros que deberán estar disponibles para el análisis.

Al culminar la verificación en campo, el Coordinado entregará al Coordinador un informe por cada servicio complementario verificado. En el siguiente gráfico se muestra una interpretación con escala temporal de como intervienen las diferentes subcategorías de SSCC de de control de frecuencia en el tiempo:

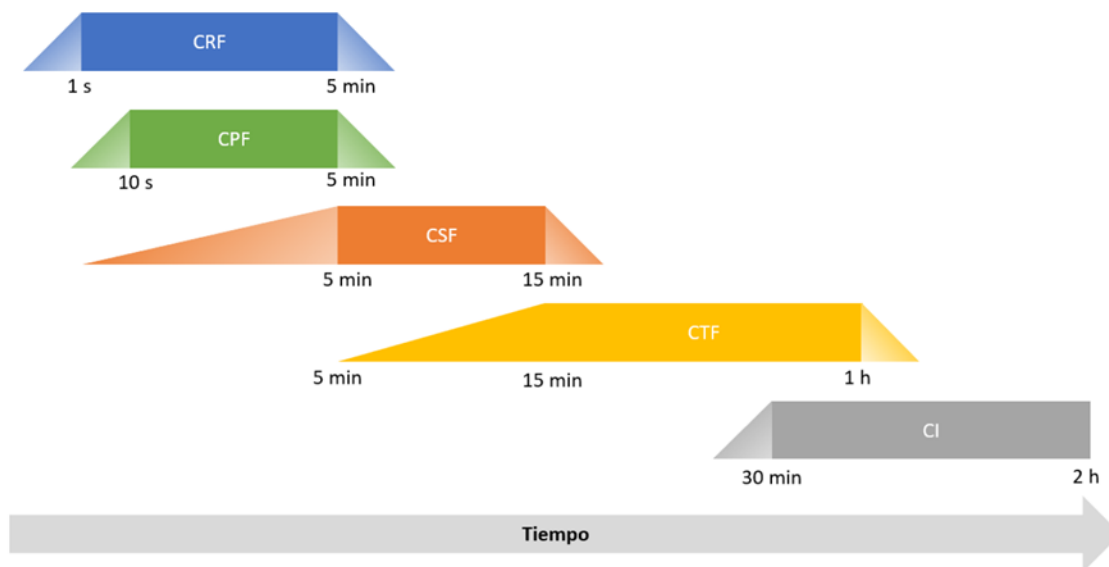


Figura 1: Control de Frecuencia

Donde:

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

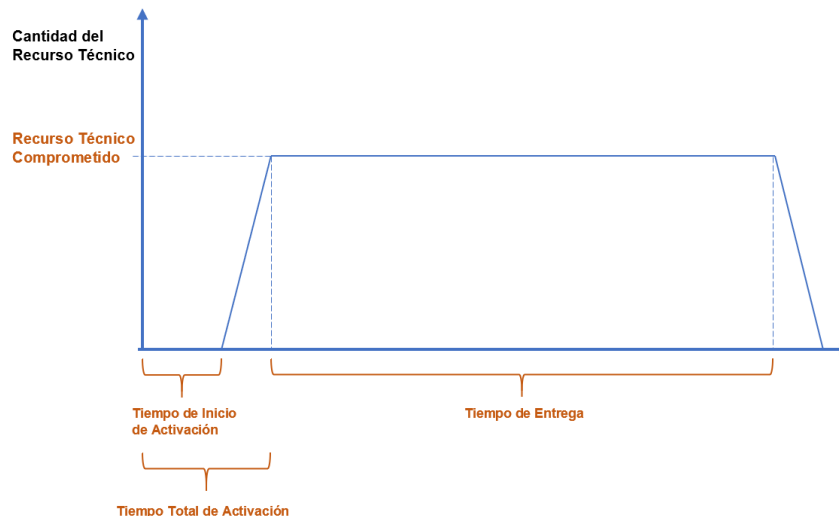


Figura 1. Representación referencial tiempos servicios de CF.

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, según corresponda.
- **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 presente Informe, contando desde el momento en que transcurrió Tiempo Total de Activación.

Tabla 1-1 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] | - | - | 1[hr] |
| CI | Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador | - | 30[min] | 2[hr] | - |

2. CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA (CRF)

Conforme a lo indicado en el Informe de Servicios Complementarios vigente del Coordinador, para 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.

Tomando en cuenta los tiempos involucrados en la prestación del Servicio Complementario y la exigencia de simetría de su aporte, se prevé que unidades convencionales y los equipamientos del tipo BESS serán capaces de proporcionar este servicio.

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

Conforme a lo indicado en el punto 3.1 del “Informe de Servicios Complementarios año 2020” se definen los siguientes requerimientos que deben ser comprobados durante las pruebas:

- a) Umbral de activación: ± 0.3 Hz
- b) Umbral de desactivación: entre 0 y ± 0.2 Hz. La asignación de estos umbrales será definida por el Coordinador para cada equipo.
- c) Criterio para carga del equipo: La carga del equipo deberá activarse a una frecuencia mínima de 50.025 Hz y deberá realizarse a una tasa que será definida por el Coordinador. La carga deberá ser desactivada en caso de que la frecuencia salga de la banda 50 ± 0.025 Hz.

2.1. 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 o potencia, 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 detallarán los ensayos a ejecutar:

2.1.1. Ensayos al Controlador de Frecuencia

Con la instalación en servicio conectada al SI, se inyecta una señal de escalón de frecuencia (según se explica en el numeral 3.1.4) que haga variar la carga conectada en 5% y en 10%, tanto positiva como negativamente, para evaluar la respuesta simétrica del equipo ante esta variación de frecuencia en cuanto a:

- a) La tasa de respuesta de variación de la potencia en MW/seg.
- b) El tiempo de respuesta en alcanzar el 100% de la carga comprometida para este SC. La carga comprometida se refiere a la potencia máxima disponible como reserva de frecuencia y su porcentaje correspondiente al nivel de Estatismo ensayado.
- c) La banda muerta del controlador para evaluar el umbral de activación y desactivación del aporte.
- d) La carga aportada por el equipo desde el 100 % de lo comprometido hasta los 5 minutos (evaluada por minuto), y hasta el final del aporte técnico del equipo.

2.1.2. Ensayo de Carga y Descarga para Equipos de almacenamiento

Para la realización de este ensayo, se definirá un nivel de carga para el ensayo, según las características técnicas del equipo e instalación y a fin de garantizar un aporte simétrico, operando a este nivel de carga, se 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 hasta el nivel de carga definido para el ensayo, se debe registrar el tiempo que demora el proceso de carga y descarga, y el punto de carga del ensayo en que la unidad puede prestar el servicio.

3. CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)

El objetivo de los ensayos relativos a este SC, verificar la respuesta de dicha instalación ante variaciones rápidas y pequeñas de la frecuencia y convalidar que el error de estado permanente esté dentro de los márgenes tolerados una vez alcanzada la nueva condición de equilibrio, conforme a las exigencias establecidas en el TITULO 3-3 de la NT SSCC.

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

3.1. 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 de Frecuencia/Potencia de los parques Eólicos o Fotovoltaicos y el controlador de los Equipos de Compensación de Energía Activa.

3.1.1. 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%

Para los ensayos se realizará considerando que la instalación esté con la siguiente generación:

- a) Plena carga menos bloque de reserva.
- b) Mínimo técnico más bloque de reserva.
- c) Dos (2) cargas intermedias.

Dado lo anterior, mediante los ensayos se debe determinar al menos lo siguiente:

3.1.1.1. 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 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 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.

3.1.1.2. 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, se realizarán las actividades indicadas en 3.1.1.1 del presente documento, para la verificación del ajuste en su estatismo mínimo y máximo. Debe indicarse para cada unidad si el ajuste está a disposición del operador o requiere de ajustes de control a cargo de un especialista.

b) Unidades sin ajuste con la unidad en servicio.

Se verificará y evaluará la forma de ajuste del estatismo de la unidad, (carga mínima, desconexión, o detención de la unidad) y la posibilidad de efectuar pruebas para verificar estatismo máximo, mínimo y el ajustado en la unidad. Indicando niveles de ajuste, y los tiempos involucrados en la operación para el cambio del ajuste.

Se propone verificar la operación de estatismo de las instalaciones en al menos los siguientes valores:

- i. Valor ajustado nominal
- ii. Mayor valor de estatismo
- iii. Menor valor de estatismo

Para este fin realizar el ensayo de estatismo con el valor de ajustado nominal de la unidad, valor definido por el Coordinado. La unidad deberá estar a plena carga menos el bloque de reserva de frecuencia, aplicando escalones de frecuencia de +/- 0.2 y +/- 0.7 Hz y registrar las variaciones en la generación de la unidad.

A continuación, bajar carga a los valores de potencia intermedios (P1 y P2) definidos para esta prueba y medir la reacción en la generación a los escalones de frecuencia definidos para esta prueba (+/- 0.2 y +/- 0.7 Hz) y registra la respuesta en generación.

Luego repetir la prueba bajando la generación a Mínimo Técnico más el bloque de reserva, aplicar escalones de frecuencia de +/- 0.2 y +/- 0.7 Hz y registra las variaciones en la generación de la unidad.

Finalmente se debe repetir la prueba en dos (2) valores de estatismo (máximo y mínimo) en las cargas de Potencia Máxima y Potencia Mínima definidas para el ensayo aplicando escalones de frecuencia de +/- 0.2 y +/- 0.7 Hz y registra las variaciones en la generación.

Terminado el ensayo normalizar la condición de carga de la unidad.

3.1.1.3. 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.

No solo se debe verificar el estatismo de la unidad, sino que se deben realizar las evaluaciones pertinentes para determinar cuál es la capacidad de cambiar este estatismo. 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:

$$R[\%] = \frac{\frac{f_v - f_c}{P_c - 0}}{P_N} \cdot 100$$

Dónde:

- R[%] = Estatismo.
- Pc = Potencia de la Unidad a plena carga.
- fN = 50 Hz
- fv = frecuencia o velocidad en vacío.
- fc = frecuencia o velocidad a la potencia Pc.
- PN = 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, 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, en pasos de a lo más 200 mHz, hasta que se desconecten los inversores a causa de las protecciones de sobrefrecuencia.

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.

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.

3.1.1.4. Determinación del Estatismo Global

Se opera la unidad generadora a velocidad nominal y con carga nominal, para evaluación del lazo de control completo, incluyendo retardos de los sistemas de control (controladores y fuerza como servos y válvulas).

Para esta condición se registra la posición del variador de velocidad. La frecuencia medida en este caso corresponde al valor f_c .

Posteriormente se opera la unidad fuera de paralelo en vacío, con el variador de velocidad en la misma posición registrada en el paso anterior. En estas condiciones se mide el valor f_v que alcanza la frecuencia de la unidad.

En el caso que, por alguna causa, no se pueda realizar el presente ensayo, se deberá determinar otra metodología, acordando el/los ensayo/s y/o los estudios que se deban realizar para cumplir con este requerimiento. Se podrá recurrir a métodos alternativos para la determinación del estatismo, basados en la obtención automática (disparos por umbral de frecuencia) de registros de potencia y frecuencia en bornes de máquina frente a variaciones apreciables de la frecuencia del SI, con excursiones fuera de la nominal suficientemente prolongadas para evaluar el valor de régimen permanente.

3.1.2. Determinación de la Banda Muerta

La exigencia mínima para la prestación del servicio de CPF para unidades sincrónicas es contar con una banda muerta inferior a 0.1 % del valor nominal de la frecuencia, es decir ± 25 mHz, y para parques eólicos y fotovoltaicos es de 200 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 representarse por una banda muerta o ciclo de histéresis equivalente en la medición de frecuencia.

En esta etapa, se requiere verificar el ajuste de la banda muerta en frecuencia de la unidad, a efectos de verificar si cumple con las exigencias normativas. Este parámetro debe ser representativo del comportamiento de la unidad dentro de la banda de regulación de la unidad.

Dado lo anterior, es necesario, mediante los ensayos determinar al menos lo siguiente:

3.1.2.1. Rango de ajuste de la banda muerta

Rango de frecuencia, dentro del cual las unidades de generación no varían automáticamente su potencia. Es un valor de frecuencia donde no se hace corrección de la potencia generada, es decir, las variaciones de potencia en ese rango no activan la regulación primaria de los generadores. Esta banda muerta incluye los rangos de frecuencia asociados tanto a la respuesta del controlador como a las características de respuesta del gobernador y sistemas asociados.

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

Comprobar la funcionalidad del controlador de modificar la banda muerta de respuesta del controlador de frecuencia. Determinar si el ajuste se puede hacer con unidad en servicio ó fuera de servicio.

Comprobar los reguladores de velocidad con posibilidad de incluir una banda muerta ajustable en la medición de frecuencia o velocidad.

Graficar la característica 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:

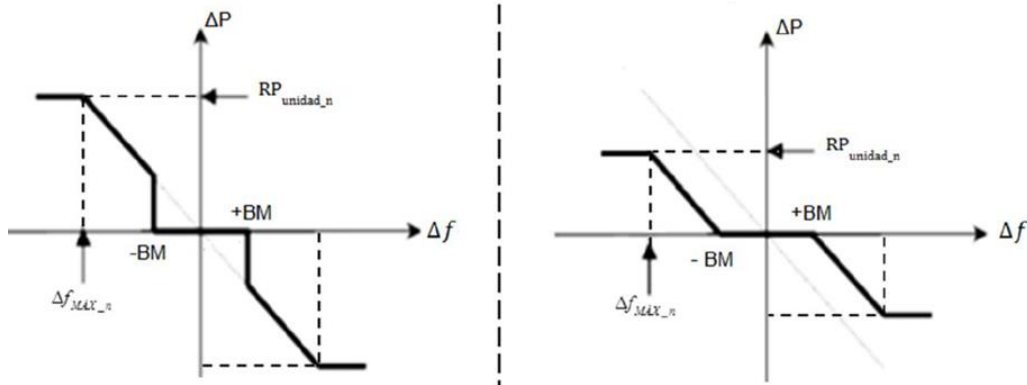


Figura 2: Característica de Banda Muerta

Dónde:

- BM : Banda Muerta de la unidad en Hz
- RP : Valor máximo de Capacidad de Reserva para CPF
- ΔP : Potencia Activa
- Δf : Frecuencia

3.1.2.3. Medición de la banda muerta del controlador de carga/velocidad

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).

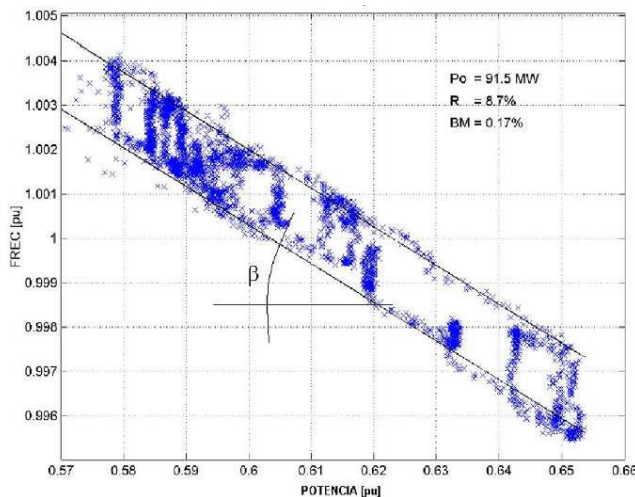


Figura 3: Método XY.

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.

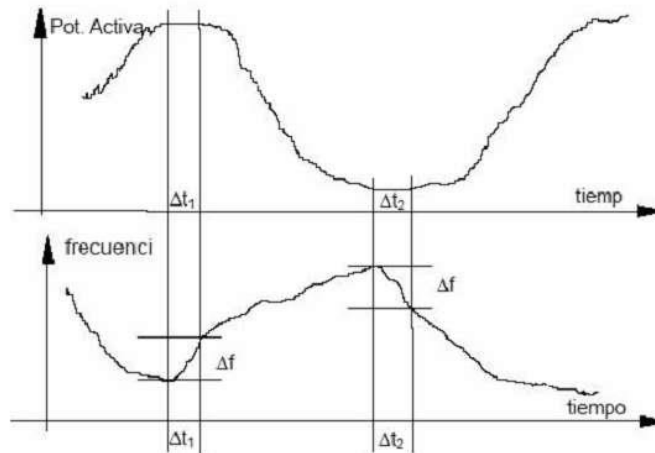


Figura 4: Método YY

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

3.1.3. Determinación del retardo inicial del sistema de carga/velocidad 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 que el propietario de la unidad generadora de acuerdo con evidencias técnicas que lo justifiquen.

3.1.4. Medición del tiempo de establecimiento con la unidad interconectada

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 la estabilización de la potencia de la carga proporcional al escalón.

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 la misma.

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 Anexo B.

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.

Para parques fotovoltaicos o eólicos, el objetivo es medir la respuesta del controlador frecuencia/potencia, considerando como entrada la frecuencia y como salida la potencia eléctrica entregada por cada nave de unidades generadoras y para el parque en su conjunto.

En este caso, se debe perturbar el control de frecuencia/potencia simulando un escalón en la frecuencia de la red, con el parque operando en carga interconectada al SI.

Se aplicarán escalones 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 capacidad del parque, y de un signo tal que la generación disminuya y aumente.

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

Sin perjuicio de lo anterior, se podrá solicitar otros ensayos a las unidades síncronas y parques eólicos o fotovoltaicos dependiendo de las características de cada una.

La inyección de señales de escalón de frecuencia al sistema de control de carga/velocidad deben ser mantenidas hasta 10 segundos después que la potencia activa alcanza su valor de régimen permanente. 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:

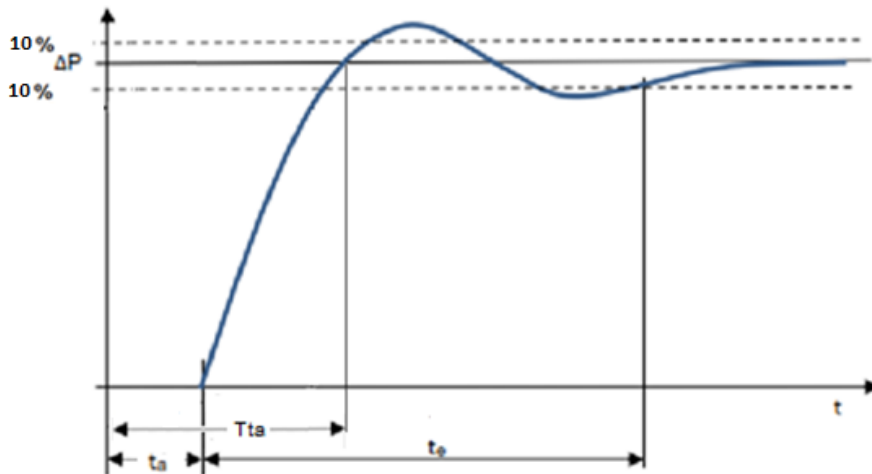


Figura 5: Curva de Respuesta

La figura ejemplo ilustra los tiempos de activación (t_a), retardo (t_r), y tiempo de establecimiento (T_e).

Ta: 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.

Tta= Tiempo total de activación, periodo en que se entrega la totalidad del recurso comprometido, incluyendo el tiempo de inicio de activación.

Te: Tiempo máximo de establecimiento, tiempo para que la respuesta permanezca dentro de una banda de error menor al +/- 5% (de $P_{m\acute{a}x}$) de la respuesta esperada, ante una variación de frecuencia, medido desde el inicio de la respuesta. Para unidades termoeléctricas 30 seg., para unidades hidráulicas 120 seg. (para parques Eólicos y Fotovoltaicos, ver numeral 3.1.4)

3.1.5. 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 maquina 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.

3.1.6. Medición de la capacidad de tomar o reducir carga

Para este ensayo, tiene como finalidad establecer la tasa de carga en MW/min de la unidad ajustada para el rango de carga definido como reserva para CPF, se debe operar el generador con la máxima reserva en giro asignada al CPF, en estas condiciones el operador 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), 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 de la unidad generadora ante una variación de frecuencia.

El rango de carga será definido por el Experto Técnico y el Coordinador en los protocolo específico del ensayo y aprobado por el Coordinador

3.1.7. Determinación de reserva primaria de control de frecuencia en operación normal

Para el caso de la prestación del SC en operación normal, 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 simétrica 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 potencia media en el tiempo de establecimiento será considerada como la reserva efectiva aportada por la unidad, siempre y cuando haya hecho un aporte mayor a cero antes del tiempo definido en el Informe de SSCC vigente.

$$RPF_{normal} = \frac{E_t}{t}$$

Donde,

- RPFnormal: Reserva primaria para control de frecuencia en estado normal.
- Et: Energía aportada por la unidad en 30 o 120 segundos según su tiempo de establecimiento (según el artículo 3-17 de la NTSyCS).
- t: tiempo de establecimiento.

Se debe medir la respuesta de la unidad frente a diferentes escalones de frecuencia. Para cada uno 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 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.

Los escalones de frecuencia serán simulados y aplicados al sistema de control de acuerdo a las características tecnológicas de este, mediante señales internas ajustables o mediante aplicación de señales de frecuencia simuladas con equipo externo

Conforme a los datos y comportamiento de la unidad registrar las tasas de carga respectivas de respuesta a cada escalón aplicado.

Para lo anterior se deberá medir las variables indicadas en el Anexo B según el tipo de instalación que se está ensayando durante un periodo de al menos cinco (5) minutos.

Las pruebas debiesen realizarse en carga mínima más reserva primaria, carga máxima menos reserva primaria de control frecuencia, más dos (2) cargas intermedias.

3.1.8. Parques Eólicos o Fotovoltaicos

Durante las pruebas el controlador de frecuencia/potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos debe cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- 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 sobre frecuencia, la acción del controlador de frecuencia/potencia dará lugar a una reducción proporcional de la producción de potencia con un gradiente de hasta el 55 por ciento de la potencia activa disponible por cada Hertz de desviación de frecuencia, a partir de los 50,2 [Hz] hasta 51,5 [Hz].
- c) En caso de subfrecuencia, el estatismo permanente será ajustable dentro del rango del 2% al 8%. El estatismo deberá calcularse sobre la potencia nominal.
- d) La banda muerta será de ± 200 [mHz].
- e) El funcionamiento del controlador de frecuencia/potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos estará limitado por la disponibilidad del recurso primario.

Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán contar también con funciones de control que aseguren que la tasa de toma de carga no supere un valor ajustable entre 0 a 20% de la potencia nominal del parque por minuto, tanto durante su arranque como durante su operación normal.

3.1.9. Equipo de Compensación de Energía Activa (BESS)

En el caso que el Equipo de Compensación de Energía Activa esté calificado para su operación de CPF, se deberá ensayar para habilitar y tendrán por objeto verificar la respuesta mínima de la unidad ante variaciones rápidas de la frecuencia y a verificar su comportamiento potencia versus tiempo.

Adicionalmente verificar los cambios en la curva de potencia-tiempo por disminución de la vida útil de las baterías del equipo, conforme a lo señalado por el fabricante de los equipos y sus curvas características.

4. CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA (CSF)

4.1. OBJETIVO

El objetivo de los ensayos relativos a este SSCC es el de verificar la respuesta de las instalaciones ante la acción del 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 numeral 3.1.3. y cumplir con lo señalado en la NTSyCS en el artículo 4-17.

4.2. ENSAYOS A EJECUTAR

El desempeño del AGC está estrechamente ligado a la calidad y disponibilidad de las señales tele medidas 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.

4.2.1. Pruebas de Comunicaciones

4.2.1.1. 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 NT S y CS. 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 2020, 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 la Resolución 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 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 anteriormente 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.

4.2.1.2. 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 tele medidas. 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.

4.2.1.3. Pruebas Punto a Punto de Señales Tele medidas

Esta prueba será realizada por personal del Departamento SCADA, previo a las pruebas de sintonización, y tendrá como objetivo principal: 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.

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

Esta prueba será realizada por personal del 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 SSSC. 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 tele medidas 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.

4.2.1.5. Análisis de la Calidad de las Señales

Para la activación de los SSCC, el Coordinador Eléctrico Nacional 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.

4.2.1.6. 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 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: 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.

4.2.1.7. 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.

4.2.2. 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.

4.2.2.1. 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.

4.2.2.2. 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.

4.2.3. Respuesta de la unidad en modo 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 avisara 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.

5. CONTROL TERCIARIO DE FRECUENCIA (CTF)

5.1. 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.

5.2. ENSAYOS A EJECUTAR

Con el fin de verificar la capacidad de una unidad participante en el CTF, se ejecutarán, como mínimo, los siguientes ensayos.

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.

5.2.1. 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 dadas 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.

5.2.2. 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 a nuevas unidades, se realizarán ensayos de acuerdo a 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” y alcanzar su estado de mínimo técnico en 15 minutos y mantenerlo durante 60 minutos.
- ii. Sí 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.
- iii. Desde la unidad en modo apagado se dará la orden de partida, y esta debe sincronizar al SI en menos de 5 minutos y seguidamente continuar la subida de carga hasta mínimo técnico.

6. INFORME TÉCNICO

En la fecha definida en el calendario de entrega de informes, el experto técnico enviará al Coordinador y a la Empresa Generadora el acta de la prueba y un informe técnico para la pruebas del SSCC de control de frecuencia que respalda 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 experto técnico, el informe y el acta serán revisados y analizados 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 hojas de cálculo.
- f) Objeto del ensayo
- g) Descripción técnica de los equipos principales
- h) Descripción del ensayo
- i) Normas aplicadas
- j) Memoria técnica del procedimiento: condiciones del ensayo, metodología e instrumental empleado.
- k) Desarrollo matemático del cálculo del punto de ensayo correspondiente a los resultados obtenidos
- l) Hojas de cálculo completas del ensayo.
- m) Tabla de resumen de valores de datos obtenidos.
- n) 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.

7. INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES.

El propietario prestador del servicio de SSCC deberá tener disponible 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 a 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:

- 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.

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) Equipos de compensación:

- i. Tipo de tecnología.
- ii. Número de baterías.
- 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 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.

8. 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.